

А.Г. Ус, Л.И. Евминов

Электроснабжение промышленных предприятий и гражданских зданий

Допущено Министерством образования Республики Беларусь в
качестве учебного пособия для учащихся средних специальных
учебных заведений по специальности "Электротехника"

Минск
НПО "ПИОН"
2002

УДК 658.26:621.3.001.63 (075.32)
ББК31.192я723
У74

Рецензенты:
доцент кафедры электроснабжения БИТУ
канд. тех. наук *В.Н. Радкевич*,
преподаватели Минского политехнического техникума
Г.Д. Подгайский, Л.С. Щербак

Ус А.Г., Евминов Л.И.

У74 Электроснабжение промышленных предприятий и граждан-
ских зданий : Учебное пособие. - Мн.:НПООО «ПИОН» 2002
-457 с.

ISBN 985-6268-38-9

В учебном пособии описано устройство и приведены методы расчета систем электроснабжения промышленных предприятий и гражданских зданий - схемы внешнего и внутреннего электроснабжения; основное электрооборудование, аппараты и линии электропередачи; методы определения электрических нагрузок; расчет сетей напряжением до и выше 1 кВ; качество электроэнергии и компенсации реактивной мощности; расчет токов короткого замыкания; устройства релейной защиты и автоматики. Изложены вопросы электробезопасности и защиты электроустановок от перенапряжений.

Пособие предназначено для учащихся средних специальных учебных заведений. Может быть полезным для студентов вузов и специалистов, работающих в области электроснабжения промышленных предприятий и гражданских зданий.

УДК 658.26:621.3.001.63 (075.32)
ББК31.192я723

© Ус А.Г., Евминов Л.И., 2002
© НПООО «ПИОН», 2002

ISBN 985-6268-38-9

Предисловие

Учебное пособие подготовлено в соответствии с программой курса «Электроснабжение предприятий и гражданских зданий» для учащихся средних специальных заведений, обучающихся по специальности Т.01.04 «Электротехника».

За последние годы в отрасли электроснабжения потребителей произошли определенные изменения: разработано новое электрооборудование и аппараты, появились новые нормативные акты, усовершенствован ряд методик расчета.

При разработке учебного пособия авторы стремились отразить новейшие направления науки и техники в области электроснабжения промышленных предприятий и гражданских зданий.

В основу пособия, наряду с материалами научно-технического характера, положен опыт педагогической работы авторов при чтении ими курсов «Электроснабжение промышленных предприятий», «Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения», «Переходные процессы», «Техника высоких напряжений», «Электрическое освещение» в Гомельском государственном техническом университете им. П.О. Сухого.

В пособии рассматриваются вопросы устройства, проектирования и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий и гражданских зданий: электрические станции и их типы; электрические сети промышленных предприятий и городов напряжением до и выше 1 кВ, в том числе линии электропередачи и подстанции; релейная защита и автоматика в системах электроснабжения; качество электроэнергии и компенсация реактивной мощности; короткие замыкания в системах электроснабжения; электробезопасность. В приложении приведены основные технические данные по электрооборудованию, аппаратам, проводам.

Главы 1-4 написаны кандидатом технических наук, доцентом А.Г. Усом, главы 5-8 — кандидатом технических наук, доцентом Л.И. Евминовым.

Авторы признательны канд. техн. наук, доценту кафедры электроснабжения БИТУ В.Н. Радкевичу, преподавателям Минского

политехнического техникума Г. Д. Подгайскому и Л.С. Щербак за ценные замечания, сделанные ими при рецензировании книги.

Замечания и пожелания по улучшению учебного пособия просим направлять по адресу:

г. Гомель, пр. Октября 48, Гомельский технический университет им. П.О. Сухого, кафедра электроснабжения.

Условные обозначения

АПВ	—	автоматическое повторное включение
АРВ	—	автоматический ввод резерва
АСУ	—	автоматизированная система управления
АЧР	—	автоматическая частотная разгрузка
АЭС	—	атомная электрическая станция
БВК	—	батарея высоковольтных конденсаторов
БНК	—	батарея низковольтных конденсаторов
ВЛЭП	—	воздушная линия электропередачи
ВН	—	высокое напряжение
ВРУ	—	вводно-распределительное устройство
ГРУ	—	генераторное распределительное устройство
ГПП	—	главная понизительная подстанция
ГРП	—	главный распределительный пункт
ГРЭС	—	государственная районная электрическая станция
ГЭС	—	гидроэлектростанция
ДПЭ	—	договор на пользование электроэнергией
ДРЛ	—	дуговая ртутная люминесцентная лампа
ЕЭС	—	единая энергетическая система
ЗРУ	—	закрытое распределительное устройство
ИП	—	источник питания
КБ	—	конденсаторная батарея
КЗ	—	короткое замыкание
КЛЭП	—	кабельная линия электропередачи
КРУ	—	комплектное распределительное устройство
КРУН	—	комплектное распределительное устройство наружной установки
КСО	—	камера стационарная, одностороннего обслуживания

КТП	—	комплектная трансформаторная подстанция
КТПН	—	комплектная трансформаторная подстанция наружной установки
КУ	—	компенсирующее устройство
КЭС	—	конденсационная электрическая станция
ЛЛ	—	люминесцентная лампа низкого давления
ЛН	—	лампа накаливания
ЛЭП	—	линия электропередачи
МДС	—	магнитодвижущая сила
МТЗ	—	максимальная токовая защита
НН	—	низкое напряжение
ОРУ	—	открытое распределительное устройство
ПБВ	—	устройство регулирования напряжения без возбуждения (при отключении трансформатора)
ПВ	—	продолжительность включения
ПГВ	—	подстанция глубокого ввода
ПП	—	преобразовательная подстанция
ПС	—	подстанция
ПУЭ	—	правила устройства электроустановок
РЗ	—	релейная защита
РЗА	—	релейная защита и автоматика
РМ	—	реактивная мощность
РП	—	распределительный пункт
РПН	—	устройство регулирования напряжения под нагрузкой
РУ	—	распределительное устройство
СД	—	синхронный двигатель
СН	—	среднее напряжение
СП	—	силовой пункт
ТП	—	трансформаторная подстанция

ТЭЦ	—	теплофикационная электрическая станция
УРП	—	узловая распределительная подстанция
ЦП	—	центр питания
ШМА	—	магистральный шинопровод
ШРА	—	распределительный шинопровод
ШОС	—	осветительный шинопровод
ЭДС	—	электродвижущая сила
ЭП	—	электроприемник
ЭЭС	—	электроэнергетическая система

Введение

Электрификация как стержень экономики играет ведущую роль в развитии народного хозяйства, в осуществлении технического прогресса.

Электроэнергетика более чем какая-либо другая отрасль народного хозяйства определяет уровень экономического развития страны.

Многие электростанции, сетевые и другие объекты Белорусской энергосистемы по качественному составу техники, организации управления, автоматизации и экономическим показателям находятся на передовых рубежах современного промышленного производства. Непрерывную вахту на своих рабочих местах несут квалифицированные энергетики. Все это позволяет с достаточной степенью надежности обеспечивать электрической и тепловой энергией промышленность, сельское хозяйство, транспорт, социальную сферу и во многом определяет устойчивую работу народного хозяйства.

Учение об электричестве вплоть до XVII века почти не развивалось и к началу XVIII века представляло собой совокупность ряда несистематизированных фактов и противоречивых гипотез.

После появления источника непрерывного электрического тока — Вольтова столба, открытого итальянским физиком А. Вольтой в 1799г., а затем и более совершенных гальванических элементов, оказались возможными многочисленные исследования различных (химических, тепловых, световых и т.д.) действий электрического тока, вызвавших практический интерес к этому новому виду энергии.

Открытие в 1802 г. В.В. Петровым электрической дуги, ставшей основой многих технологических процессов (сварка, плавка, резание), затем законов тепловых (Д.П. Джоуль, ЭХ. Ленц) и химических (М.Фарадей) действий тока, а также основополагающих законов электротехники (Г.С. Ом и Г.Р. Кирхгоф) положило начало работам по преобразованию и соизмерению различных видов энергии, учению об энергетике как о едином целом.

Одновременно с научными исследованиями развернулись работы по практической реализации достижений науки. Огромное значение имели труды М.О. Доливо-Добровольского, создавшего технику трехфазного

переменного тока, и П.Н. Яблочкова, изобретшего электрический трансформатор. Тем самым появилась возможность не только производить электрическую энергию, но и передавать ее на расстояние.

Первые сведения в Белоруссии об электрической энергии появились в конце прошлого века. В 1894 г. Минская городская дума принимает решение о введении в г. Минске электрического освещения. Однако первая электростанция на р. Свислочь была пущена в 1895 г. В 1898 г. была построена электростанция постоянного тока мощностью 425 кВт в г. Витебске. В это же время в Витебске пущен первый в Белоруссии и четвертый в России (после Киевского, Нижегородского, Днепропетровского) трамвай.

До революции энергетическое хозяйство Белоруссии развивалось медленными темпами. На электростанциях, вырабатывавших постоянный ток, использовались локомотивы, дизели и паровые машины. Мощность всех электростанций составляла 5,3 мВт, а выработка электроэнергии — 4,2 млн кВт-ч.

К 1920 г. суммарная мощность электростанций по сравнению с 1913г. уменьшилась с 5,3 до 1 мВт.

22 декабря 1920 г. VIII Всероссийским съездом Советов был принят и утвержден Государственный план электрификации России (ГОЭЛРО), предусматривающий создание энергетических систем. В связи с утверждением и реализацией в России плана ГОЭЛРО активизировались работы по восстановлению разрушенных, расширению и строительству новых электростанций Белоруссии. Вместо локомотивов и дизелей появились паротурбинные электростанции с генераторами переменного тока единичной мощностью 1,0 — 1,5 мВт.

Огромную роль в жизни республики сыграл пуск в 1930 г. первой в Белоруссии районной электростанции — Белорусской ГРЭС. В 1931 г. была создана Белорусская энергосистема. В 1940 г. установленная мощность электростанций достигла 128 мВт, выработка электроэнергии — 508 млн кВт-ч.

За годы Великой Отечественной войны энергетическая база республики была практически полностью уничтожена (разрушено более 150 электростанций различного назначения).

В 1947 г. установленная мощность электростанций и производство электроэнергии превысили довоенные показатели.

60—70-е годы — период особо интенсивного развития электроэнергетики. Мощность электростанций выросла с 756 до 3464 мВт, производство электроэнергии увеличилось с 2,6 до 14,78 млрд кВт-ч.

Одновременно для выдачи электроэнергии с электростанций сооружались электрические сети магистрального и распределительного назначения. Первые воздушные линии электропередачи (ВЛЭП) и подстанции (ПС) напряжением 35—110 кВ начали вводиться в эксплуатацию в 1946 г. В 1959 г. электрические связи (ВЛЭП и ПС) уже сооружаются на напряжении 220кВ, в 1961г. — 330 и в 1984г. — 750 кВ.

В 1962 г. закончилось формирование энергосистемы — все электростанции подключились на параллельную работу. В 1961 г., после ввода ВЛ-330 кВ Минск — Вильнюс, энергосистема вошла в состав Объединенной энергетической системы Северо-Запада, работающей параллельно с ЕЭС СССР.

В 1970—1975 гг. мощность электростанций выросла с 3464 до 5487 мВт, а производство электроэнергии — почти в 2 раза. В последующие годы развитие электроэнергетики замедлилось (по сравнению с 1975 г. установленная мощность электростанций к 1991 г. увеличилась немногим более чем на 11 %, а производство электроэнергии — на 7,0 %).

Главная проблема, стоящая ныне перед Белорусской энергосистемой, — ликвидация острого дефицита мощности источников электроэнергии. Электроэнергетика как базовая отрасль должна стать менее зависимой от внешних поставок электроэнергии и топлива.

Надежное и экономичное обеспечение потребителей электрической энергией является важной народнохозяйственной задачей. Решение этой задачи во многом зависит от высококвалифицированных специалистов среднего звена — техников-электриков, для которых в основном и предназначено это учебное пособие.

Глава 1 Общие сведения о системах электроснабжения

1.1. Понятия о системах электроснабжения и потребителях электроэнергии

Системы электроснабжения сооружаются для обеспечения электроприемников электроэнергией в необходимом количестве и требуемого качества.

Электроприемник (ЭП), как составляющая часть электрического хозяйства предприятия, организации, любого электрифицированного объекта представляет собой аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии [1], например, электродвигатель, электрический источник света, нагревательный элемент.

Электроэнергия используется для привода различных механизмов, искусственного освещения, электротехнологии, для специальных целей измерения, учета, контроля, автоматики и защиты, а также для биологических и медицинских целей.

Электроприемник или группу электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещенных на определенной территории, например, станок, цех, предприятие, называют *потребителем электрической энергии*.

Все потребители народного хозяйства подразделяются на следующие виды: а) промышленные предприятия (используют 55...65 % всего объема расходуемой электроэнергии в народном хозяйстве); б) жилые и общественные здания, коммунально-бытовые предприятия и организации (25...35 %); в) сельскохозяйственное производство (10... 15 %); г) электрифицированный транспорт (2.4 %).

На электрическое освещение приходится 10... 12 % всей расходуемой электроэнергии в народном хозяйстве.

Промышленные предприятия могут быть классифицированы по следующим основным признакам:

1) по суммарной установленной (номинальной) мощности электроприемников [2]: а) малые предприятия — до 5 мВт; б) средние предприятия — 5...75 мВт; в) крупные предприятия — свыше 75 мВт;

2) по принадлежности к соответствующей отрасли промышленности (металлургические, машиностроительные, нефтехимические и др.);

3) по тарифным группам и условиям определения мощности средств компенсации реактивной мощности в электрических сетях предприятия [3]: а) с присоединенной трансформаторной мощностью 750 кВ·А и выше — I группа; б) с присоединенной трансформаторной мощностью менее 750 кВ·А — II группа.

Предприятия I тарифной группы оплачивают полученную электроэнергию в основном по двухставочному тарифу (за потребленную мощность — основная ставка, за потребленную электроэнергию — дополнительная тарифная ставка). Мощность компенсирующих устройств выбирается одновременно с основными элементами системы электроснабжения. Предприятия II тарифной группы оплачивают полученную электроэнергию по одноставочному тарифу. Мощность компенсирующих устройств, которые необходимо установить в электрической сети предприятия, указывается энергосистемой;

4) по категории надежности электроснабжения. При существующем разделении электроприемников по требованиям надежности электроснабжения на I, II и III категории [1] конкретное предприятие можно отнести к той или иной категории или категориям надежности, оценивая процентный состав приемников разных категорий;

5) по категории энергетических служб. Всего существует 12 категорий энергетических служб. Конкретная категория определяется величиной суммарной плановой трудоемкости годового плана планово-предупредительного ремонта энергетического оборудования и сетей предприятия [4]. Именно эта величина наиболее объективно отражает масштабы и сложность энергетического хозяйства любого предприятия и обуславливает штаты отдела главного энергетика и его подразделений.

Большая часть промышленных предприятий размещается в городах. Являясь основными потребителями электроэнергии, города в зависимости от численности населения, подразделяются на: крупнейшие — более 500 тыс. чел; крупные — 250—500 тыс.; большие — 100—250 тыс.; средние — 50—100 тыс.; малые — до 50 тыс. чел.

В свою очередь территория города по назначению подразделяется на следующие зоны: промышленную — для размещения производственных предприятий; коммунально-складскую — для размещения транспортных предприятий (автобаз, троллейбусных и трамвайных парков); внешнего транспорта — для размещения транспортных сооружений, вокзалов, портов, станций; селитебную — для размещения жилых районов, общественных зданий и сооружений, мест отдыха населения.

Основу застройки городов составляют гражданские здания, представляющие собой объекты непромышленной сферы народного хозяйства: жилые дома, общежития, гостиницы, предприятия торговли и общественного питания, школы и дошкольные учреждения, предприятия бытового обслуживания и коммунального хозяйства и др.

Расположение потребителей (электроприемников) на генплане (плане) предприятия или города, величина и характер их электрических нагрузок, характеристика электроприемников с точки зрения надежности обеспечения их электроэнергией являются основными исходными данными, определяющими выбор соответствующей системы электроснабжения.

Под *системой электроснабжения* понимается совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией.

Электроустановками называется совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии [1]. Система электроснабжения является подсистемой электроэнергетической системы и одновременно составной частью электрического хозяйства предприятия, организации.

Электроэнергетическая (электрическая) *система* — это электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электрической энергии.

Под *энергетической системой* понимается совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между

собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии и теплоты при общем управлении этим режимом.

Электрическая станция — это установка или группа установок для производства электроэнергии или электрической и тепловой энергии.

Электрической сетью называется совокупность электроустановок для передачи и распределения электроэнергии, состоящая из подстанций, линий электропередачи, токопроводов, аппаратуры присоединения, защиты и управления.

Подстанция — это электроустановка для приема, преобразования и распределения электроэнергии.

Под *линией электропередачи* понимается устройство, предназначенное для передачи и распределения или только для передачи электроэнергии на расстояние.

Электрическим хозяйством предприятия называется совокупность электроустановок, электрических и неэлектрических изделий, не являющихся частью электрической сети, но обеспечивающих ее функционирование; помещений, зданий и сооружений, которые эксплуатируются электротехническим или подчиненным ему персоналом; людских, материальных и энергетических ресурсов и информационного обеспечения, необходимых для жизнедеятельности электрического хозяйства.

Работа всей системы электроснабжения регламентирована в основном режимами потребления электроэнергии, ее техническим и ремонтным обслуживанием.

По способу использования системы электроснабжения относятся к непрерывно работающим. Это сложные динамические системы, характеризующиеся многообразием внешних и внутренних связей.

Режимы производства, передачи и распределения электроэнергии в системах электроснабжения неразрывно связаны с режимами питающих энергосистем. Потребители задают режим нагрузок и формируют график нагрузки питающей энергосистемы. Энергосистема оказывает влияние на систему электроснабжения изменением располагаемой мощности источников питания, уровнями напряжения и частоты.

величинами токов короткого замыкания, требованиями устойчивости и надежности.

Техническое и ремонтное обслуживание систем электроснабжения представляет комплекс работ, направленных на поддержание исправности или работоспособности оборудования и линий электропередачи. Оно в значительной степени определяет уровень эксплуатационной надежности электроснабжения.

Современный уровень развития систем электроснабжения предполагает необходимость учета объективных законов формирования питающих энергосистем и электрического хозяйства предприятий.

1.2. Электрические станции и их типы

Электрические станции предназначены для производства электрической или электрической и тепловой энергии.

Электрическая энергия на электростанциях вырабатывается генераторами (турбо- — и гидрогенераторами), осуществляющими преобразование механической в электрическую энергию.

Первичные двигатели (паровые машины, гидротурбины, двигатели внутреннего сгорания и др.) и приводимые ими во вращение генераторы являются основным энергосиловым оборудованием электростанций.

Первичные двигатели для своей работы используют энергию, заключенную в природных энергоносителях. — газ, нефть, воду, радиоактивные элементы и др.

Электростанции могут быть разделены на следующие основные типы: тепловые (в том числе атомные) и электростанции, работающие на основе возобновляемых источников энергии (в том числе гидравлические).

1.2.1. Тепловые электрические станции

Тепловые станции могут быть с паровыми и газовыми турбинами, с двигателями внутреннего сгорания. Наиболее распространены тепловые станции с паровыми турбинами, которые в свою очередь подразделяются на: конденсационные (КЭС), весь пар в которых, за исключением небольших отборов для подогрева питательной воды, используется для вращения турбины, выработки электрической энергии;

теплофикационные электростанции — теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), являющиеся источником питания потребителей электрической и тепловой энергии и располагающиеся в районе их потребления.

Конденсационные станции часто называют государственными районными электрическими станциями (ГРЭС). КЭС в основном располагаются вблизи районов добычи топлива или водоемов, используемых для охлаждения и конденсации пара, отработавшего в турбинах.

Конденсационные электрические станции. Их характерные особенности: в большинстве своем значительная удаленность от потребителей электрической энергии, что обуславливает необходимость передавать электроэнергию в основном на напряжениях 110—750 кВ; блочный принцип построения станции, обеспечивающий значительные технико-экономические преимущества, заключающиеся в увеличении надежности работы и облегчении эксплуатации, в снижении объема строительных и монтажных работ.

Упрощенная технологическая схема одного блока станции приведена на рис. 1.1.

Механизмы и установки, обеспечивающие нормальное функционирование станции, составляют систему ее собственных нужд.

КЭС могут работать на твердом (уголь, торф), жидком (мазут, нефть) топливе или газе.

Топливоподача и приготовление твердого топлива заключается в транспортировке его из складов в систему топливоприготовления. В этой системе топливо доводится до пылевидного состояния с целью дальнейшего вдувания его к горелкам топки котла. Для поддержания процесса горения специальным вентилятором в топку нагнетается воздух, подогретый отходящими газами, которые отсасываются из топки дымососом.

Жидкое топливо подается к горелкам непосредственно со склада в подогретом виде специальными насосами.

Подготовка газового топлива состоит в основном в регулировании давления газа перед сжиганием. Газ от месторождения или хранилища транспортируется по газопроводу к газораспределительному пункту

(ГРП) станции. На ГРП осуществляется распределение газа и регулирование его параметров.

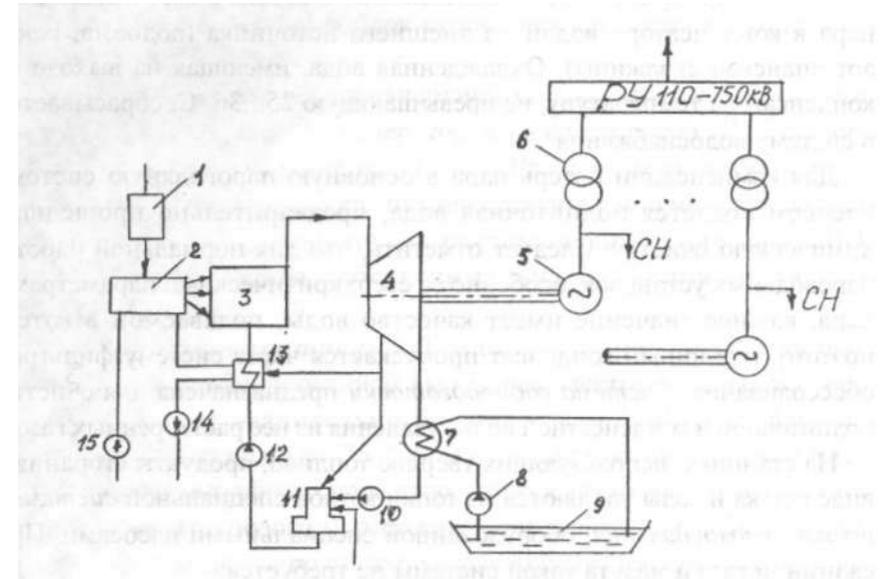


Рис. 1.1. Упрощенная технологическая схема одного блока КЭС:

1 — топливо; 2 — топка (горелки котла); 3 — котел; 4 — паровая турбина; 5 — генератор; 6 — повышающий трансформатор; 7 — конденсатор; 8 — циркуляционный насос; 9 — водоем; 10 — конденсатный насос; 11 — деаэрактор; 12 — питательный насос; 13 — подогреватели; 14 — дымосос; 15 — дутьевой вентилятор; СН — собственные нужды

Основной пароводяной контур осуществляет следующие процессы: горение топлива в топке сопровождается выделением тепла, которое нагревает воду, протекающую в трубах котла. Вода превращается в пар с давлением 13...25 МПа при температуре 540..560 °С.

Пар, полученный в котле, подается в турбину, где совершает механическую работу — вращает вал турбины. Вследствие этого вращается и ротор генератора, находящийся на общем с турбиной валу.

Отработанный в турбине пар с давлением 0,003...0,005 МПа при температуре 120... 140 °С поступает в конденсатор, где превращается в воду, которая откачивается насосом в деаэрактор. В деаэракторе

происходит удаление растворенных газов, и прежде всего кислорода, опасного ввиду своей коррозионной активности.

Система циркуляционного водоснабжения обеспечивает охлаждение пара в конденсаторе водой из внешнего источника (водоема, реки, артезианской скважины). Охлажденная вода, имеющая на выходе из конденсатора температуру, не превышающую 25...36 °С, сбрасывается в систему водоснабжения.

Для компенсации потерь пара в основную пароводяную систему насосом подается подпиточная вода, предварительно прошедшая химическую очистку. Следует отметить, что для нормальной работы пароводяных установок, особенно со сверхкритическими параметрами пара, важное значение имеет качество воды, подаваемой в котел, поэтому турбинный конденсат пропускается через систему фильтров обессоливания. *Система водоподготовки* предназначена для очистки подпиточной и конденсатной воды, удаления из нее растворенных газов.

На станциях, использующих твердое топливо, продукты сгорания в виде шлака и золы удаляются из топки котлов специальной *системой шлако- и золоудаления*, оборудованной специальными насосами. При сжигании газа и мазута такой системы не требуется.

На КЭС имеют место значительные потери энергии. Особенно велики потери тепла в конденсаторе (до 40..50 % общего количества тепла, выделяемого в топке), а также с отходящими газами (до 10 %). Коэффициент полезного действия современных КЭС с высокими параметрами давления и температуры пара достигает 42 %.

Электрическая часть КЭС представляет совокупность основного электрооборудования (генераторов, трансформаторов) и электрооборудования собственных нужд, в том числе сборных шин, коммутационной и другой аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями. Генераторы станции соединяются в блоки с повышающими трансформаторами без каких-либо аппаратов между ними. В связи с этим на КЭС не сооружается распределительное устройство генераторного напряжения.

Распределительные устройства на напряжения 110—750 кВ в зависимости от количества присоединений, напряжения, передаваемой мощности и требуемого уровня надежности выполняются по типовым

схемам электрических соединений [5,6,7]. Поперечные связи между блоками имеют место только в распределительных устройствах высшего напряжения или в энергосистеме, а также по топливу, воде и пару. В связи с этим каждый энергоблок можно рассматривать как отдельную автономную станцию.

Для обеспечения электроэнергией собственных нужд станции выполняются отпайки от генераторов каждого блока. Для питания мощных электродвигателей (200 кВт и более) используется генераторное напряжение, для питания двигателей меньшей мощности и осветительных установок — система напряжения 380/220 В. Электрические схемы собственных нужд станции могут быть различными [7].

Теплоэлектроцентрали. Теплоэлектроцентрали, являясь источниками комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, имеют значительно больший, чем КЭС, коэффициент полезного действия (до 75 %). Это объясняется тем, что часть отработавшего в турбинах пара используется для нужд промышленного производства (технологии), отопления, горячего водоснабжения. Этот пар или непосредственно поступает для производственных и бытовых нужд или частично используется для предварительного подогрева воды в специальных бойлерах (подогревателях), из которых вода через теплофикационную сеть направляется потребителям тепловой энергии.

Основное отличие технологии производства энергии на ТЭЦ в сравнении с КЭС состоит в специфике пароводяного контура, обеспечивающего промежуточные отборы пара турбины, а также в способе выдачи энергии, в соответствии с которым основная часть ее распределяется на генераторном напряжении через генераторное распределительное устройство (ГРУ).

Основные особенности технологической схемы ТЭЦ приведены на рис. 1.2. Та ее часть, которая по своей структуре аналогична схеме КЭС, на рисунке не указана.

Связь ТЭЦ с другими станциями энергосистемы выполняется на повышенном напряжении через повышающие трансформаторы. При ремонте или аварийном отключении одного генератора недостающая мощность может быть передана из энергосистемы через эти же трансформаторы.

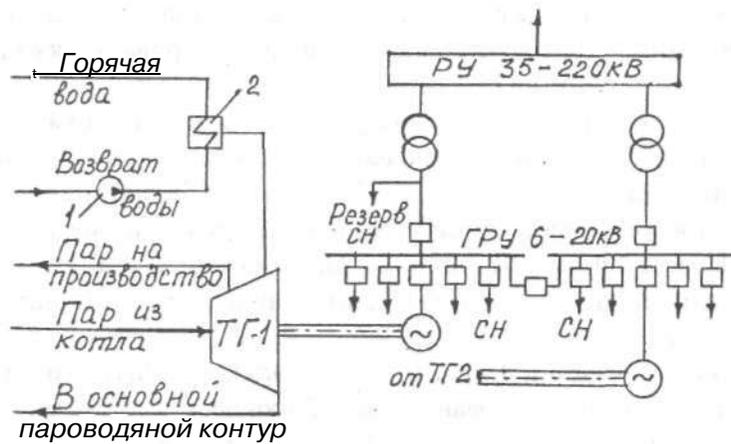


Рис. 1.2. Основные особенности технологической схемы ТЭЦ:
ТГ — турбогенератор; 1 — сетевой насос; 2 — сетевой подогреватель

Для увеличения надежности работы ТЭЦ предусматривается секционирование сборных шин. Так, при аварии на шинах и последующем ремонте одной из секций вторая секция остается в работе и обеспечивает питание потребителей по оставшимся под напряжением линиям.

По таким схемам сооружаются промышленные ТЭЦ с генераторами до 60 мВт, предназначенные для питания местной нагрузки в радиусе 10 км. На крупных современных ТЭЦ применяются генераторы мощностью до 250 мВт при общей мощности станции 500—2500 мВт. Такие ТЭЦ сооружаются вне черты города и электроэнергия передается на напряжении 35—220 кВ, ГРУ не предусматривается, все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами. При необходимости обеспечить питание небольшой местной нагрузки вблизи блочной ТЭЦ предусматриваются отпайки от блоков между генератором и трансформатором. Возможны и комбинированные схемы станции, при которых на ТЭЦ имеется ГРУ и несколько генераторов

соединены по блочным схемам. Подробно схемы ТЭЦ рассмотрены в [5, 7].

Атомные электрические станции (АЭС). АЭС являются также тепловыми станциями, использующими тепловую энергию ядерных реакций. Источник энергии на АЭС — ядерное топливо (уран, плутоний и др.), характеризующееся очень высокой теплотворной способностью.

Ядерная реакция, в результате которой высвобождается огромное количество тепловой энергии, происходит в специальных устройствах — ядерных реакторах, состоящих из активной зоны, отражателя, системы охлаждения, регулирования и контроля, корпуса и биологической защиты [8].

В каналах активной зоны помещается ядерное топливо в виде стержней, покрытых герметической оболочкой. Количество таких тепловыделяющих элементов (ТВЭЛов) может достигать нескольких тысяч.

Деление ядер урана происходит при бомбардировке их нейтронами. Продукты деления ядер имеют большую кинетическую энергию, которая почти полностью превращается в теплоту. Тепловая энергия используется для нагрева теплоносителя, омывающего рабочие каналы ТВЭЛов принудительной циркуляцией. Теплоносителем может быть обычная вода, тяжелая вода, водяной пар, жидкие металлы, некоторые инертные газы.

Отражатель предназначен для возвращения в активную зону вылетающих нейтронов. Управление реактором осуществляется с помощью специальных стержней, которые вводятся в активную зону и изменяют поток нейтронов, а, следовательно, и интенсивность ядерной реакции. Корпус реактора имеет биологическую защиту, выполненную в виде толстого слоя бетона с внутренними каналами для отвода теплоты.

В зависимости от применяемых типов реакторов (водографитовых, водо-водяных, реакторов-размножителей) АЭС могут быть одно-, двух- и трехконтурными. В одноконтурных АЭС контуры теплоносителя и рабочего тела (пара) совпадают.

По назначению АЭС подразделяются на:

- теплоэлектроцентрали (АТЭЦ). Предназначены для выработки тепловой энергии на отопление, горячее водоснабжение, а также электрической энергии;

- станции теплоснабжения (АСТ). Не имеют паротурбинной установки и генератора и являются источниками теплофикации жилых помещений и промышленных предприятий;

- станции промышленного теплоснабжения (АСПТ). Предназначены для снабжения промышленных предприятий технологическим паром и горячей водой.

Перспективным в ядерной энергетике является разработка термоядерных электростанций, работа которых основана на управляемых реакциях синтеза ядер легких металлов (термоядерные реакции).

Значительный интерес при создании экономичных электростанций представляют методы непосредственного получения электроэнергии из тепловой. Такими методами являются магнетогидродинамические, термоэлектрические, термоэмиссионные.

Магнетогидродинамические методы основаны на законе электромагнитной индукции, согласно которому в проводнике при перемещении его в магнитном поле возникает электродвижущая сила (ЭДС). Величина ЭДС пропорциональна скорости движения проводника, его длине и напряженности магнитного поля. Этот закон лежит в основе работы как электрогенератора, так и магнетогидродинамического (МГД) генератора. В МГД генераторах магнитное поле создается мощными электромагнитами, в качестве проводника используется поток ионизированного газа (плазмы). Плазма — это продукт сгорания топлива, обладающий температурой 2500...3500°С и электропроводностью. Для повышения электропроводности в плазму добавляются присадки. В МГД генераторе в плазме, движущейся в магнитном поле со скоростью более 600 м/с, возникает ЭДС постоянного направления, которая отводится специальными электродами. Тепло от охлажденной до 2000 °С в канале МГД генератора плазмы может быть использовано в парогенераторе для получения пара и использования его для вращения турбины и генератора.

Использование МГД генератора совместно с паротурбинной установкой значительно повышает коэффициент полезного действия станции.

Термоэлектрические методы основаны на возможности получения термо-ЭДС при перепаде температур в спае металлов.

Термоэмиссионные методы основаны на явлении термоэлектронной эмиссии горячего катода.

1.2.2. Электрические станции на основе возобновляемых источников энергии

Наиболее мощными и распространенными из электростанций данного вида являются *гидроэлектростанции* (ГЭС).

На ГЭС энергия водных потоков (рек, водопадов и т.д.) с помощью гидравлических турбин с вертикальными валами и соединенных с ними генераторами преобразуется в электрическую.

Различают плотинные и деривационные ГЭС.

Плотинные ГЭС сооружаются на равнинных реках. Плотины создают достаточный напор воды для работы станции. На горных реках с большими уклонами строят деривационные станции с сооружениями, направляющими воду в обход естественного русла реки: деривационные каналы, туннели, трубы.

Существуют также *гидроаккумулирующие станции* (ГАЭС). На ГАЭС устанавливаются обратимые гидрогенераторы. В часы минимальной нагрузки энергосистемы генераторы ГАЭС переводят в двигательный режим, а турбины — в насосный. В таком режиме гидроагрегаты перекачивают воду по трубопроводу из нижнего в верхний бассейн. В период максимальных нагрузок при дефиците генераторной мощности ГАЭС вырабатывает электроэнергию.

На ГЭС так же, как на КЭС, применяются блочные соединения генераторов и трансформаторов. Электроэнергия в энергосистему выдается на напряжениях 110—750 кВ.

ГЭС характеризуется относительно небольшим потреблением электрической энергии на собственные нужды, низкой себестоимостью вырабатываемой электроэнергии, высоким коэффициентом полезного действия (85...90 %).

При проектировании ГЭС одновременно с энергетическими решаются важные народнохозяйственные задачи: орошение земель, развитие судоходства, водоснабжение городов и промышленных предприятий.

На побережьях морей и океанов для получения электроэнергии на ГЭС может использоваться энергия приливов и отливов.

Ведутся работы по разработке *солнечных электростанций*. Современные фотопреобразователи обеспечивают преобразование солнечной энергии в электрическую с коэффициентом полезного действия до 20%. Малая плотность солнечного потока у земной поверхности (до 1 кВт/м²) и нерегулируемый его приход к земной поверхности затрудняет использование солнечной энергии. Перспективной представляется разработка космических солнечных электростанций.

В районах, богатых ветроэнергетическими ресурсами, геотермальной энергией (теплоемными недрами) для производства электроэнергии могут сооружаться *ветряные электростанции и геотЭС*.

1.3. Номинальные напряжения и режим нейтрали сети

На отечественных электростанциях вырабатывается электроэнергия трехфазного переменного тока частотой 50 Гц. Постоянный ток получают в основном от преобразователей, поэтому энергия постоянного тока всегда дороже энергии переменного тока на величину стоимости преобразования.

Для достижения наилучших технических и экономических показателей работы и обеспечения потребителей электроэнергией электростанции объединяют в энергосистемы (районные, объединенные и др.) [9].

Производство электроэнергии в зависимости от применяемых генераторов, передача и распределение в зависимости от величин передаваемых мощностей и расстояний, на которые они передаются, использование электроэнергии в зависимости от применяемых электроприемников осуществляются на различных номинальных напряжениях.

Под *номинальным напряжением* генераторов, трансформаторов, линий электропередачи, электроприемников понимается напряжение, на которое они рассчитаны в нормальных длительных условиях работы, сопровождающихся наивысшими технико-экономическими показателями.

По признаку напряжения все электроустановки подразделяются на две группы: до 1 кВ и выше 1 кВ.

Для согласования работы всех электроустановок энергосистем, систем электроснабжения — от генераторов станций и до электроприемников — номинальные напряжения стандартизированы. Величины номинальных напряжений для электроустановок до 1 кВ приведены в табл. 1.1, в табл. 1.2 — для электроустановок выше 1 кВ. Для источников и преобразователей указаны междуфазные напряжения трехфазного тока.

Таблица 1.1. Номинальные напряжения до 1 кВ (ГОСТ 21128-83)

Ток	Номинальное напряжение, В	
	источников и преобразователей	сетей и приемников
Переменный		
однофазный	6; 12; 28,5; 42; 62; 115; 230	6; 12; 27; 40; 60; 110; 220
трехфазный	42; 62; 230; 400; 690	40; 60; 220; 380; 660
постоянный	6; 12; 28,5; 48; 62; 115; 230; 460	6; 12; 27; 48; 60; 110; 220; 440

ГОСТ 21128-83 для специальных целей предусматривает применение дополнительных номинальных напряжений, например, для электрических сетей и приемников тока: 24, 42, 127 В.

Шкала номинальных напряжений определяется уровнем развития народного хозяйства и с течением времени корректируется. Так, в последних ГОСТах введены напряжения 0,66 и 20 кВ, которые для питания крупных узлов нагрузок и электроприемников более экономичны, чем напряжения 0,38 и 10 кВ.

Передача больших мощностей на значительное расстояние обусловила необходимость использования высоких и сверхвысоких напряжений (500, 750, 1150 кВ).

На электростанциях электрическая энергия производится на напряжении (3,15); (6,3); 10,5; 21 кВ. Эти номинальные напряжения называются *генераторными*.

Таблица 1.2. Номинальные линейные напряжения выше 1 кВ (ГОСТ 721-77), кВ

Сети и приемники	Генераторы	Трансформаторы	
		Первичные обмотки	Вторичные обмотки
(3)	(3,15)	(3) и (3,15)	(3,15) и (3,3)
(6)	(6,3)	(6) и (6,3)	(6,3) и (6,6)
10	10,5	10 и 10,5	10,5 и 11
20	21	20 и 21	21 и 22
35	—	35 и 36,75	38,5
110	—	110 и 115	115 и 121
(150)	—	(158) и (165)	(158) и (165)
220	—	220 и 230	230 и 242
330	—	330	330
500	—	500	—
750	—	750	—
1150	—	1150	—

Номинальные напряжения вторичных обмоток трансформаторов, питающих электрические сети, и номинальные напряжения генераторов на 5... 10 % выше номинальных напряжений сети. Это предусмотрено с целью компенсировать потери напряжения в линиях и трансформаторах.

Важным при работе электрической сети является режим ее нейтрали, а также возможность иметь линейные (междуфазные) и фазные напряжения для электроприемников до 1 кВ. Под *нейтралью* электрической сети понимается совокупность нейтральных точек обмоток трансформатора (нулевой потенциал обмоток, соединенных в звезду) и соединяющих их проводников. Нейтраль может быть изолирована от земли, соединена с землей через активные или реактивные сопротивления, а также глухо заземленной.

Выбор режима работы нейтрали определяется надежностью и экономичностью работы электроустановок, безопасностью их

обслуживания. Электроустановки напряжением до 1 кВ выполняются с изолированной или глухозаземленной нейтралью.

Глухое заземление нейтрали может выполняться на напряжении 220/127, 380/220, реже — 660/380 В. Нулевой провод в четырехпроводной сети обеспечивает равенство фазных напряжений при неравномерной нагрузке фаз от однофазных электроприемников. Трехфазные сети с заземленной нейтралью позволяют питать совместно трех- и однофазные нагрузки, например, трехфазные — на линейном напряжении 380 В, однофазные — на фазном напряжении 220 В.

Установки с изолированной нейтралью применяются в условиях с повышенными требованиями к безопасности (торфяные разработки, угольные шахты, передвижные электроустановки).

Электроустановки напряжением выше 1 кВ по виду режима нейтрали подразделяются на: электроустановки в сетях с эффективно заземленной нейтралью (с большими токами замыкания на землю); в сетях с изолированной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю).

В электрических сетях напряжением 110 кВ и выше используется эффективное заземление нейтрали. Электрической сетью с эффективно заземленной нейтралью называется трехфазная электрическая сеть выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4. Коэффициентом замыкания на землю называется отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой (или двух других) фазы к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

Электрические сети напряжением 6—35 кВ выполняются с изолированной или компенсированной, т.е. соединенной, например, через индуктивность (дугогасящую катушку), нейтралью.

В сетях с изолированной нейтралью при замыкании на землю через место повреждения будут проходить емкостные токи, обусловленные напряжением и емкостью неповрежденных фаз. Включение в нейтраль активных или реактивных сопротивлений вызвано необходимостью ограничения емкостных токов на землю. Так, эти токи не должны превышать в нормальных режимах: в сетях 3—20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях, и во всех сетях 35 кВ — 10 А; в сетях, не имеющих железобетонных и

На электростанциях электрическая энергия производится на напряжении (3,15); (6,3); 10,5; 21 кВ. Эти номинальные напряжения называются *генераторными*.

Таблица 1.2. Номинальные линейные напряжения выше 1 кВ (ГОСТ 721-77), кВ

Сети и приемники	Генераторы	Трансформаторы	
		Первичные обмотки	Вторичные обмотки
(3)	(3,15)	(3) и (3,15)	(3,15) и (3,3)
(6)	(6,3)	(6) и (6,3)	(6,3) и (6,6)
10	10,5	10 и 10,5	10,5 и 11
20	21	20 и 21	21 и 22
35	—	35 и 36,75	38,5
110	—	110 и 115	115 и 121
(150)	—	(158) и (165)	(158) и (165)
220	—	220 и 230	230 и 242
330	—	330	330
500	—	500	—
750	—	750	—
1150	—	1150	—

Номинальные напряжения вторичных обмоток трансформаторов, питающих электрические сети, и номинальные напряжения генераторов на 5... 10 % выше номинальных напряжений сети. Это предусмотрено с целью компенсировать потери напряжения в линиях и трансформаторах.

Важным при работе электрической сети является режим ее нейтрали, а также возможность иметь линейные (междуфазные) и фазные напряжения для электроприемников до 1 кВ. Под *нейтралью* электрической сети понимается совокупность нейтральных точек обмоток трансформатора (нулевой потенциал обмоток, соединенных в звезду) и соединяющих их проводников. Нейтраль может быть изолирована от земли, соединена с землей через активные или реактивные сопротивления, а также глухо заземленной.

Выбор режима работы нейтрали определяется надежностью и экономичностью работы электроустановок, безопасностью их

обслуживания. Электроустановки напряжением до 1 кВ выполняются с изолированной или глухозаземленной нейтралью.

Глухое заземление нейтрали может выполняться на напряжении 220/127, 380/220, реже — 660/380 В. Нулевой провод в четырехпроводной сети обеспечивает равенство фазных напряжений при неравномерной нагрузке фаз от однофазных электроприемников. Трехфазные сети с заземленной нейтралью позволяют питать совместно трех- и однофазные нагрузки, например, трехфазные — на линейном напряжении 380 В, однофазные — на фазном напряжении 220 В.

Установки с изолированной нейтралью применяются в условиях с повышенными требованиями к безопасности (торфяные разработки, угольные шахты, передвижные электроустановки).

Электроустановки напряжением выше 1 кВ по виду режима нейтрали подразделяются на: электроустановки в сетях с эффективно заземленной нейтралью (с большими токами замыкания на землю); в сетях с изолированной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю).

В электрических сетях напряжением 110 кВ и выше используется эффективное заземление нейтрали. Электрической сетью с эффективно заземленной нейтралью называется трехфазная электрическая сеть выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4. Коэффициентом замыкания на землю называется отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой (или двух других) фазы к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

Электрические сети напряжением 6—35 кВ выполняются с изолированной или компенсированной, т.е. соединенной, например, через индуктивность (дугогасящую катушку), нейтралью.

В сетях с изолированной нейтралью при замыкании на землю через место повреждения будут проходить емкостные токи, обусловленные напряжением и емкостью неповрежденных фаз. Включение в нейтраль активных или реактивных сопротивлений вызвано необходимостью ограничения емкостных токов на землю. Так, эти токи не должны превышать в нормальных режимах: в сетях 3—20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях, и во всех сетях 35 кВ — 10 А; в сетях, не имеющих железобетонных и

металлических опор на воздушных линиях: при напряжении 3—6 кВ — 30 А, при 10 кВ — 20 А, при 15—20 кВ — 15 А.

В сетях с изолированной нейтралью необходимо учитывать следующее.

1. При неравномерной нагрузке фаз трехпроводной электрической сети имеет место напряжение смещения нейтрали, при этом каждая из фаз будет находиться под напряжением, отличным от фазного. Особенно это важно учитывать для сетей напряжением до 1 кВ.

2. Замыкание одной фазы на землю считается не аварийным, а лишь аномальным режимом. При его возникновении сеть и поврежденная линия могут оставаться включенными и в течение некоторого времени продолжать работу. Замыкание на землю практически не влияет на систему междуфазных напряжений и режим работы электроприемников. Таким образом увеличивается надежность электроснабжения потребителей.

3. При замыкании на землю одной фазы напряжение двух других фаз относительно земли увеличивается в $\sqrt{3}$ раз. В связи с этим изоляция всех фаз предусмотрена на линейное напряжение. При напряжении до 35 кВ это не вызывает существенного удорожания сети.

4. При больших токах однофазного замыкания дуга в месте короткого замыкания устойчиво и длительно горит, вызывая перенапряжения, опасные для изоляции неповрежденных фаз, и переход однофазного короткого замыкания в междуфазное.

При глухом заземлении нейтрали всякое замыкание одной фазы на землю является однофазным коротким замыканием и должно привести к срабатыванию защитных аппаратов, отключающих поврежденный участок от сети.

Системы электроснабжения сооружаются на нескольких напряжениях. Критерием оптимально принятой системы электроснабжения служит минимум приведенных затрат на ее сооружение и последующую эксплуатацию. Затраты на сооружение системы электроснабжения во многом определяются количеством трансформаций напряжения и используемыми номинальными напряжениями. Обычно в системах электроснабжения применяется 2—3 трансформации напряжения.

1.4. Структура передачи электроэнергии к электроприемникам

Современные системы электроснабжения промышленных предприятий состоят из устройств производства электроэнергии и (или) пунктов приема ее из энергосистемы — главных понизительных подстанций (ГПП), главных распределительных пунктов (ГРП), промежуточных распределительных пунктов (РП), десятков и даже сотен трансформаторных подстанций (ТП), а также преобразовательных подстанций (ПП), линий электропередачи (ЛЭП) значительной протяженности, связывающих сетевые объекты по определенным схемам. Эти схемы характеризуются значительным многообразием и имеют структурное, иерархическое построение (рис. 1.3), представляющее собой ориентированный граф, где корнем являются источники питания, вершинами — отдельные электроприемники. Между 0-м и 1-м уровнями организуется внешнее, 1-м и 5-м — внутреннее (внутризаводское — 1—3-й уровни, цеховое — 3—5-й уровни) электроснабжение.

Электроснабжение промышленных предприятий в основном осуществляется от районных электроэнергетических систем (централизованное электроснабжение). Возможны варианты и комбинированного питания, при котором предприятие получает электрическую энергию от электроэнергетических систем (ЭСС) и собственной электростанции, а также в редких случаях обеспечения предприятия питанием только от собственной электростанции. Целесообразность сооружения собственной электростанции обуславливается технико-экономическими соображениями, среди которых: потребность в тепловой энергии для производственных нужд, удаленность предприятия от энергосистем, наличие и возможность использования вторичных энергоресурсов в качестве топлива для электростанции, уровень надежности электроснабжения.

Питание промышленного предприятия может быть подведено к одному общему или к двум и более приемным пунктам. От одного пункта приема электроэнергии могут питаться одно или более промышленных предприятий, расположенный вблизи микрорайон или другие потребители. Все пункты приема электроэнергии от ЭЭС, а

также собственные станции предприятия электрически связываются между собой.

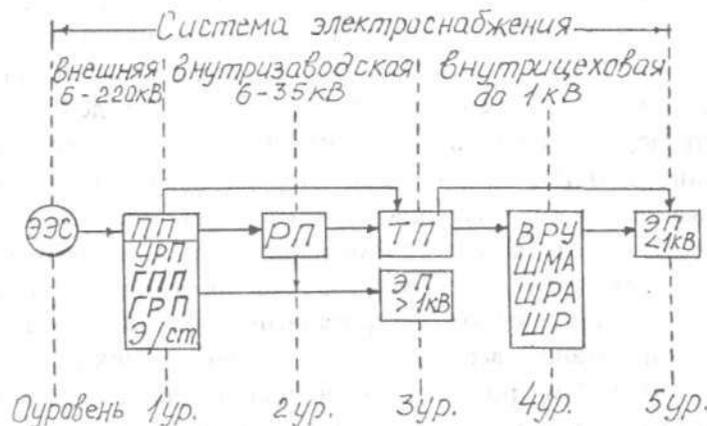


Рис. 1.3. Структурная (иерархическая) схема электроснабжения приемников промышленного предприятия:

ЭЭС — электроэнергетическая система; ПП — пункт приема электроэнергии на предприятии; УРП — узловая распределительная подстанция; ГПП — главная понизительная подстанция; ГРП — главный распределительный пункт; Э/ст — местная (собственная) электростанция; РП — распределительный пункт; ТП — цеховая трансформаторная подстанция; ВРУ — вводно-распределительное устройство; ШМА — магистральный шинопровод; ШРА — распределительный шинопровод; ШР — распределительный шкаф; ЭП — электроприемники

Наличие того или иного пункта приема электроэнергии на промышленном предприятии обуславливается в основном величиной потребляемой мощности и удаленностью предприятия от источника питания. Например, при относительно небольшом расстоянии (до 8 км) предприятия малой и средней мощности в большинстве случаев получают электроэнергию на напряжении 6–20 кВ, пунктом приема является ГРП, который без трансформации указанного напряжения распределяет электроэнергию внутри предприятия.

Малые предприятия имеют в основном один пункт приема электроэнергии в виде распределительного пункта 6–20 кВ или

цеховой трансформаторной подстанции. Предприятия малой и средней мощности располагают одним-двумя приемными пунктами в виде ГПП, ГРП; предприятие большой мощности — одним или более приемными пунктами в виде ГРП, ГПП, ПГВ.

Пункты приема электроэнергии могут питаться отпайками от проходящих ЛЭП или непосредственно от распределительных устройств подстанций и электростанций энергосистемы.

Внутризаводское электроснабжение на действующих предприятиях выполняется по ступенчатому принципу в основном на напряжении 6–10 кВ. Перспективным является перевод сети с 6 на 10 кВ, а на вновь строящихся крупных предприятиях — применение напряжения 20 кВ. При одноступенчатых схемах отсутствуют промежуточные РП. При двух- и более ступенчатых схемах применяются РП, от которых питаются ТП и высоковольтные электроприемники второй ступени, а также РП последующей ступени распределения электроэнергии.

Необходимость сооружения и количество промежуточных РП определяются в основном величиной и территориальным размещением электрической нагрузки. Количество ТП регламентируется выбранной мощностью силовых трансформаторов и их количеством на подстанции. При глубоких вводах внутризаводское электроснабжение может осуществляться на напряжении 35 кВ и выше. При этом к потребителям подводится максимально высокое напряжение и применяются разукрупненные понизительные подстанции глубоких вводов (ПГВ) 35/0,4; 110/6-10 кВ.

Цеховое электроснабжение осуществляется в основном на напряжении 380/220 В с перспективой применения при наличии технико-экономического обоснования напряжения 660 В.

Источниками питания электроснабжения городов являются энергосистема и собственные электростанции предприятий, отдельные микрорайоны могут питаться от пунктов приема электроэнергии близлежащих промышленных предприятий.

Электроснабжение городов осуществляется в основном от районных подстанций, питающихся от энергосистемы.

Систему электроснабжения города, гражданских зданий можно представить в виде структурной схемы, приведенной на рис. 1.4.

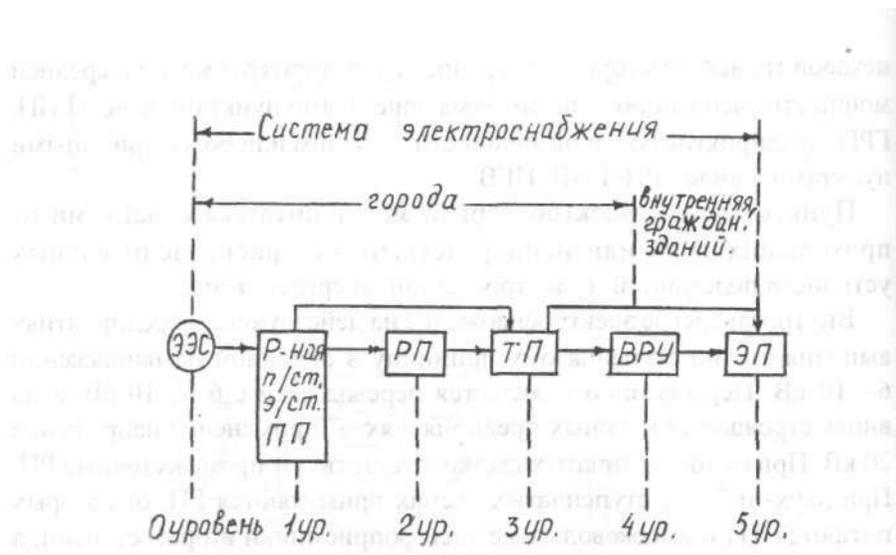


Рис. 1.4. Иерархическая схема электроснабжения города, гражданских зданий:
 0—1-й уровни — кольцевая сеть, глубокие вводы в большинстве на напряжение 10 кВ;
 1-й уровень — районные подстанции, собственные электростанции, а также пункты приема электроэнергии предприятий; 1—2-й уровни — питающие РП сети, в основном выполняются на напряжения 6, 10 кВ; 2-й уровень — РП, предназначенные для питания нагрузок на напряжения 6, 10 кВ жилых, коммунально-складских и промышленных зон; 2—3-й уровни — распределительные сети 6, 10 кВ, питающие городские или промышленные ТП. Часть ТП могут подключаться к районным подстанциям, минуя РП; 3-й уровень — потребительские ТП 10/0.4/0.23 кВ; 3—4-й уровни — питающие сети 380/220 В; 4-й уровень — вводно-распределительные устройства; 4—5-й уровни — внутренние сети зданий и сооружений, обеспечивающие электроэнергией приемники; 5-й уровень — электроприемники: электродвигатели, источники света, нагревательные устройства и др.

Электроснабжение промышленных предприятий, городов выполняется посредством электрических сетей (распределительных сетей до и выше 1 кВ) — каналов передачи и преобразования электроэнергии. Питание конкретного электроприемника (узла нагрузки) осуществляется по основному каналу, предусмотренному проектом. Однако следует отметить, что каналы питания электроприемников вследствие управления режимами распределения электроэнергии, вывода в плановый ремонт отдельного оборудования, а также отказов отдельных элементов системы не постоянны во времени и могут в значительной степени претерпевать изменения своей

конфигурации. Происходит это потому, что электрическое оборудование системы электроснабжения может находиться в различных состояниях: в работе, ремонте или резерве.

С целью обеспечения определенной "живучести" и необходимой степени надежности системы электроснабжения оснащаются релейной защитой и сетевой автоматикой — автоматическим вводом резерва (АРВ), автоматическим повторным включением (АПВ), автоматической частотной разгрузкой (АЧР).

Глава 2 Внутреннее электроснабжение цехов промышленных предприятий и гражданских зданий

2.1. Общая характеристика приемников электроэнергии

Базовой составляющей электрического хозяйства предприятия, электрифицированного объекта является электрооборудование.

Под *электрооборудованием* понимается совокупность электротехнических устройств и (или) изделий.

Электротехническими называются устройства, в которых при работе производится (генераторы), преобразуется (электроприемники, трансформаторы, выпрямительные устройства и др.), передается и распределяется (линии электропередачи с аппаратами присоединения и защиты) электрическая энергия.

Электрооборудование может различаться по принадлежности к соответствующему технологическому устройству, установке, например, электрооборудование станка, электрооборудование крана, электрооборудование подстанции, электрооборудование осветительной установки и т.п.

В общем случае электрооборудование разделяют на *силовое* и *осветительное*.

Силовое охватывает все виды электроприемников, исключая предназначенные для освещения.

Расчеты и рабочие чертежи проекта системы внутреннего электроснабжения для силовых и осветительных ЭП выполняются, как правило, раздельно. Отдельными этапами ведется и монтаж силовых и осветительных электроустановок.

Из всего существующего многообразия электротехнических устройств выделяется *электроприемник*.

По виду преобразования электроэнергии приемники подразделяются на электродвигатели производственных механизмов, электротехнологические установки, электроосветительные установки и преобразовательные установки.

Все ЭП классифицируются на: а) приемники трехфазного тока на напряжение до 1 кВ частотой 50 Гц; б) приемники трехфазного тока на напряжение выше 1кВ частотой 50 Гц; в) приемники однофазного тока на напряжение до 1 кВ частотой 50 Гц; г) приемники, работающие на частоте, отличной от 50 Гц, питаемые от преобразовательных установок; д) приемники постоянного тока, питаемые от преобразовательных установок.

Характеристика электроприемника и требования к нему определяют выбор соответствующей системы электроснабжения.

Электроприемники характеризуются следующими основными параметрами.

2.1.1. Номинальная мощность

Номинальной (установленной) называется мощность электроприемника, на которую он рассчитан для длительного потребления электроэнергии из сети при номинальном напряжении и продолжительном номинальном режиме работы. Приводится на заводской табличке или в паспорте электроприемника. Там же указываются и другие технические параметры: род тока, номинальное напряжение U_n , частота f , число фаз, коэффициент полезного действия $\eta_{ном}$, коэффициент мощности при номинальной нагрузке $\cos \varphi_n$ и пр.

Номинальная мощность электродвигателей — это полезная механическая мощность на валу P_n , выраженная в кВт. Для плавильных электропечей и сварочных установок — это полная мощность питающих их трансформаторов S_n , выраженная в кВ·А. Для двигателей — генераторов, выпрямителей и преобразователей частоты принимается номинальная мощность генератора, выпрямителя и преобразователя (на вторичной стороне) в кВт или кВА. Установленной мощностью для печей сопротивления, ванн электролиза, источников света является мощность, потребляемая этими электроприемниками из сети в кВт при номинальном напряжении.

Для электроприемников с повторно-кратковременным режимом работы за установленную принимается мощность P_n , приведенная к продолжительному режиму, по выражениям:

$$P_n = P_{\text{нвн}} \cdot \sqrt{ПВ_n} \text{ или } P_n = s_n \cos \varphi_n \cdot \sqrt{ПВ_n}, \quad (2.1)$$

где $P_{\text{нвн}}$ — паспортная активная мощность электроприемника; $ПВ_n$ — номинальная (паспортная) продолжительность включения в относительных единицах; s_n — паспортная полная мощность электроприемника; $\cos \varphi$ — паспортное значение коэффициента мощности.

В дальнейшем номинальные (установленные) мощности одиночных приемников будем обозначать p_n в кВт и s_n в кВ·А, а

суммарные мощности группы электроприемников — $P_n = \sum_1^n p_n$.

2.1.2. Род тока

По роду тока электроприемники могут быть переменного тока нормальной промышленной (50 Гц), повышенной или пониженной частоты и электроприемники постоянного тока. Основным родом тока является переменный. Постоянный ток применяется для электропривода, когда требуется регулирование частоты вращения в широких пределах, при частых пусках, реверсах, ускорениях, замедлениях, точных остановках на ползучей скорости и т.д. Постоянный ток применяется там, где этого требует технология производства, например, электролиз.

2.1.3. Напряжение

В соответствии с ГОСТ 21128-83 и ГОСТ 721-77 установлены номинальные напряжения электроприемников соответственно до 1 кВ (табл. 1.1) и выше 1 кВ (табл. 1.2).

Основными приемниками переменного тока являются электродвигатели. Пределы мощностей электродвигателей, изготавливаемых в зависимости от напряжения, приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1. Пределы мощностей электродвигателей

Номинальное напряжение, кВ	0,127/ 0,220	0,220/ 0,380	0,380/ 0,660	3	6	10
Мощность, кВт	0,0012— 0,550	0,01— 315	0,6— 500	160— 1250	200— 12500	315— 20000

2.1.4. Частота тока

Значительная часть электроприемников работает на переменном токе промышленной частоты 50 Гц. Такая же частота принята в странах Европы и большинстве стран Азии и Африки. В США и некоторых странах Африки используется частота 60 Гц.

Назначение и выполняемые функции технологического оборудования определяют частоту тока, на которой целесообразна работа соответствующего электроприемника и (или) выполнение того или иного процесса. Исходя из этого применяются также следующие частоты переменного тока: а) 0,5...1,5 Гц — для электромагнитного перемешивания стали в электропечах; б) 2...5 Гц — для контактной сварки; в) 10...40 Гц — для регулирования скорости асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором (привод роликов рольгангов в прокатных станах); г) 175...200 Гц — для привода высокочастотного инструмента, что обеспечивает его более легким; д) до 400 Гц — для деревообрабатывающих станков, что позволяет получить высокие скорости резания по дереву (до 20 000 об/мин); е) 500... 10 000 Гц — для индукционного сквозного нагрева металла с целью горячей штамповки иковки; ж) 2...1000 кГц — для поверхностного нагрева с целью закалки и термообработки; з) 0,1... 100 мГц — для диэлектрического нагрева неметаллических материалов (пластмасс, керамики, дерева).

2.1.5. Режим работы

Из восьми номинальных режимов работы электроприемников, установленных ГОСТ 183-74, выделяются три основных, характерных

для большинства электроприемников — продолжительный, кратковременный и повторно-кратковременный (рис. 2.1).

Продолжительный режим (рис. 2.1, а). При нем температура электроприемника возрастает по экспоненте до установившегося значения, и в таких условиях он может работать длительное время.

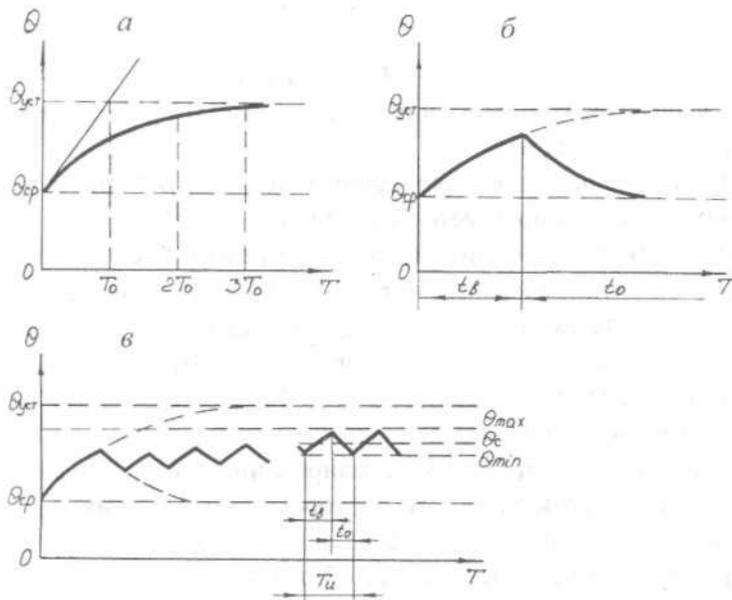


Рис. 2.1. Графики основных режимов работы ЭП:

θ_{cp} — температура окружающей среды; $\theta_{уст}$ — установившаяся температура ЭП

Если бы отдача теплоты в окружающую среду отсутствовала, температура ЭП и элементов его сети непрерывно повышалась бы. В результате происходящего одновременно процесса охлаждения наступает тепловое равновесие, при котором температура ЭП и элементов его сети становится установившейся. Практически

установившейся называется температура, изменение которой в течение 1 ч не превышает 1 °С при условии, что нагрузка сети и температура охлаждающей среды остаются практически неизменными.

Температуру электроустановки при продолжительном режиме можно считать практически установившейся через промежуток времени $3T_0$, где T_0 — постоянная времени нагрева, мин.

Постоянной времени нагрева называется время, в течение которого температура ЭП достигла бы установившегося значения, если бы отсутствовала отдача теплоты в окружающую среду:

$$T_0 = GC / (KF), \quad (2.2)$$

где G — вес токоведущего проводника, кг; C — удельная теплоемкость материала проводника, Вт·с/(кг·К); K — общий коэффициент теплоотдачи, учитывающий все виды теплоотдачи, Вт/(м²·К); F — поверхность охлаждения проводника, см².

Постоянная времени нагрева представляет собой отношение теплопоглощающей способности тела к его теплоотдающей способности. Она зависит от размеров, поверхности и свойств проводника или тела и не зависит от времени и температуры.

Графически постоянную времени нагрева можно определить, если построить касательную кривой нагрева в точке начала нагрева (рис. 2.1, а). В продолжительном режиме работают электроприводы большинства насосов, вентиляторов, компрессоров, нагревательные печи и др.

Кратковременный режим (рис. 2.1, б) характеризуется небольшими по времени периодами работы и длительными паузами с отключением ЭП от сети. За время работы температура ЭП не достигает допустимого установившегося значения, а во время паузы охлаждается до температуры окружающей среды. В кратковременном режиме работают вспомогательные механизмы металлорежущих станков, электроприводы различных задвижек, заслонок и т.п.

Повторно-кратковременный режим (рис. 2.1, в) характеризуется чередованием кратковременных периодов работы с паузами. При этом за время работы температура ЭП не достигает допустимого установившегося значения, а за время паузы не снижается до

температуры окружающей среды. В результате многократных циклов температура ЭП достигает некоторой средней установившейся величины θ_c (рис. 2.1, в).

Приемники повторно-кратковременного режима работы характеризуются относительной продолжительностью включения (в процентах):

$$ПВ\% = t_n \cdot 100\% / (t_n + t_o) = t_n \cdot 100\% / T_{ц}, \quad (2.3)$$

где t_n — период работы, мин; t_o — период отключения (паузы), мин; $T_{ц}$ — время цикла, мин.

Если $T_{ц} > 10$ мин, то режим работы считается продолжительным. Для повторно-кратковременного режима работы в соответствии с ГОСТ 183-74 выпускают электродвигатели с номинальными значениями стандартной продолжительности включения ПВ_н, равными 15, 25, 40 и 60 %.

В повторно-кратковременном режиме работают электроприводы механизмов подъемно-транспортных устройств, электросварочные аппараты и др.

2.1.6. Степень бесперебойности электроснабжения

В соответствии с ПУЭ в отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на три категории.

Электроприемники I категории — это такие устройства, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Питание таких электроприемников должно обеспечиваться от двух независимых источников, перерыв допускается лишь на время автоматического восстановления питания.

Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа, бесперебойная работа которой необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. Для электроснабжения этой группы электроприемников должно

предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

Ко II категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, простоям рабочих механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Для таких приемников также должно предусматриваться резервное питание, но переключение на него может производиться вручную дежурным персоналом или оперативной выездной бригадой.

При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены поврежденного трансформатора за время не более 24 ч допускается питание электроприемников II категории от одного трансформатора.

К III категории принадлежат все остальные электроприемники, не подпадающие под определения I и II категорий. Это приемники вспомогательных цехов, несерийного производства продукции и т.п. Для них электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, связанные с необходимостью ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превысят 24 ч.

Следует отметить, что надежность обеспечения приемников электроэнергией в основном зависит от принятой схемы электроснабжения и степени резервирования ее отдельных элементов.

На предприятиях могут предусматриваться также резервные технологические агрегаты, позволяющие в определенной степени снизить требования надежности к электроснабжению электроприемников, резервируемых технологически.

2.1.7. Удельный расход электроэнергии

Удельный расход электроэнергии определяет расход электроэнергии электроприемником (чаще потребителем) на единицу выпускаемой продукции или работы. Удельный расход электроэнергии лежит в основе формирования нормативной базы расхода электроэнергии потребителем, которая в свою очередь дает возможность эффективно

контролировать использование электроэнергии электроприемниками (потребителями).

2.2. Назначение электрических сетей напряжением до 1 кВ и требования к ним

Электрические сети напряжением до 1 кВ формируют системы внутреннего электроснабжения цехов промышленных предприятий (рис. 1.3, 3—5-й уровни) и гражданских зданий (рис. 1.4, 4—5-й уровни).

Внутренние сети цехов и гражданских зданий запитываются от трансформаторных подстанций 6—10/0,4—0,23 кВ или ВРУ.

Наружные сети до 1 кВ на промышленных предприятиях имеют весьма ограниченное применение, так как электропитание цеховых нагрузок выполняется от внутрицеховых, встроенных или пристроенных трансформаторных подстанций.

В городах наружные электрические сети до 1 кВ значительны, так как нагрузки гражданских зданий запитываются в основном от отдельно стоящих трансформаторных подстанций. Кроме того, к ним относятся также сети наружного освещения.

Основное назначение сетей до 1 кВ — распределение электрической энергии внутри цехов, зданий и непосредственное питание электроприемников. Эти сети относятся к низшим уровням систем электроснабжения (рис. 1.3, 1.4) и характеризуются значительным разнообразием и большими объемами информации.

Основными требованиями к электрическим сетям напряжением до 1 кВ являются экономичность; надежность, в том числе гибкость, универсальность и обеспечение потребителей электроэнергией требуемого качества; безопасность и удобство технического обслуживания и ремонта.

Экономичность электрических сетей обусловлена минимальными капитальными затратами (стоимость элементов электрической сети и их монтажа) и эксплуатационными расходами (содержание обслуживающего персонала, амортизационные отчисления, стоимость потерь электроэнергии). В связи с тем, что расход проводникового материала для одной и той же передаваемой мощности быстро растет с понижением номинального напряжения сети, а потери электроэнергии

в электрических сетях потребителей значительны, необходимо стремиться к сокращению длины сетей напряжением до 1 кВ и приближению высшего напряжения к приемникам электроэнергии.

Электрическая сеть должна иметь на всех участках схемы минимально возможные длину, сечение проводников и количество элементов, не допускать потерь электроэнергии больше экономически оправданных, обеспечивать качество передаваемой электроэнергии.

Надежность электрической сети определяется состоянием ее элементов, схемой этой сети с учетом оснащения ее защитой и автоматикой, организацией технического и ремонтного обслуживания.

Надежность элементов сети обусловлена их строением, конструктивным исполнением, влиянием окружающей среды. Конструктивное исполнение элементов должно быть таким, чтобы максимально исключить возможность их повреждения при конкретных условиях окружающей среды.

Сечение проводников должно исключать возможность недопустимого для них перегрева и разрушения как при нормальных, так и аварийных режимах.

Гибкость и универсальность электрической сети обусловлена возможностью ее минимального изменения при перераспределении или росте электрических нагрузок.

Безопасность технического и ремонтного обслуживания определяется правилами ПТБ и ПТЭ [10].

При проектировании электрической сети следует предусматривать: возможность организации технического учета расхода электроэнергии, позволяющего формировать расход электроэнергии на единицу выпускаемой продукции или работы; возможность промышленных способов ее монтажа, предполагающих применение комплектных устройств, прокладку кабелей, проводов в лотках, коробах и т.д., т.е. способов, обеспечивающих минимальное время монтажа.

2.3. Устройство и конструктивное выполнение электрических сетей

Источниками питания в системе внутреннего электроснабжения цехов и гражданских зданий являются ТП 6—10/0,4—0,23 кВ или

вводно-распределительные устройства, к которым через коммутационную и (или) защитную аппаратуру присоединяются кабели, провода, запитывающие отдельное крупное электрооборудование или группы электроприемников через силовые шкафы, распределительные шипопроводы, щитки освещения, коммутационные ящики. Таким образом, основными элементами электрической сети являются провода, кабели, шинопроводы, распределительные устройства.

Внутренние электрические сети могут быть *открытыми*, проложенными по поверхностям стен, потолков и другим элементам зданий на изоляторах, в трубах, коробах, лотках, на тросах и т.д., и *скрытыми*, проложенными в стенах, полах, фундаментах, перекрытиях.

Прокладка электрических сетей производится *изолированными* и *неизолированными* проводниками. Изолированные проводники (провода и кабели) выполняют *защищенными* и *незащищенными*. Защищенные проводники поверх электрической изоляции имеют металлическую или неметаллическую оболочку, предохраняющую изоляцию от механических повреждений. Неизолированные проводники — это голые провода и шины.

Открытая прокладка проводов с креплением на роликах, тросах наиболее проста и дешева, но она не обеспечивает достаточной надежности и защиты проводов от механических повреждений. Более совершенна прокладка проводов в лотках и коробах, выпускаемых в виде секций.

Лотком называется открытая конструкция, предназначенная для прокладки на ней проводов и кабелей.

Короб — закрытая полая конструкция прямоугольного или другого сечения — предназначена для прокладки в ней проводов и кабелей. Короб обеспечивает защиту от механических повреждений.

Провода могут прокладываться в *защитных трубах* (стальных, винилпластовых, полиэтиленовых, резинобитумных), что обеспечивает надежную защиту их от механических повреждений. Предпочтительными представляются пластмассовые трубы как более дешевые. Металлические трубы следует использовать во взрывоопасных помещениях. Прокладка в трубах связана с неудобствами в эксплуатации при необходимости замены

поврежденных проводов. Для прокладки в трубах по условиям протяжки не рекомендуется применять провода сечением более 120 мм².

Одна из разновидностей подпольной прокладки проводов в трубах — *модульная*, выполняемая с выходом труб на колонки, к каждой из которых подключают группу электроприемников.

Для внутренних электрических сетей наряду с проводами применяют *кабели*. Кабели можно прокладывать по стенам, колоннам, по конструкциям (в лотках, коробах, на кронштейнах), в трубах, в кабельных каналах. По стенам и перекрытиям прокладку кабелей выполняют с помощью скоб. В специальных кабельных каналах сооружается канал из железобетона или кирпича, который перекрывается железобетонными плитами или стальными рифлеными листами. Если число кабелей невелико, для защиты от механических повреждений их либо прокладывают в трубах, либо прикрывают швеллерным или уголковым железом. Следует отметить, что при этом ухудшаются условия охлаждения. Кабелями в основном запитывают крупные электроприемники, распределительные щиты, силовые шкафы.

Значительное место при канализации электроэнергии внутри помещений и зданий занимают *электропроводки*. Под электропроводкой понимаются сети постоянного и переменного токов напряжением до 1 кВ, выполняемые изолированными проводами и небронированными кабелями малых (до 16 мм²) сечений с относящимися к ним креплениями и поддерживающими конструкциями [1].

При выборе сечения проводов и кабелей следует учитывать, что провода и кабели по условиям механической прочности (конструктивное исполнение, способ прокладки и присоединения) должны быть с алюминиевыми жилами, начиная от сечения 2 мм², с медными жилами — сечением от 0,35 мм² (при многопроволочных жилах, присоединяемых пайкой) и 0,5 мм² (при однопроволочных жилах, присоединяемых пайкой) [1].

Для питания переносных и передвижных механизмов применяют шланговые многожильные гибкие провода или кабели с медными жилами и резиновой изоляцией, например, кабели марки КГ и др.

Что касается материала проводников, то исходя из требований экономии меди, ПУЭ рекомендуют во всех случаях применять провода и кабели с алюминиевыми жилами, за исключением производств со взрывоопасной средой класса В-I и В-Ia, где применение проводников с медными жилами является обязательным. Кроме того, медные проводники применяются для механизмов, работающих в условиях постоянных вибраций, сотрясений, а также для передвижных электроустановок.

Во внутрицеховых электрических сетях, наряду с проводами и кабелями, широко применяются *шинопроводы*.

Открытые шинные магистрали прокладываются на изоляторах на высоте 10... 12 м по нижнему поясу ферм. Не рекомендуется их применять в мощных протяженных сетях, поскольку они имеют большую индуктивность по сравнению с комплектными шинопроводами, а следовательно, и большие потери напряжения.

Наибольшее применение находят комплектные шинопроводы (магистральные, распределительные, троллейные и осветительные), состоящие из отдельных секций и соединяемые между собой сваркой, болтовыми зажимами или штепсельными разъемами. Электрическая сеть из таких шинопроводов позволяет осуществлять ее скоростной монтаж. Комплектные магистральные шинопроводы устанавливаются в основном на кронштейнах на высоте не менее 3,5 м от пола. Ответвления от них выполняются кабелем или ответвительными секциями с глухим присоединением, рубильником или автоматом. Распределительный шинопровод может устанавливаться на стойках, кронштейнах или подвесах на высоте 2,2...2,5 м от пола. Для подвода питания к нему применяется вводная коробка с рубильником или коммутационный ящик с защитной аппаратурой или без нее. От распределительного шинопровода через его ответвительные коробки провода прокладывают к электроприемникам в пластмассовых трубах, металлорукавах, коробах, лотках и перфополосах.

Один из основных элементов внутренней электрической сети — распределительные устройства — должны располагаться как можно ближе к запитываемым от них приемникам.

В общем случае способ прокладки электрической сети, ее конструктивное исполнение в значительной степени определяется расположением электрооборудования на плане, наличием тех или иных соответствующих строительных конструкций зданий (помещений), условиями окружающей среды.

Условия окружающей среды зависят от температуры воздуха, влажности, наличия агрессивных газов или пыли, взрывоопасных и пожароопасных зон. В связи с этим помещения в соответствии с ПУЭ подразделяются на сухие, влажные, сырые, особо сырые, нормальные, жаркие, пыльные, с химически активной средой, пожароопасные и взрывоопасные.

Защита сети от влияния окружающей среды регламентируется ГОСТ 14254-80. Этот стандарт предусматривает шесть степеней защиты от прикосновения к токоведущим и движущимся частям и от попадания твердых предметов и восемь степеней защиты от проникновения воды. Степень защиты принято обозначать условными буквами IP (начальные буквы *International Protection*) и двумя цифрами, обозначающими степени защиты оборудования от прикосновения к токоведущим и движущимся частям (первая цифра) и от прикосновения воды (вторая цифра).

Защита элементов сети обеспечивается их конструктивным исполнением, наличием защитной оболочки, уплотнения и т.д.

Особенности выполнения электрических сетей во взрывоопасных и пожароопасных зонах регламентированы ПУЭ.

2.4. Элементы электрических сетей

2.4.1. Провода и кабели

Провод — одна неизолированная или одна либо более изолированных жил, поверх которых в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может быть неметаллическая оболочка, обмотка и (или) оплетка волокнистыми материалами или проволокой. *Кабель* — одна или более изолированных жил (проводников), заключенных, как правило, в металлическую или неметаллическую оболочку, поверх которой в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может быть броня и защитные покровы.

Неизолированные провода обозначаются первыми буквами металла проводника: М — медный, А — алюминиевый, АТ — алюминий тянутый, С — стальной, АС — сталеалюминиевый.

Изолированные провода и кабели с медными жилами не имеют специальных обозначений металла жилы; провода и кабели с алюминиевой жилой имеют букву А в начале маркировки.

Аналогично бумажная изоляция для кабелей не обозначается, в то время как другие виды изоляции проводов и кабелей обозначаются соответствующими буквами: Р — резиновая, В — поливинилхлоридная, Н — найритовая (негорючая резина), Э — эмалевая.

Материалы оболочек кабелей маркируются соответствующей первой буквой: С — свинцовая, А — алюминиевая, В — поливинилхлоридная, Н — найритовая, Р — резиновая.

В значительном большинстве буква Г, входящая в обозначение проводов, указывает, что они гибкие (многопроволочная жила), а в обозначении кабелей — что оболочка или защитная броня голые (отсутствует слой пряжи для защиты от коррозии при прокладке в земле или воде) или что кабель гибкий.

Бронированные кабели с ленточной броней имеют в маркировке букву Б, с проволочной броней — П или К.

В марке изолированных проводов первая буква обозначает материал провода (при медных жилах обозначение отсутствует), вторая буква — П обозначает провод, третья — материал изоляции. В обозначении могут быть также буквы, характеризующие другие элементы конструкции: О — оплетка, Т — для прокладки в трубах, П — плоский, Ф — металлическая фальцованная оболочка, С — для скрытой прокладки или для сельского хозяйства.

Провода и кабели различаются количеством жил (в основном от 1 до 4), сечением и номинальным напряжением.

Стандартными являются следующие сечения жил: 0,35; 0,5; 0,75; 1; 1,5; 2; 2,5; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; 150; 185; 240; 300; 400; 500; 625; 800; 1000 мм².

Провода изготавливают с изоляцией на напряжение 380, 660 и 3000 В переменного тока.

Основные технические данные некоторых марок проводов и рекомендуемая область их применения приведены в приложении (табл. П1). В табл. П2 даны технические данные кабелей до 35 кВ.

2.4.2. Шинопроводы

Шинопроводом называется устройство, предназначенное для передачи и распределения электроэнергии, состоящее из шин и относящихся к ним изоляторов, поддерживающих и опорных конструкций, защитных оболочек и ответвительных устройств. По конструктивному исполнению они могут быть: а) открытыми, выполненными из неизолированных шин на изоляторах и незащищенными от прикосновения или попадания на них посторонних предметов; б) защищенными, представляющие собой открытые шинопроводы, огражденные сеткой или коробом из перфорированных листов; в) закрытыми, выпускаемыми в виде комплектных шинопроводов с шинами, смонтированными в сплошной короб.

Несмотря на высокую стоимость, наибольшее применение во внутрицеховых электрических сетях находят комплектные шинопроводы. В зависимости от назначения они подразделяются на: магистральные переменного тока серии ШМА и постоянного тока — ШМАД, предназначенные для присоединения к ним распределительных шинопроводов и силовых распределительных пунктов, щитов и отдельных мощных электроприемников; распределительные серии ШРА — для присоединения к ним электроприемников; троллейные серии ШТА, ШМТ и ШТМ — для питания передвижных электроприемников; осветительные серии ШОС — для питания светильников и силовых электроприемников небольшой мощности.

Магистральные и распределительные комплектные шинопроводы применяются при нестабильном упорядоченном расположении оборудования в цехах с нормальной, пыльной средой и с пожароопасными зонами.

В электрических сетях переменного тока используются магистральные шинопроводы серий ШМА-68Н, ШМА-73. ШМА-16, ШМА4 и распределительные шинопроводы серий ШРА-68, ШРА-73, ШРП, ШРМ-75, ШРА-4. Основные технические данные ШМА4,

выпускаемых на номинальное напряжение 660 В, электродинамическую стойкость 70 кА, со степенью защиты IP44, приведены в табл. ПЗ.

Технические данные ШРА-4 со степенью защиты IP32 приведены в табл. П4; данные ответвительных коробок распределительных шинопроводов серии ШРА4 — в табл. П5.

Выпускается распределительный шинопровод серии ШРА-73В, имеющий междуэтажную секцию и предназначенный для вертикальной прокладки. Он может использоваться для электрических стояков в общественных и административных зданиях повышенной этажности.

Шинопровод типа ШРА4 на ток 100 А со степенью защиты IP44 оснащается трехфазными ответвительными коробками с предохранителями на ток 25 А или с автоматами АЕ2033 на ток 25 А, что в ряде случаев может ограничивать его применение. Кроме того, к нему могут быть присоединены с помощью штепсельных разъемов трех- и однофазные электроприемники на токи соответственно 25 и 10 А.

Распределительные шинопроводы ШРП (пылезащищенные) на токи 250, 400 и 630 А предназначены для выполнения электрических сетей в помещениях с пыльной средой (в том числе в пожароопасных зонах П-П и П-Па) и имеют степень защиты IP54.

2.4.3. Распределительные устройства

Распределительные устройства предназначены для приема и распределения электроэнергии в силовых и осветительных сетях. Применяются в виде распределительных щитов и силовых пунктов. Распределительные щиты (РЩ) комплектуются из панелей (вводных, линейных, секционных и др.). Применяются панели типа ЩО-94 (щит одностороннего обслуживания), ПРС-Щ1 (панель распределительная силовая), ПАР-11 (панель распределительная). Распределительные щиты на основе этих панелей используются в качестве вводно-распределительных устройств в цехах, помещениях, в которых отсутствуют ТП, или в качестве распределительных устройств до 1 кВ некомплектных ТП.

Электрическая схема РЩ, состоящего из вводной и линейной панелей серии ЩО-94, приведена на рис. 2.2, а.

Основные технические данные панелей ЩО-94 приведены в табл. П6.

Для жилых зданий в качестве вводно-распределительных применяются устройства типа ВРУ1 в виде единого устройства или комплектуемых из вводных (рис. 2.2, в) и распределительных панелей (рис. 2.2, г) [11].

Некоторые преимущества перед обычными имеют панели, состоящие из блочных элементов БПВ (блок предохранитель-выключатель) или защитной и коммутационной аппаратуры в виде блоков со втычными контактами (рис. 2.2, д).

Для распределения электроэнергии непосредственно между электроприемниками в качестве промежуточного распределительного пункта в цехах применяется стандартный тип распределительного устройства в виде силового шкафа серии ШРП (рис. 2.2, б) с горизонтальным расположением фазных шин и вертикальным расположением предохранителей. В шкафу могут быть применены такие типы предохранителей, как НПН2-63, ПН2-100 или ПН2-250 на 5-8 трехфазных присоединений. Основные технические данные шкафов серии ШРП приведены в табл. П7.

Кроме того, в системах электроснабжения применяются силовые распределительные шкафы и осветительные щитки серий ПР и СУ с автоматическими выключателями (рис. 2.2, е). Эти устройства могут быть без или с автоматическим выключателем на вводе. Основные технические данные шкафов и щитков серий ПР и СУ даны в табл. П8.

На промышленных предприятиях в качестве распределительных пунктов в силовых и осветительных сетях и для управления электроприводами применяются унифицированные устройства серии РУС. Конструктивно блок РУС представляет собой бескаркасный металлический шкаф (ящик), который крепят на стене (колонне, портале и т.п.) или устанавливают на полу помещения.

Внутри шкафа в зависимости от его назначения устанавливаются автоматические выключатели, предохранители, магнитные пускатели, различные реле, программные устройства и другие электрические аппараты и приборы.

В качестве групповых осветительных щитков (щитки, от которых запитываются источники света) наиболее часто используются

устройства серий ПРИ, СУ9400, ЯОУ ЯРН, ЯРУ, ОЩ, ОЩВ, ПР8501 и ДР-

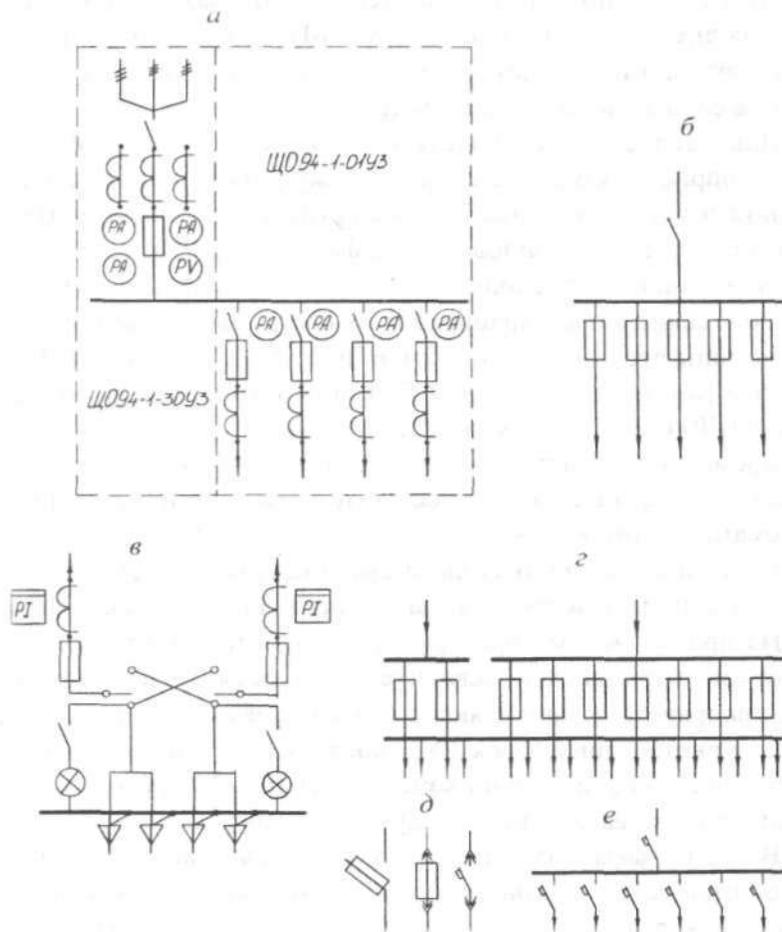


Рис. 2.2. Электрические схемы распределительных устройств до 1 кВ

Силовые распределительные пункты серий ПР22, ПР24, ПР9000 и др. могут использоваться в качестве магистральных осветительных щитков.

В качестве осветительных квартирных применяются щитки серии ЩК с номинальными токами ввода 16, 25, 40 А и отходящих линий 16, 25 А на базе однополюсных автоматических выключателей ВА60-25, АЕ1000 или предохранителей Е27. Электрическая схема щитка ЩК04-93 приведена на рис. 2.3.

Для подключения отдельных электроприемников или отдельной трехфазной линии в цеховых сетях находят применение коммутационные или коммутационно-защитные ящики типов: ЯБПВ, ЯВЗ, ЯРП, Я и др. (табл. П9).

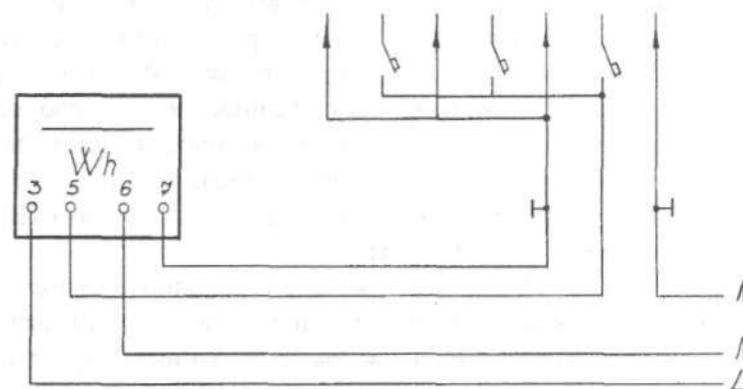


Рис. 2.3. Электрическая схема щитка ЩК04-93

Ящик типа ЯТП-0,25УЗ содержит понижающий трансформатор для питания сетей местного освещения (12, 24, 36 В).

2.4.4. Предохранители и автоматические выключатели

Предохранители и автоматические выключатели являются аппаратами защиты, автоматически отключающими защищаемую электрическую цепь при ненормальных режимах.

Предохранители применяют для защиты электроприемников, проводов и кабелей от токов КЗ. Они также могут защищать от значительной перегрузки, если все элементы защищаемой сети будут иметь пропускную способность не менее чем на 25 % выше тока плавкой вставки. Поскольку предохранители выдерживают токи на 30...50 % выше номинальных токов плавких вставок в течение одного часа и более, то при токах, превышающих номинальный ток плавких вставок на 60... 100 %, они плавятся за время, меньшее одного часа.

Конструктивно предохранитель представляет собой патрон, в котором крепится плавкая вставка, являющаяся искусственно ослабленным звеном в электрической сети. В большинстве предохранителей перегоревшие плавкие вставки заменяются на новые.

Плавкие предохранители разделяют на: а) инерционные — с большой тепловой инерцией, т.е. способностью выдерживать значительные кратковременные перегрузки током. Это предохранители с винтовой резьбой и свинцовым токопроводящим мостиком; б) безынерционные — с малой тепловой инерцией, т.е. с ограниченной способностью к перегрузкам. Это предохранители с медным токопроводящим мостиком, а также предохранители со штампованными вставками.

Наибольшее распространение в электрических сетях до 1 кВ имеют предохранители НПН2-63; ПН2; ПР2.

Предохранители НПН2 (неразборные с наполнителем) снабжены стеклянным неразборным патроном, заполненным сухим кварцевым песком, и вставкой из медной проволоки с оловянным шариком. Такие предохранители не подлежат перезарядке и после срабатывания должны заменяться новыми.

Предохранители ПН2 (разборные с наполнителем) состоят из фарфорового корпуса, заполненного мелкозернистым кварцевым песком, в котором расположены одна или несколько медных пластинчатых плавких вставок. При срабатывании предохранителя электрическая дуга разветвляется между зернами кварцевого песка и интенсивно охлаждается вследствие отдачи тепла наполнителю.

Предохранители ПР2 (разборные без наполнителя) состоят из фибровой трубки, в которой расположена плавкая вставка специальной формы цинкового сплава. При перегорании плавкой вставки фибровая

трубка выделяет газы, давление в трубке значительно увеличивается и дуга деионируется.

Предохранители типа ПР2 используются в основном в станках, коммутационных ящиках. В распределительных устройствах (панелях, силовых шкафах) применяются предохранители НПН2. ПН2. в распределительных шинопроводах — ПН2.

В осветительных сетях могут применяться предохранители с резьбой (пробочные), например типа ПД, ПРС.

Предохранитель характеризуется: а) номинальным напряжением, при котором предохранитель работает длительное время; б) номинальным током патрона, на который рассчитаны его токоведущие части и контактные соединения по условию длительного нагрева; в) номинальным током плавкой вставки, который она выдерживает, не расплавляясь длительное время; г) разрывной способностью (предельным отключаемым током), определяемой максимальным отключаемым током, при котором происходит перегорание плавкой вставки без опасного выброса пламени или продуктов горения дуги и без разрушения патрона; д) защитной время-токовой характеристикой, зависимостью времени полного отключения цепи от величины отключаемого тока.

Основные технические данные наиболее распространенных предохранителей приведены в табл. П10.

Защитные характеристики плавких вставок предохранителей типа ПН2 на различные номинальные токи показаны на рис. 2.4.

Плавкие предохранители наряду с простотой их устройства и малой стоимостью имеют ряд существенных недостатков: невозможность защиты цепи от перегрузок; разброс защитных характеристик, вызываемый увеличением контактных сопротивлений в результате ослабления контактов и старения материала вставки в условиях эксплуатации. Кроме того, при коротком замыкании в трехфазной линии возможно перегорание одного из трех предохранителей. Асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором, подключенные к линии, оказываются включенными на две фазы, а это может привести к их перегрузке и выходу из строя.

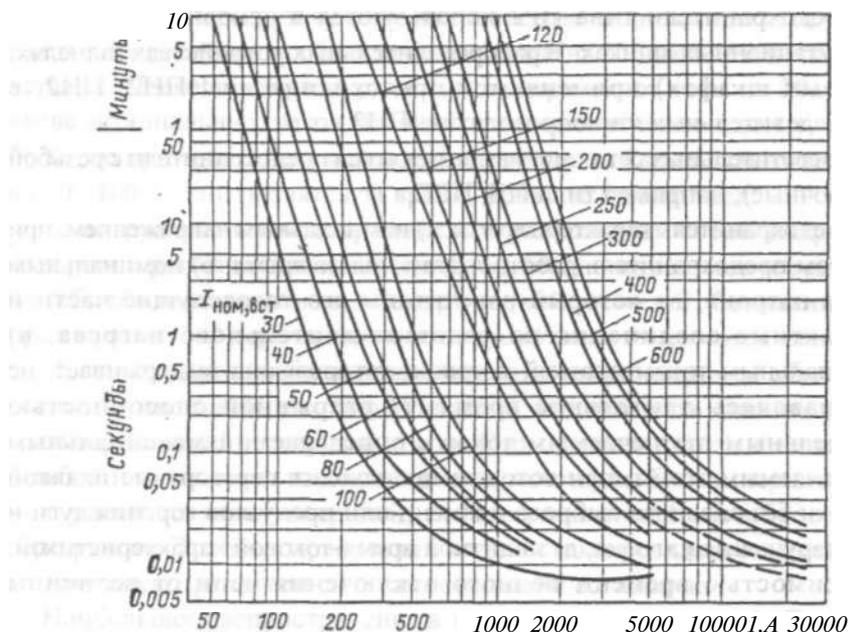


Рис. 2.4. Защитные характеристики плавких предохранителей ПН2

Автоматические выключатели (автоматы) также применяются для защиты от токов КЗ, однако по сравнению с предохранителями являются более совершенными аппаратами ввиду готовности к быстрым повторным включениям, возможности защиты от перегрузок в широком диапазоне токов, защиты электрических цепей при недопустимых снижениях напряжения, выполнения коммутационных операций (включение, отключение). Кроме того, у некоторых автоматов имеются независимые расцепители, позволяющие осуществить дистанционное отключение электрической цепи.

Автоматы выпускаются в одно-, двух- и трехполюсном исполнении на токи до 6300 А при напряжении переменного тока до 660 В и постоянного тока до 1 кВ. По времени срабатывания ($t_{ср}$) различают: обычные неселективные автоматические выключатели с $t_{ср} = 0,01 \dots 0,1$ с; селективные с регулируемой выдержкой времени до 1 с и быстродействующие, токоограничивающие с $t_{ср} \leq 0,005$ с.

Автоматический выключатель состоит из корпуса, контактов с дугогасительной системой, привода, механизма свободного расцепления, расцепителей, вспомогательных контактов.

Основными элементами, при срабатывании которых автоматический выключатель отключается мгновенно или с выдержкой времени, являются расцепители. Автомат может иметь один или несколько расцепителей.

Расцепители могут быть: *электромагнитные* мгновенного действия или с выдержкой времени, обеспечивающей избирательность действия; *тепловые* (биметаллические); *электронные* максимального тока мгновенного срабатывания с независимым от тока времени срабатывания или с зависимой от тока выдержкой времени; *минимального напряжения* и *независимые*.

Различные виды расцепителей, условно показанные для одного автоматического выключателя, представлены на рис. 2.5. Тепловой или электронный расцепитель максимального тока с зависимой от тока выдержкой времени осуществляют защиту от перегрузки цепи. Тепловые расцепители (рис. 2.5, а) срабатывают за счет изгибания биметаллической пластины 2, получающей теплоту от нагревателя 3, присоединенного к сети через шунт 4, и воздействующей на отключающий механизм автоматического выключателя. Защитная характеристика теплового расцепителя подобна предохранительной. Электромагнитный или электронный расцепитель максимального тока мгновенного срабатывания с независимым временем срабатывания осуществляют защиту от токов КЗ, превышающих 6... 10-кратные значения номинального тока электрической цепи. Вид защиты с таким расцепителями иногда называют отсечкой. Электромагнитный расцепитель (рис. 2.5, б) состоит

из катушки 1 и сердечника 5. Когда по катушке протекает ток КЗ, сердечник создает механическое усилие, что приводит к отключению автоматического выключателя. Ток срабатывания расцепителя максимального тока можно регулировать. Расцепитель может быть снабжен механизмом выдержки времени, зависимой или независимой от тока.

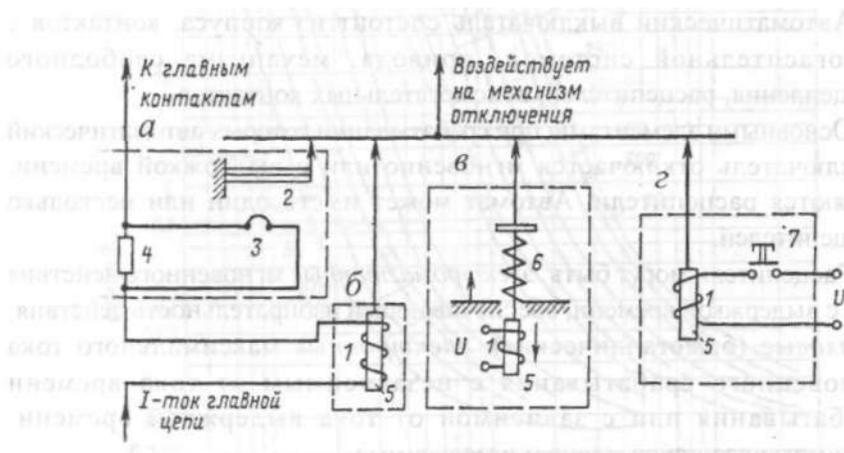


Рис 2.5. Виды расцепителей автоматических выключателей

Расцепитель минимального напряжения (рис. 2.5, в) состоит из катушки / с сердечником 5 и пружины 6 и срабатывает при снижении напряжения в цепи до $(0,35...0,7) U_n$. Такие расцепители применяют для защиты электродвигателей, самозапуск которых нежелателен при самопроизвольном восстановлении питания.

Независимый расцепитель (рис. 2.5, г) служит для дистанционного отключения автоматического выключателя кнопкой 7 и для автоматического отключения цепи при срабатывании внешних защитных устройств.

Автоматические выключатели характеризуются: номинальным напряжением и током автомата, номинальным током расцепителя ($I_{нр}$), током трогания или током срабатывания автомата ($I_{сп.а}$), предельным

током отключения автомата ($I_{отк.а}$), собственным временем срабатывания (t_s), защитной (время-токовой) характеристикой.

Наименьший ток, вызывающий отключение автоматического выключателя, называют током трогания или током срабатывания, а настройку расцепителя автоматического выключателя на заданный ток срабатывания — уставкой тока срабатывания.

Автоматические выключатели могут иметь следующие защитные характеристики (рис. 2.6): а) зависимую от тока характеристику времени срабатывания. Такие выключатели имеют только тепловой расцепитель. Применяются редко вследствие недостаточных предельной коммутационной способности и быстродействия; б) независимую от тока характеристику времени срабатывания. Такие выключатели имеют только токовую отсечку, выполненную с помощью электромагнитного или электронного расцепителя, действующего без выдержки или с выдержкой времени; в) ограниченно зависимую от тока двухступенчатую характеристику времени срабатывания. В зоне токов перегрузки выключатель отключается с зависимой от тока выдержкой времени, в зоне токов КЗ — токовой отсечкой с независимой от тока, заранее установленной выдержкой времени (для селективных выключателей) или без выдержки времени (для неселективных выключателей). Выключатель имеет либо тепловой и электромагнитный (комбинированный) расцепитель, либо электронный расцепитель; г) трехступенчатую защитную характеристику. В зоне токов перегрузки выключатель отключается с зависимой от тока выдержкой времени, в зоне токов КЗ — с независимой, заранее установленной выдержкой времени (зона селективной отсечки), а при близких КЗ — без выдержки времени (зона мгновенного срабатывания)

Зона мгновенного срабатывания предназначена для уменьшения длительности воздействия токов при близких КЗ. Такие выключатели имеют электронный расцепитель и применяются для защиты ввода в КТП и отходящих линий.

Основные технические данные некоторых серий автоматов приведены в табл. П11.

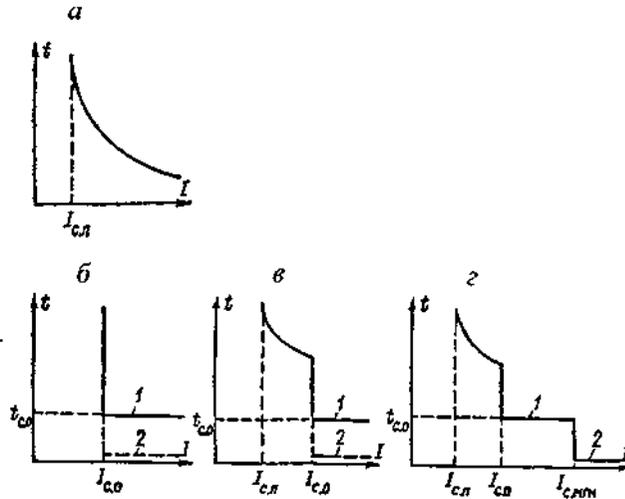


Рис 2.6 Защитные характеристики автоматических выключателей

a — зависимая, *б* — независимая, *в* — ограниченно зависимая, *г* — трехступенчатая
 1 — с выдержкой времени при КЗ, 2 — без выдержки времени при КЗ, $I_{с.л}$ — ток срабатывания защиты от перегрузки, $I_{с.л}$ — ток срабатывания отсечки, $I_{с.л.мгн}$ — ток мгновенного срабатывания

2.4.5. Контактторы и магнитные пускатели

Контакттор представляет электромагнитный аппарат, предназначенный для дистанционной коммутации силовых электрических установок. Вместе с другими электрическими аппаратами контакторы применяются для пуска, ускорения, изменения направления вращения и остановки электродвигателей при ручном и автоматическом управлении. Контакттор состоит из электромагнита, контактов с дугогасительным устройством и втягивающей катушки. Выпускаются на токи от 20 до 630 А. В цепях переменного тока в основном используются трехполюсные контакторы серий КТ, КТВ, а в

цепях постоянного тока — одно- и двухполюсные контакторы серии Ш, КПВ [12].

Магнитные пускатели являются разновидностью контакторов и предназначены главным образом для дистанционного управления электродвигателями мощностью до 100 кВт. Они применяются для пуска непосредственным подключением к сети и останова электродвигателя (неревверсивные пускатели); для пуска, останова и эверса электродвигателя (реверсивные пускатели). В исполнении с тепловым реле пускатели также защищают управляемые электродвигатели от перегрузок недопустимой продолжительности и от токов, возникающих при обрыве одной из фаз. Кроме того, магнитные пускатели обеспечивают защиту от понижения напряжения в питающей;иловой сети вследствие отключения главных контактов пускателя при ;нижении напряжения на 50...60 % номинального значения.

Магнитный пускатель представляет собой трехполюсный контактор переменного тока с прямоходовой магнитной системой, в который дополнительно могут быть встроены два тепловых реле защиты, включенных последовательно в две фазы главной цепи электродвигателя.

Схема управления электродвигателем с помощью магнитного пускателя типа ПМЛ приведена на рис. 2.7. При нажатии кнопки 'Пуск' SBC срабатывает катушка контактора КМ. При этом главные контакты КМ в силовой цепи электродвигателя М замкнутся. Одновременно замкнется вспомогательный контакт КМ:1, шунтируя кнопку SBC, которую можно отпустить. Двигатель получит напряжение и начнет вращаться. Катушка КМ и вспомогательный контакт КМ: 1 обеспечивает "нулевую" защиту электродвигателя. Это значит, что если в процессе работы напряжение в сети снизится до определенной величины или исчезнет, то пускатель отключится, так как разомкнётся его вспомогательный контакт КМ: 1.

Для включения двигателя нужно будет снова нажать кнопку 'Пуск' SBC. Нулевая защита предотвращает самопроизвольный пуск электродвигателя при повторной подаче напряжения. Для оперативного отключения двигателя от сети достаточно нажать кнопку "Стоп" SBT.

что приведет к обесточиванию катушки КМ и размыканию главных контактов КМ в трех фазах питающей цепи.

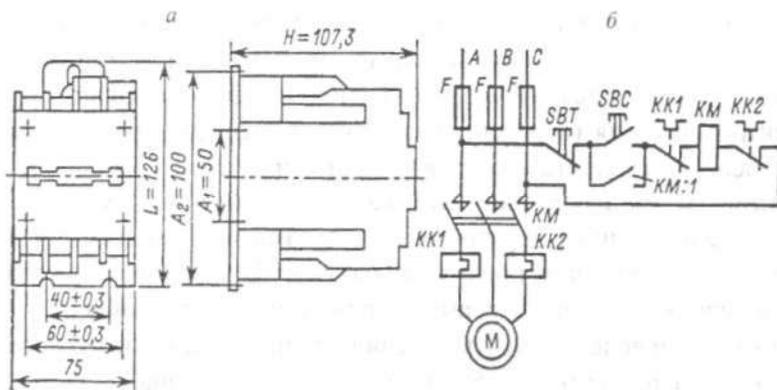


Рис. 2.7. Общий вид (а) и принципиальная схема (б) магнитного пускателя типа ПМЛ

Для вращения электродвигателей вперед и назад применяются реверсивные магнитные пускатели, в которые встроены два трехполюсных контактора. Защита электродвигателей от перегрузки и от обрыва одной фазы осуществляется с помощью тепловых реле типа РТЛ, присоединяемых к пускателю перемычками.

Основные технические данные некоторых типов пускателей серии ПМЛ приведены в табл. П12.

2.5. Схемы электрических сетей

Электрические сети внутреннего электроснабжения цехов промышленных предприятий и гражданских зданий выполняются по радиальным, магистральным и смешанным схемам. Участок сети, питающий отдельный электроприемник, называется *ответвлением*, питающий группу электроприемников — *магистралью*.

Условно внутренние электрические сети подразделяются на *распределительные* и *питающие*. Распределительные — это сети, отходящие от щитов, распределительных шкафов или шинопроводов

непосредственно к электроприемникам. Питающие сети отходят от источника питания (ТП, ВРУ) к щитам, распределительным шкафам или шинопроводам. Распределительные сети чаще всего выполняются по радиальным схемам; питающие сети — по радиальным или магистральным схемам.

2.5.1. Радиальные схемы

Радиальные схемы характеризуются тем, что от источника питания отходят линии, питающие крупные электроприемники или распределительные пункты, а от них — самостоятельные линии, питающие прочие электроприемники малой мощности (рис. 2.8). Радиальные схемы обеспечивают относительно высокую надежность питания (повреждение одной линии не вызывает перерыв электроснабжения по другой); в них легко могут быть применены элементы автоматики и защиты.

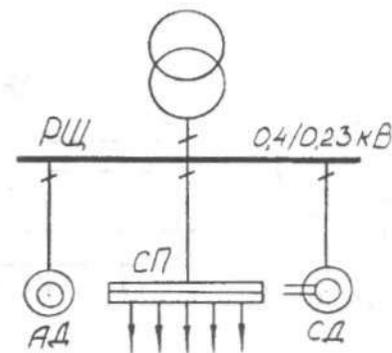


Рис. 2.8. Радиальная схема питания электроприемников

Недостатки радиальных схем таковы: повышенный расход проводов и кабелей; большое количество защитных и коммутационных аппаратов; необходимость в дополнительных площадях для размещения щитов, распределительных шкафов; трудности в перемещении технологического оборудования; невозможность применения комплектных шинопроводов.

2.5.2. Магистральные схемы

Магистральные схемы находят наибольшее применение при равномерном распределении нагрузок по площади помещения. Чисто магистральная сеть выполняется по так называемой схеме «блок трансформатор-магистраль» (БТМ) (рис. 2.9, *в*). В этом случае на ТП распределительный щит отсутствует, магистраль запитывается через автоматический выключатель или рубильник. На рис. 2.9, *а*, *б* приведены также магистральные схемы при наличии распределительного устройства до 1 кВ ТП. Для питания ответственных электроприемников, а также приемников, связанных общностью технологического процесса, удаленных от распределительных пунктов или шинопроводов, применяется так называемая схема *цепочки* (рис. 2.9, *г*). В цепочку не рекомендуется соединять более трех—четырех электроприемников.

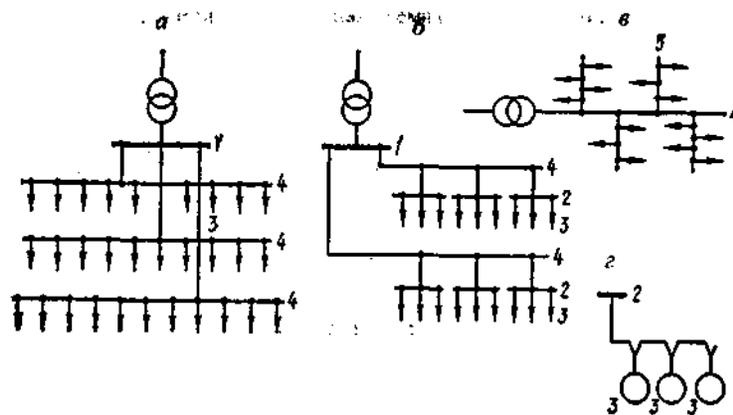


Рис. 2.9. Магистральные схемы питания электроприемников:
а — с распределенными нагрузками; *б* — с сосредоточенными нагрузками; *в* — блок трансформатор — магистраль; *г* — цепочка; *1* — распределительный щит подстанции; *2* — распределительный силовой пункт; *3* — электроприемник; *4* — магистраль; *5* — шинная сборка

При магистральных схемах целый ряд приемников питается от одной магистрали, что способствует экономии проводникового материала,

делает электрическую сеть дешевле. Магистральные схемы позволяют применять комплектные шинопроводы, обеспечивающие скоростной монтаж сети. Как правило, в магистральных сетях меньше, чем в радиальных, потери напряжения и мощности. Кроме того, магистральная схема характеризуется большей гибкостью, дающей возможность перемещать технологическое оборудование без существенной переделки электрической сети.

Недостатки магистральных схем: а) несколько пониженная по сравнению с радиальными надежность электроснабжения, так как при повреждении магистрали все ее электроприемники теряют питание. Однако у современных магистральных шинопроводов надежность весьма высокая; б) в магистральных сетях в сравнении с радиальными больше токи короткого замыкания.

Учитывая особенности радиальных и магистральных схем, на практике обычно применяют *смешанные схемы* электрических сетей, представляющие собой сочетание радиальных и магистральных схем. Крупные и ответственные приемники запитываются по радиальным схемам, остальные — по магистральным.

Для обеспечения достаточно надежного электроснабжения электроприемников во внутрицеховых сетях предусматриваются резервные перемычки между соседними подстанциями. ВРУ, магистралями, распределительными пунктами.

В системах электроснабжения приемников принята раздельная работа линий и трансформаторов, что предполагает применение разомкнутых электрических сетей по радиальным, магистральным и смешанным схемам. Замкнутые сети, получившие широкое распространение за рубежом, не нашли применение в отечественном электроснабжении.

Выбор той или иной схемы электрической сети определяется множеством факторов: расположением технологического оборудования, источников питания на плане помещения; планировкой помещения; величиной и характером (спокойная, резкопеременная) нагрузки электроприемников; требованиями бесперебойности электроснабжения; технико-экономическими соображениями; условиями окружающей среды.

2.6. Электрические нагрузки

Электрические нагрузки определяют выбор всех элементов системы электроснабжения.

2.6.1. Графики электрических нагрузок и их физические величины и безразмерные показатели

Электроприемники, потребляя электроэнергию, вызывают в питающей их сети электрическую нагрузку. Нагрузка эта может измеряться в виде активной и реактивной мощностей, а также тока приборами (ваттметрами, варметрами, амперметрами, с помощью счётчиков активной и реактивной энергии) и информационно-измерительными системами.

Непостоянство режимов работы электроприемников обуславливает изменение электрических нагрузок в течение времени. Изменения нагрузки могут записываться в виде кривой мгновенных (текущих) значений (рис. 2.10, а) или в виде ступенчатой кривой, характеризующей нагрузку с осреднением за время Δt (рис. 2.10, б). Чем меньше промежуток осреднения, тем ближе график нагрузки к действительному.

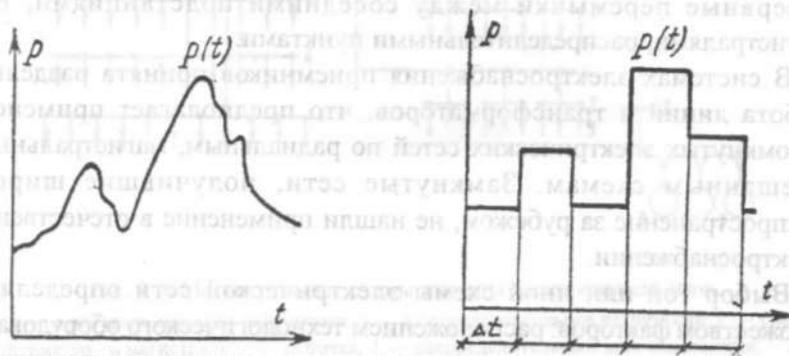


Рис. 2.10. Графики электрических нагрузок:

а — кривая текущих значений; б — ступенчатая кривая с осреднением Δt

Кривые, характеризующие изменения электрических нагрузок во времени, называются *графиками нагрузок*. Все графики нагрузок разделяют на индивидуальные (отдельных электроприемников) и групповые (группы электроприемников).

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

Групповой график нагрузки n электроприемников можно получить на основании индивидуальных графиков исходя из условий:

$$P(t) = \sum_1^n p(t); \quad Q(t) = \sum_1^n q(t); \quad I(t) = \frac{\sqrt{P^2(t) + Q^2(t)}}{\sqrt{3}U_n}. \quad (2.4)$$

При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения чаще применяются групповые графики. При большом количестве электроприемников, входящих в группу (цех, производство, предприятие), их групповой график приобретает устойчивый характер. В этих случаях говорят, что график является характерным (типовым) для объединенной группы электроприемников.

По продолжительности во времени и частоте применения выделяются суточные и годовые графики.

Особенность суточных графиков нагрузки промышленных, коммунально-бытовых потребителей — в их неравномерности. Отмечаются два явно выраженных максимума нагрузки — утренний и вечерний; в ночной период нагрузка значительно снижается.

Время прохождения, величина и продолжительность максимумов нагрузки определяются составом электроприемников, режимом и организацией их работы. Так, для промышленных предприятий наибольший из двух максимумов — утренний, период прохождения его для большинства промышленных предприятий — с 9 до 11 ч. Максимум нагрузки жилых домов приходится на 19—21 час (вечерний максимум). Максимумы нагрузок коммунальных учреждений наступают в разное время: в школах с пищеблоками и столовых — в 12 ч, в универсамах и комбинатах бытового обслуживания, химчистках, ателье график нагрузки в течение рабочего дня изменяется

незначительно. Графики нагрузки круглосуточно работающих потребителей (городские водозаборы, канализационные насосные станции, очистные сооружения) практически равномерны. Максимальная нагрузка, создаваемая продовольственными магазинами, приходится на первые часы их работы (прием товаров, интенсивная работа холодильных установок).

Наиболее непостоянной составляющей в суточном графике является осветительная нагрузка, отопление. Чем равномернее графики нагрузок, тем лучше используется электрооборудование, тем легче управление энергосистемой. Существует ряд методов регулирования (выравнивания) графиков нагрузки. Основные из них: увеличение числа рабочих смен предприятий; смещение времени начала рабочих смен предприятий; выявление технологических потребителей — регуляторов и смещение времени их работы; использование гидроаккумулирующих электростанций, которые в ночное время, работая в режиме насосной станции, перекачивают воду из нижнего бассейна в верхний, а в часы пиковых нагрузок энергосистемы преобразуют потенциальную энергию запасенной воды в электрическую.

Для потребителей (в первую очередь промышленных) строятся суточные графики рабочих и выходных дней для зимнего (для I и IV кварталов года) и летнего (для II и III кварталов) периодов.

Годовые графики показывают нагрузку по месяцам в течение года. Характерный признак данного вида графиков — снижение осветительных и отопительных нагрузок в летнее время.

Графики нагрузки характеризуются физическими величинами и безразмерными показателями (коэффициентами).

Основными физическими величинами являются: средние, среднеквадратичные, максимальные (длительные и кратковременные), расчетные нагрузки.

Средняя нагрузка — это постоянная, неизменная величина за любой рассматриваемый промежуток времени, которая вызывает такой же расход электроэнергии, как и изменяющаяся за это время нагрузка. Средняя нагрузка за любой интервал времени T в общем виде определяется по выражению:

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt. \quad (2.5)$$

Ступенчатый групповой график по активной мощности с периодом осреднения Δt приведен на рис. 2.11. Для подобных графиков средняя нагрузка за время T может быть определена следующим образом:

$$P_{\text{ср}} = \frac{(P_{c1} + \dots + P_{cN}) \Delta t}{T} = \frac{(\sum_1^N P_{c_i}) \Delta t}{T} = \frac{\sum_1^N P_{c_i}}{N}. \quad (2.6)$$

где P_{c1}, \dots, P_{cN} — средние нагрузки в течение интервалов времени Δt ; N — количество интервалов осреднения, \bar{P} — в условиях эксплуатации средняя нагрузка за время t определяется по расходу электроэнергии за это время t , снятому по показаниям счетчиков. Средней нагрузкой является частное от деления расхода электроэнергии на время t .

Наиболее характерные интервалы времени для средней нагрузки — сутки ($P_{\text{сут}}$) и смена ($P_{\text{см}}$). Средняя нагрузка за наиболее загруженную смену — одна из основных величин, используемых при определении расчетной нагрузки группы электроприемников.

Наиболее загруженной является смена с наибольшим потреблением электрической энергии в течение характерных суток. Характерными считаются сутки со среднесуточным потреблением электроэнергии в рассматриваемом периоде (месяц, квартал).

Среднеквадратичная нагрузка — это постоянная, неизменная нагрузка за любой рассматриваемый промежуток времени, которая обуславливает такие же потери мощности в проводниках, как и изменяющаяся за это время нагрузка. Среднеквадратичная нагрузка за любой интервал времени T в общем виде определяется по выражению:

$$P_{\text{ср}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt}. \quad (2.7)$$

Для ступенчатого графика нагрузки (рис. 2.11):

$$P_{\text{ср}} = \sqrt{\frac{(P_{d1}^2 + \dots + P_{dN}^2)\Delta t}{T}} = \sqrt{\frac{\sum_{d=1}^N P_{d}^2}{N}} \quad (2.8)$$

При неравномерном графике $P_{\text{ср}}$ всегда больше $P_{\text{с}}$ за один тот же интервал времени, причем это превышение возрастает с увеличением неравномерности графика.

Максимальная нагрузка представляет собой наибольшее значение из средних величин в течение рассматриваемого периода времени (рис. 2.11).

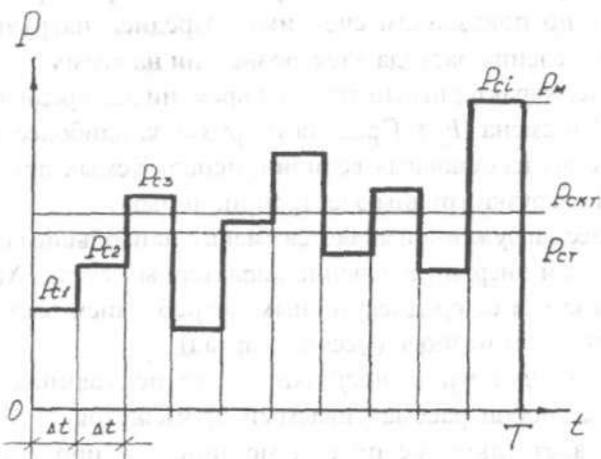


Рис. 2.11. Групповой график нагрузки по активной мощности с периодом осреднения Δt

Максимальные нагрузки характеризуются величиной и частотой появления за тот или иной период времени.

По продолжительности различают два вида максимальных нагрузок: а) максимальные длительные с продолжительностью осреднения от нескольких до десятков минут ($P_{\text{дл}}$), используемые для выбора элементов систем электроснабжения по нагреву и расчета максимальных потерь мощности в них; б) максимальные кратковременные (пиковые), длительностью от десятых долей до нескольких секунд ($P_{\text{п}}$). Пиковая нагрузка используется для выбора защитной аппаратуры, проверки колебаний напряжения и др.

Расчетная нагрузка по допустимому нагреву представляет собой такую условную нагрузку, которая эквивалентна ожидаемой изменяющейся нагрузке по наиболее тяжелому тепловому воздействию: максимальной температуре нагрева проводника или тепловому износу его изоляции. Соответственно этим двум эффектам нагрева различают: а) **расчетную нагрузку по максимальной температуре нагрева проводника** — такую неизменную во времени нагрузку, которая вызывает в проводнике тот же максимальный перегрев над температурой окружающей среды, что и заданная переменная нагрузка; б) **расчетную нагрузку по тепловому износу изоляции** — такую неизменную во времени нагрузку, которая вызывает в проводнике ту же величину теплового износа изоляции, что и заданная переменная нагрузка.

Расчетной нагрузкой для данного графика является наибольшая из двух этих величин (расчетных нагрузок по максимуму нагрева проводника и тепловому износу изоляции).

В общем случае между приведенными физическими величинами графиков нагрузки существует следующая связь:

$$P_{\text{п}} \geq P_{\text{р}}; P_{\text{р}} \geq P_{\text{с}}; P_{\text{ср}} > P_{\text{с}} \quad (2.9)$$

Поскольку нагрев проводника является результатом воздействия на него нагрузки за некоторый промежуток времени, существует оптимальная длительность интервала осреднения графика нагрузки. Оптимальная длительность интервала осреднения принята равной трем постоянным времени нагрева проводника T_0 (см. § 2.1):

$$T_{\text{оср}} = 3T_0 \quad (2.10)$$

за которое перегрев проводника при неизменной нагрузке достигает примерно 95 % установившегося значения.

Таким образом, за расчетную принимается максимальная средняя нагрузка с интервалом осреднения $3T_0$. С целью унификации расчетов в качестве постоянной времени нагрева принимается $T_0 = 10$ мин (для проводов с сечением жилы до 35—50 мм²), и в связи с этим расчетной служит тридцатиминутная нагрузка ($P_p = P_{M30}$).

Безразмерными показателями графиков являются коэффициенты, характеризующие режимы работы электроприемников, степень использования их по мощности и во времени, устанавливающие связь между физическими величинами графиков.

Различают коэффициенты для отдельных электроприемников — индивидуальные (k) и групповые (K), а также по активной, реактивной мощности и току.

Наиболее важные из них:

а) коэффициент включения (K_v, k_v) — отношение продолжительности включения приемника в цикле t_u (продолжительность работы под нагрузкой — t_p , на холостом ходу — t_{xx}) ко всей продолжительности цикла t_u :

$$k_v = \frac{t_p}{t_u} = \frac{t_p + t_{xx}}{t_p + t_{xx} + t_{пауз}}; \quad (2.11)$$

$$K_v = \frac{\sum_{i=1}^n k_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (2.12)$$

Коэффициент включения (k_v) характеризует использование электроприемника во времени;

б) коэффициент использования (K_u, k_u) — отношение средней активной мощности отдельного электроприемника (или группы их) за наиболее загруженную смену к ее номинальному значению:

$$k_u = \frac{P_{ср}}{P_n}; \quad (2.13)$$

$$K_u = \frac{P_{ср}}{P_n} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (2.14)$$

Коэффициент использования (k_u) характеризует использование электроприемника по мощности и во времени.

Для электроприемников одного режима работы коэффициент использования является практически величиной постоянной и приводится в справочниках для различного оборудования;

в) коэффициент загрузки (K_z, k_z) — отношение средней нагрузки за время включения в течение цикла к номинальной мощности:

$$k_z = \frac{P_{ср}}{P_n} = \frac{P_{ср} \cdot t_u}{P_n \cdot t_u} = \frac{k_u}{k_v}; \quad (2.15)$$

$$P_{ср} = \frac{t_u}{t_v} P_{ср}; \quad (2.16)$$

$$K_z = \frac{K_u}{K_v} \quad (2.17)$$

Коэффициент загрузки (k_z) характеризует использование электроприемника по мощности за время включения;

г) коэффициент формы графика ($K_{ф.г}, k_{ф.г}$) — отношение среднеквадратичной нагрузки за определенный промежуток времени к средней нагрузке за этот же период времени:

$$k_{ф.г} = \frac{P_{ср}}{P_e} \geq 1; \quad (2.18)$$

$$K_{\text{ф.г.}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{с}}} \geq 1. \quad (2.19)$$

Коэффициент формы характеризует неравномерность графика, свое наименьшее значение, равное 1, он принимает при неизменной во времени нагрузке;

д) коэффициент максимума ($K_{\text{м}}$) — отношение расчетной нагрузки к средней нагрузке (обычно за наиболее загруженную смену):

$$K_{\text{м}} = \frac{P_{\text{р}}}{P_{\text{см}}}; \quad (2.20)$$

е) коэффициент спроса ($K_{\text{с}}$) — отношение расчетной нагрузки к установленной (номинальной) мощности:

$$K_{\text{с}} = \frac{P_{\text{р}}}{P_{\text{н}}}; \quad (2.21)$$

$$K_{\text{с}} = \frac{P_{\text{р}} P_{\text{см}}}{P_{\text{н}} P_{\text{см}}} = K_{\text{м}} \cdot K_{\text{н}}. \quad (2.22)$$

Коэффициент спроса связывает расчетную нагрузку непосредственно с номинальной мощностью электроприемников, минуя учет свойств графика в явной форме;

ж) коэффициент заполнения графика ($K_{\text{з.г.}}$) — отношение средней нагрузки к максимальной за исследуемый период времени:

$$K_{\text{з.г.}} = \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{м}}}; \quad (2.23)$$

$$K_{\text{з.г.}} = \frac{P_{\text{см}}}{P_{\text{р}}} = \frac{1}{K_{\text{м}}}; \quad (2.24)$$

з) коэффициент разновременности максимумов нагрузки ($K_{\text{з}}$) — отношение суммарной расчетной нагрузки узла системы электроснабжения к сумме расчетных нагрузок m групп электроприемников, входящих в данный узел:

$$K_{\text{з}} = \frac{P_{\text{рз}}}{\sum_{i=1}^m P_{\text{р}i}}. \quad (2.25)$$

Используется для ориентировочной оценки расчетной нагрузки от нескольких групп электроприемников ($K_{\text{з}} = 0,85 \dots 1$).

При определении расчетной нагрузки на шинах 6—10 кВ РП, ГПП применяется коэффициент одновременности $K_{\text{о}}$ [20], который, как и $K_{\text{з}}$, представляет собой отношение расчетной мощности к сумме расчетных мощностей потребителей. Значение $K_{\text{о}}$ зависит от средневзвешенного коэффициента использования и числа присоединений 6 (10) кВ на сборных шинах РП, ГПП (табл. 2.5).

2.6.2. Методы определения расчетных нагрузок

Правильное определение ожидаемых электрических нагрузок способствует обоснованному выбору любого элемента системы электроснабжения, рациональному построению и оптимизации технико-экономических показателей систем электроснабжения и поэтому является важной народнохозяйственной задачей.

Если расчетная нагрузка будет уменьшена в сравнении с действительной, это приведет к ускоренному износу электрооборудования и может вызвать ограничение электроснабжения. И наоборот — увеличение расчетных нагрузок чревато дополнительными капитальными затратами на систему электроснабжения и неполным использованием электрооборудования.

Проблема определения расчетных электрических нагрузок возникает, если число электроприемников в группе превышает три. При количестве электроприемников в группе, равной трем и менее, расчетная нагрузка определяется по выражениям:

$$P_{\text{р}} = \sum_{i=1}^3 P_{\text{н}i}; \quad (2.26)$$

$$P_{\text{р}} = \sum_{i=1}^3 \frac{P_{\text{н}i}}{\eta_{\text{н}i}}; \quad (2.27)$$

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi = \sum_1^3 P_{w_i} \operatorname{tg} \varphi_i = \sum_1^3 \frac{P_{w_i}}{\eta_{w_i}} \operatorname{tg} \varphi_i. \quad (2.28)$$

По формуле (2.26) расчетная нагрузка определяется от электроприемников, для которых номинальная мощность (P_n) является потребляемой из сети; по формуле (2.27) — для электроприемников, у которых за номинальную принимается мощность на выходе (на вторичной стороне), например, для электродвигателей P_n — это механическая мощность на валу. При определении данных о коэффициенте мощности допускается принимать: для электроприемников длительного режима — $\cos \varphi = 0,8$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0,75$), для электроприемников повторно-кратковременного режима работы — $\cos \varphi = 0,75$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0,87$).

Рассмотрим ныне существующие методы определения расчетных электрических нагрузок по допустимому нагреву.

Статистический метод. Данный метод основывается на результатах исследований, согласно которым групповая нагрузка (начиная с 4—5 электроприемников) подчиняется нормальному закону распределения случайных величин. По этому закону, нагрузка от электроприемников может быть описана следующим выражением:

$$P = P_c \pm \beta \sigma, \quad (2.29)$$

где P_c — средняя нагрузка при достаточно большом количестве осреднений m продолжительностью $3T_{\sigma}$.

$$P_c = \frac{P_1 + P_2 + \dots + P_m}{m}, \quad (2.30)$$

σ — среднеквадратичное (стандартное) отклонение, определяемое по выражению:

$$\sigma = \sqrt{\frac{(P_1 - P_c)^2 + (P_2 - P_c)^2 + \dots + (P_m - P_c)^2}{m}}; \quad (2.31)$$

P_1, P_2, \dots, P_m — средние значения нагрузки на каждом интервале осреднения; β — принятая кратность меры рассеяния ($\beta = -3 \dots +3$).

Придавая β различные значения, можно получить возможные значения нагрузок. В теории вероятностей часто пользуются “трехсигмовой” вероятностью, т.е. вероятностью появления максимальной нагрузки $P_{\max} = P_c + 3\sigma$ и минимальной ее величины $P_{\min} = P_c - 3\sigma$. Этим значениям нагрузки соответствуют предельные вероятности 0,001 и 0,999, которые крайне редки. При определении расчетной нагрузки иногда пользуются значением $\beta = 2,5$:

$$P = P_c + 2,5\sigma. \quad (2.32)$$

В этом случае вероятность того, что нагрузка превысит P_p , составит 0,005, т.е. 0,5 % общего времени действия нагрузок (смена, месяц, год). Принятие в качестве расчетного значения $\beta = 2,5$ оставляет неиспользованным значительный резерв в тепловом износе изоляции проводников, особенно для линий с неравномерным графиком нагрузки, частота же появления нормированной температуры проводника будет близкой к вероятности 0,001.

Формула (2.29) лежит в основе определения расчетной нагрузки статистическим методом по фактическому (действительному) графику нагрузки.

Метод упорядоченных диаграмм показателей графиков электрических нагрузок является основным для определения расчетных нагрузок по данным электроприемников. Сущность его заключается в установлении связи между расчетной мощностью и показателями режима работы отдельных электроприемников.

Согласно этому методу, расчетная активная нагрузка от группы электроприемников определяется по формуле.

$$P_p = K_M P_{cm} = K_M K_n P_n; \quad (2.33)$$

$$P_n = \sum_1^n P_{w_i}; \quad K_n = \sum_1^n P_{w_i} k_{w_i} / \sum_1^n P_{w_i}; \quad K_M = f(K_n; n). \quad (2.34)$$

Групповая номинальная активная мощность (P_n) представляет собой сумму номинальных активных мощностей электроприемников (потребителей) группы. Если в группе имеется агрегат с многодвигательным приводом, то под номинальной мощностью его подразумевают наибольшую сумму номинальных мощностей одновременно работающих двигателей агрегата. Групповой коэффициент использования по активной мощности (K_u) определяется по индивидуальным коэффициентам использования (k_u) электроприемников, представленным в справочной литературе, например, в [13], или в табл. 2.2, приведенной в сокращенном виде.

Коэффициент максимума по активной мощности (K_m) принимается в зависимости от группового коэффициента использования и эффективного числа электроприемников (n_s) по справочникам, например, по [13]. Под эффективным понимается такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обуславливает те же значения расчетной нагрузки, что и группа различных по мощности и режиму работы электроприемников. Определяется n_s по выражению:

$$n_s = \frac{(\sum_1^n P_{ni})^2}{\sum_1^n P_{ni}^2} \quad (2.35)$$

Расчетная реактивная мощность вычисляется по формуле:

$$Q_p = K_{m,p} Q_{cm} = K_{m,p} P_n \operatorname{tg} \varphi = K_{m,p} \sum_1^n P_{ni} k_{u,i} \operatorname{tg} \varphi_i \quad (2.36)$$

Коэффициент мощности ($\cos \varphi$) или $\operatorname{tg} \varphi$ определяется по справочным данным из табл. 2.2, в которой наряду с индивидуальными коэффициентами использования указываются и соответствующие $\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$. Коэффициент максимума по реактивной мощности ($K_{m,p}$) принимается равным 1 при $n_s \leq 10$ и 1,1 при $n_s > 10$.

Необходимость достаточно точного определения ожидаемых расчетных нагрузок, особенно на более высоких уровнях системы электроснабжения (магистральные шинопроводы, цеховые ТП, распределительные пункты 6–10 кВ и т.д.), привела к дальнейшему развитию рассматриваемого метода.

Таблица 2.2. Коэффициенты использования и мощности некоторых механизмов и аппаратов

Электроприемники	Коэффициенты	
	использования k_u	мощности $\cos \varphi$
1	2	3
Металлорежущие станки мелкосерийного производства, мелкие токарные, строгальные, долбежные, фрезерные, сверлильные, карусельные, точильные и др.	0,12—0,14	0,4—0,5
То же при крупносерийном производстве	0,16	0,5—0,6
То же при тяжелом режиме работы: штамповочные прессы, автоматы револьверные, обдирочные, зубофрезерные, а также крупные токарные, строгальные, фрезерные, карусельные, расточные станки	0,17	0,65
То же с особо тяжелым режимом работы: приводы молотов, ковочных машин, волочильных станков, очистных барабанов и др.	0,2—0,24	0,65
Многошпиндельные автоматы	0,2	0,6
Краны мостовые, грейферные, кран-балки, тельферы, лифты	0,15—0,35	0,5
Вентиляторы, санитарно-гигиеническая вентиляция	0,65—0,8	0,8
Насосы, компрессоры, двигатель-генераторы	0,7	0,85
Сварочные трансформаторы дуговой электросварки	0,2	0,4
Печи сопротивления, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,75—0,8	1,0
Индукционные печи низкой частоты	0,7	0,35
Индукционные печи высокой частоты	0,7	0,65—0,8
Элеваторы, трансформаторы, конвейеры	0,4—0,55	0,75
Дуговые сталеплавильные печи	0,5—0,75	0,8—0,9
Гальванические установки	0,4—0,5	0,6—0,8

В действующих "Указаниях по расчету электрических нагрузок" [14] коэффициент максимума (K_m) заменен на коэффициент расчетной мощности (K_p), который представляет собой отношение расчетной активной мощности к значению $K_u P_n$ группы электроприемников ($K_p = P / K_u P_n$).

Коэффициент расчетной мощности, в отличие от коэффициента максимума по активной мощности, зависит не только от эффективного числа электроприемников и группового (средневзвешенного) коэффициента использования, а также от постоянной времени нагрева сети, для которой рассчитывается электрическая нагрузка.

При определении K_u группы электроприемников (2.34) как средневзвешенного справочного значения характерных категорий сумма

произведений $\sum k_{ui} P_{ui}$ не должна рассматриваться как среднее значение

ожидаемой нагрузки, так как в ней не учтен фактор снижения расчетных значений K_u при увеличении числа электроприемников в группе. Этот фактор учитывается значениями табл. 2.3 — 2.5, а в формуляре (рис. 2.12) $K_u P_n$ используется как промежуточная расчетная величина, позволяющая сохранить традиционный алгоритм расчета.

Указаниями [14] приняты следующие постоянные нагрева:

$T_0 = 10$ мин — для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинпроводы, пункты, сборки, щиты. Значения K_p для этих сетей принимаются по табл. 2.3;

$T_0 = 2,5$ ч — для магистральных шинпроводов и цеховых трансформаторов. Значения K_p для этих сетей принимаются по табл. 2.4;

$T_0 \geq 30$ мин — для кабелей напряжением 6 кВ и выше, питающих цеховые трансформаторные подстанции и распределительные устройства. Расчетная мощность для этих элементов определяется при $K_p = 1$.

Первоначально, до расчета электрических нагрузок, намечается вариант схемы электроснабжения.

Для одиночных электроприемников расчетная мощность принимается равной номинальной, для одиночных электроприемников повторно-кратковременного режима — равной номинальной, приведенной к длительному режиму.

Таблица 2.3. Значения коэффициентов расчетной нагрузки K для питающих сетей напряжением до 1 кВ для постоянной времени нагрева $T_0 = 10$ мин

n,	Коэффициент использования K_u								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,50	1,33	1,14	1,0
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1,0
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,0
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,0
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,0
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,11	1,13	1,06	1,01	1,0
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,10	1,04	1,0	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,0	1,0
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,11	1,61	1,35	1,1	1,06	1,04	1,0	1,0	1,0
12	2,4	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,0	1,0	1,0
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0
15	1,89	1,46	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	1,81	1,41	1,21	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,39	1,19	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	1,75	1,36	1,17	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	1,72	1,35	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	1,69	1,33	1,15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	1,67	1,31	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
23	1,64	1,30	1,12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
24	1,62	1,28	1,11	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,27	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
30	1,51	1,21	1,05	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
35	1,44	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
40	1,4	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
45	1,35	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
50	1,3	1,07	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
60	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
70	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
80	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
90	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
100	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Таблица 2.4. Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p на шинах НН цеховых трансформаторов и для магистральных шинопроводов напряжением до 1 кВ

n	Коэффициент использования K_u							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6—8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9—10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10—25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25—50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

Таблица 2.5. Значение коэффициента одновременности K_o для определения расчетной нагрузки на шинах 6 (10) кВ РП и ГПП

Средневзвешенный коэффициент использования	Число присоединений 6 (10) кВ на сборных шинах РП, ГПП			
	2—4	5—8	9—25	Более 25
$K_u < 0,3$	0,9	0,8	0,75	0,7
$0,3 \leq K_u < 0,5$	0,95	0,9	0,85	0,8
$0,5 \leq K_u \leq 0,8$	1,0	0,95	0,9	0,85
$K_u > 0,8$	1,0	1,0	0,95	0,9

Расчет электрических нагрузок электроприемников напряжением до 1 кВ для каждого узла питания (распределительного пункта, шкафа, сборки, распределительного шинопровода, щита станций управления,

троллей, магистрального шинопровода, цеховой трансформаторной подстанции), а также по цеху, корпусу в целом выполняется, как правило, в виде таблицы, форма которой приведена на рис. 2.12.

Дадим некоторые пояснения к заполнению этой таблицы.

Графа 1: указываются наименования групп электроприемников (СП, ШРА, ШМА, ТП, участок, цех), а также наименования подгрупп электроприемников, питающихся от них. Электроприемники в каждой группе формируются в подгруппы с одинаковой номинальной мощностью (P_n) и одинаковыми коэффициентами использования (K_u) и $\text{tg}\varphi$, например, металлорежущие станки, вентиляторы. После приведения перечня всех подгрупп электроприемников группы указывается: итого по данной группе. Таким образом расписываются все группы электроприемников. В зависимости от принятой схемы электрической сети указываются наименования объединенных групп, например, если СП1 и СП2 соединены шлейфом в магистраль, то после перечня наименований электроприемников СП1 и СП2 указывается: итого по СП1 и СП2.

Графа 2: по подгруппам электроприемников отмечается количество электроприемников с одинаковой номинальной мощностью и одинаковым коэффициентом использования; для групп электроприемников — общее количество электроприемников.

Графа 3: по подгруппам электроприемников указывается номинальная мощность единичного электроприемника; для групп электроприемников — пределы номинальных мощностей единичных электроприемников ($P_{\text{мин}}$, $P_{\text{макс}}$). Для электродвигателей с повторно-кратковременным режимом работы их номинальная мощность не приводится к длительному режиму.

Графа 4: по подгруппам и группам электроприемников отмечается их суммарная номинальная мощность.

В графах 2 и 4 указываются данные только рабочих электроприемников. Резервные и ремонтные электроприемники, а также электроприемники, работающие кратковременно (пожарные насосы, задвижки, вентили и т.п.), при подсчете расчетной мощности не учитываются (за исключением случаев, когда мощности пожарных насосов и других противоаварийных электроприемников определяют выбор элементов сети электроснабжения).

Электроприемники и их группы	Количество электроприемников n	Установленная мощность одного объекта, ЭП, P_n		k_n, K_n	$\cos\varphi/\text{tg}\varphi$	$k_{\text{эф}}^n$	$k_{\text{эф}} P_n \text{tg}\varphi$	n_i	K_p	Расчетная нагрузка				
		ЭП, P_n	общая, P_n							P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_p , А	$I_{\text{н}}$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СП-1														
ЭП подгруппы А	×	×	×	×	×	×	×							
ЭП подгруппы В	×	×	×	×	×	×	×							
...							
ЭП подгруппы N	×	×	×	×	×	×	×							
Итого по СП-1	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
ШРА-1														
ЭП подгруппы А	×	×	×	×	×	×	×							
...							
ЭП подгруппы N	×	×	×	×	×	×	×							
Итого по ШРА-1	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
Освещение														
Всего по цеху (участку)	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×

Рис. 2.12. Форма таблицы определения расчетных нагрузок до 1 кВ

Графа 5: для подгрупп электроприемников указываются справочные значения индивидуальных коэффициентов использования.; для групп — расчетное значение группового коэффициента использования

$$(K_n = \sum k_n P_n / \sum P_n).$$

Графа 6: для подгрупп указываются справочные значения $\cos\varphi/\text{tg}\varphi$, для групп электроприемников — расчетные значения $\cos\varphi/\text{tg}\varphi$. ($\text{tg}\varphi = Q_p/P_p$), после определения Q_p и P_p .

Графы 7 и 8: для подгрупп записываются соответственно величины $k_{\text{эф}} P_n$ и $k_{\text{эф}} P_n \text{tg}\varphi$, для групп электроприемников — суммы этих величин $\sum k_{\text{эф}} P_n$ и $\sum k_{\text{эф}} P_n \text{tg}\varphi$.

Графа 9: для групп электроприемников отмечается эффективное число электроприемников, вычисленное по выражению (2.35). При значительном их числе (магистральные шинопроводы, шины цеховых трансформаторных подстанций, в целом по цеху, корпусу) эффективное число электроприемников можно определить по упрощенной формуле

$$n_3 = 2 \sum P_n / P_{\text{нmax}}, \quad (2.37)$$

где $P_{\text{нmax}}$ — номинальная мощность наиболее мощного электроприемника группы. Найденное по указанным выражениям значение n_3 округляется до ближайшего меньшего числа. Если вычисленное по упрощенному выражению число n_3 окажется больше фактического числа электроприемников (n), то следует принимать $n_3 = n$. Если $P_{\text{нmax}}/P_{\text{нmin}} \leq 3$, где $P_{\text{нmin}}$ — номинальная мощность наименее мощного электроприемника группы, то принимается $n_3 = n$.

Графа 10: для групп электроприемников коэффициент расчетной нагрузки K_p определяют по табл. 2.3 или 2.4 в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников.

Графа 11: для групп электроприемников указывается расчетная активная мощность ($P_p = K_p K_n P_n$). В случаях, когда расчетная мощность P_p окажется меньше номинальной наиболее мощного электроприемника, следует принимать $P_p = P_{\text{нmax}}$.

Графа 12: для групп электроприемников записывается расчетная реактивная мощность Q_p . Для питающих сетей напряжением до 1кВ

$$Q_p = 1.1 \sum_1^n k_w p_w \operatorname{tg} \varphi_i \quad \text{при } n_3 \leq 10, \quad Q_p = \sum_1^n k_w p_w \operatorname{tg} \varphi_i \quad \text{при } n_3 > 10.$$

Для магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности в целом по цеху, корпусу или предприятию

$$Q_p = K_p \sum_1^n k_w p_w \operatorname{tg} \varphi_i = P_p \operatorname{tg} \varphi.$$

Графы 13 и 14: для групп электроприемников указываются соответственно расчетные значения полной мощности ($S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$) и тока ($I_p = S_p / \sqrt{3} U_n$).

Графа 15: для групп электроприемников указывается пиковый ток (I_n). При отсутствии данных об одновременном пуске нескольких электроприемников пиковый ток определяется по выражению:

$$I_n = i_{n, \max} + (I_p - k_n i_{n, \max}), \quad (2.38)$$

где $i_{n, \max}$ — наибольший пусковой ток электроприемника группы; I_p — расчетный по нагреву ток группы электроприемников; $i_{n, \max}$ — номинальный ток электроприемника с наибольшим пусковым током; k_n — коэффициент использования электроприемника с наибольшим пусковым током.

Если в группе имеются однофазные электроприемники, то их учет при определении расчетной нагрузки осуществляется следующим образом:

а) при включении однофазного электроприемника на фазное напряжение он учитывается как эквивалентный трехфазный электроприемник с номинальной мощностью:

$$p_n = 3p_{\text{но}}; \quad q_n = 3q_{\text{но}}, \quad (2.39)$$

где $p_{\text{но}}, q_{\text{но}}$ — активная и реактивная номинальные мощности однофазного электроприемника;

б) при включении однофазного электроприемника на линейное напряжение он учитывается как эквивалентный трехфазный электроприемник с номинальной мощностью:

$$p_n = \sqrt{3} p_{\text{но}}; \quad q_n = \sqrt{3} q_{\text{но}}; \quad (2.40)$$

в) при наличии группы однофазных электроприемников, которые распределены по фазам с неравномерностью не выше 15 % по отношению к общей мощности трехфазных и однофазных электроприемников в группе, они представляются в расчете как эквивалентная группа трехфазных электроприемников с той же суммарной номинальной мощностью;

г) в случае превышения указанной в п. в) неравномерности номинальная мощность эквивалентной группы трехфазных электроприемников принимается равной утроенному значению мощности наиболее загруженной фазы.

К расчетной активной и реактивной мощности силовых электроприемников напряжением до 1 кВ должны быть при необходимости добавлены расчетные осветительные нагрузки $P_{\text{ро}}$ и $Q_{\text{ро}}$. Расчет электрических нагрузок электроприемников напряжением выше 1 кВ может также выполняться по форме таблицы, приведенной на рис. 2.12. Особенности этого расчета заключаются в следующем: а) при наличии коэффициентов, характеризующих реальную загрузку электродвигателей, в графу 5 заносится значение k_z вместо k_n ; в графу 7 — значение k_p ; б) расчетная нагрузка цеховых трансформаторных подстанций (с учетом осветительной нагрузки и потерь в трансформаторах) заносится в графы 7 и 8; в) определяется число присоединений 6—10 кВ на сборных шинах РП, ГПП (графа 2 итоговой строки). Резервные электроприемники не учитываются; г) в зависимости от числа присоединений и группового коэффициента

использования $\sum k_n p_n / \sum p_n$, занесенного в графу 5 итоговой строки, по табл. 2.5 определяется значение коэффициента одновременности K_0 . Значение K_0 заносится в графу 10 (при этом $K_p = 1$); д) расчетная активная

и реактивная мощность (графы 11 и 12) определяется соответственно по выражениям:

$$P_p = K_0 \sum k_n P_n, \quad Q_p = K_0 \sum k_n P_n \operatorname{tg} \varphi$$

Метод удельного расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции или работы. Согласно этому методу расчетная нагрузка определяется по формулам:

$$P_p = P_c = M \omega_0 / T; \quad (2.41)$$

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.42)$$

где M — количество продукции (или объем работы), выпускаемой (или выполняемой) за время T ; ω_0 — удельный расход электроэнергии на единицу выпускаемой продукции или выполняемой работы; $\operatorname{tg} \varphi$ — средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{V_T}{W_T}, \quad (2.43)$$

где V_T , W_T — расходы соответственно реактивной и активной энергии за время T .

Метод удельного расхода электроэнергии рекомендуется применять при достаточно устойчивых значениях ω_0 и наличии соответствующей базы данных об электропотреблении (удельных норм расхода электроэнергии).

Метод коэффициента спроса (K_c). Расчетную нагрузку группы однородных по режиму работы электроприемников определяют по формулам:

$$P_p = K_c P_n; \quad (2.44)$$

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.45)$$

где K_c и $\operatorname{tg} \varphi$ принимаются для характерной группы электроприемников по справочным материалам, например, по [13].

Основной недостаток данного метода в том, что величина коэффициента спроса принимается постоянной. Такое допущение

возможно только при высоких значениях коэффициентов использования и эффективного числа электроприемников.

Данный метод рекомендуется применять при отсутствии конкретных данных об электроприемниках, наличии суммарной установленной мощности электроприемников ($P_{уст}$), цеха (участка) и общего характерного режима их работы.

Метод удельной мощности на единицу площади. Расчетная нагрузка по данному методу определяется по одной из следующих формул:

$$P_p = P_{удр} F; \quad (2.46)$$

$$P_p = P_{удуст} F K_c; \quad (2.47)$$

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.48)$$

где $P_{удр}$ — удельная расчетная активная мощность на единицу площади, кВт/м²; $P_{удуст}$ — удельная установленная активная мощность на единицу площади, кВт/м²; F — площадь размещения электроприемников, м².

Этот метод рекомендуется применять при относительно равномерном распределении электроприемников по площади помещения. Наиболее точные результаты получаются при большом количестве электроприемников и малой их мощности.

Например, характерным примером применения формулы (2.47) является определение расчетной нагрузки от источников света при общей равномерной системе освещения. Значения $P_{удуст}$ и K_c приведены в [15].

Формула (2.46) применяется для определения нагрузки жилых домов микрорайона (квартала). В этом случае под $P_{удр}$ понимается удельная расчетная нагрузка жилых домов [16], а под F — общая площадь жилых домов микрорайона (квартала).

Расчетная нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) $P_{р.ж.д}$ определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д} = p_{кв.уд} \cdot n + 0,9 (K_c' \sum_1^{nn} P_{ли} + K_c'' \sum_1^m P_{ст.ул}), \quad (2.49)$$

где $P_{кв.эл}$ — удельная расчетная электрическая нагрузка квартир, [16]; n — количество квартир; 0,9 — коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников; $P_{л.}$ — установленная мощность электродвигателя лифта; $ил$ — количество лифтовых установок; $P_{от.эл.}, m$ — соответственно мощность и количество электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств; K'_c, K_c — соответствующие коэффициенты спроса [16].

Расчетная электрическая нагрузка линии до 1 кВ (или на шинах 0,4 кВ ТП) при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий определяется по формуле:

$$P_{ра} = P_{эл.макс} + \sum_1^n K_{эл} P_{эл}, \quad (2.50)$$

где $P_{эл.макс}$ — наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии; $P_{эл}$ — расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии; $K_{эл}$ — коэффициент участия общественных зданий и (или) жилых домов в максимуме электрических нагрузок [16].

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий принимаются по проектам электрооборудования этих зданий или по укрупненным удельным расчетным нагрузкам [16] по формулам (2.46, 2.48).

2.7. Выбор проводов, кабелей и шинпроводов

Провода, кабели и шинпроводы, выбранные в соответствии с условиями окружающей среды, должны выдерживать допустимый нагрев длительным расчетным током (I) и обуславливать потерю напряжения (ΔU), не превышающую допустимых значений ($\Delta U_{доп}$). Кроме того, сечение проводника (допустимый ток его) должно соответствовать току аппарата, защищающего этот проводник, по условиям нагрева токами перегрузки и КЗ. Сети, имеющие число часов использования максимума нагрузки (T_m) более 5000 (кроме ответвлений к отдельным электроприемникам и осветительных сетей), рассчитываются по экономической плотности тока (гл. 3). В этом случае

допускается повышать экономическую плотность тока на 40 % для изолированных проводников сечением 16 мм² и менее.

Минимальные сечения жил проводов и кабелей принимаются с учетом их механической прочности, но не менее указанных в документации на электротехнические изделия, к которым должны быть присоединены проводники. По требованию механической прочности минимальные сечения алюминиевых жил проводов и кабелей для присоединения к неподвижным электроприемникам внутри помещений должны быть не менее 4 мм² при прокладке на изоляторах, 2 мм² — при других способах прокладки. Сечение нулевого защитного проводника принимается равным или больше половины фазного, но не менее требуемого по механической прочности.

Шинпроводы должны обладать электродинамической стойкостью к токам КЗ.

2.7.1. Выбор сечения проводов и кабелей по допустимому нагреву

При прохождении тока I в проводнике с активным сопротивлением R , согласно закону Джоуля-Ленца, за время t выделяется тепловая энергия $Q = 0,24 I^2 R t$, которая расходуется на его нагревание. Как только температура проводника θ превысит температуру окружающей среды $\theta_{сп}$, часть теплоты будет отдаваться в окружающую среду. Через время (3...4) T_0 (рис. 2.1, а) температура проводника достигнет наибольшего установившегося значения ($\theta_{уст}$), при котором вся выделяющаяся теплота отдается проводником в окружающую среду. Это состояние называется *тепловым равновесием*. Кривая, характеризующая изменения температуры проводника во времени (рис. 2.1, а), описывается уравнением:

$$\theta = \theta_{уст} (1 - e^{-\frac{t}{\tau}}), \quad (2.51)$$

где τ — температура перегрева, т.е. превышения температуры проводника над температурой окружающей среды в произвольный момент времени, $\tau = \theta - \theta_{сп}$; $\tau_{уст}$ — температура перегрева в состоянии

теплового равновесия, $\tau_{уст} = \theta_{уст} - \theta_{ср}$; t — время прохождения тока; T_0 — постоянная времени нагрева, зависящая от теплоемкости и теплоотдачи проводника (2.2).

После отключения тока температура проводника, соответствующая состоянию теплового равновесия, понижается. Кривая, характеризующая охлаждение проводника, описывается уравнением:

$$\tau = \tau_{уст} e^{-\frac{t}{T_0}} \quad (2.52)$$

Если нагрузка сочетается с бестоковыми паузами, в течение которых проводник охлаждается, изменение температуры проводника характеризуется ломаной кривой (рис.2.1, в). В таком режиме максимальная температура проводника будет значительно ниже, чем при непрерывном прохождении тока такой же величины.

Нагрев изменяет физические свойства проводника. Чрезмерный нагрев опасен для изоляции, вызывает перегрев контактных соединений, что может привести к пожару или взрыву.

Каждому значению тока, длительно проходящего по проводнику при заданных условиях охлаждения, соответствует определенное значение температуры нагрева проводника. Максимальная температура, при которой изоляция проводника сохраняет диэлектрические свойства и обеспечивается надежная работа контактов, называется *предельно допустимой*, а наибольший ток, соответствующий этой температуре, — *длительно допустимым током по нагреву*.

При длительной нагрузке проводника током I , отличным от длительно допустимого $I_{доп}$, установившееся превышение температуры определяется по формуле:

$$\tau_{уст} = \tau_{уст.н} \left(\frac{I}{I_{доп}} \right)^2, \quad (2.53)$$

где $\tau_{уст.н}$ — превышение температуры жил по нормам (2.54), используемым для расчета длительно допустимых токов нагрузки.

Величина длительно допустимого тока для проводника зависит от его материала, сечения, изоляции и условий охлаждения.

Установлены три вида допустимых температур проводников:

$\theta_{ж.д}$ — длительно допустимый нагрев жил проводника по нормам (50—80°C в зависимости от типа изоляции и напряжения);

$\theta_{ж.к}$ — кратковременно допустимый нагрев при перегрузках (75—125°C в зависимости от типа изоляции и напряжения);

$\tau_{ж.м}$ — максимально допустимое превышение температуры жил проводника над температурой среды при токах КЗ (125—300°C в зависимости от типа изоляции, материала проводника и напряжения).

Установлена также температура окружающей среды по нормам $\theta_{ср.н}$ (табл. 2.6).

Таблица 2.6. Расчетные температуры среды по нормам

Место прокладки проводника	Температура среды $\theta_{ср.н}, ^\circ\text{C}$
Открытая и защищенная прокладка проводов, кабелей и шин в воздухе внутри и вне помещений, в т.ч. прокладка кабелей в каналах и туннелях	25
Один кабель с бумажной изоляцией при прокладке непосредственно в земле	15
То же, в земле в трубах	25
Кабель с бумажной изоляцией (независимо от их числа) при прокладке в воде	15
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией при прокладке в земле	15

Превышение температуры жил по нормам при длительно допустимом их нагреве составит:

$$\tau_{уст.н} = \theta_{ж.н} - \theta_{ср.н} \quad (2.54)$$

Уравнение теплового баланса для неизолированного проводника, обтекаемого током при превышении температуры жил по нормам, имеет вид:

$$I_{\text{доп}}^2 R = KF(\theta_{\text{ж.н}} - \theta_{\text{ср.н}}), \quad (2.55)$$

где K — коэффициент теплоотдачи, Вт/см²·°С; F — поверхность охлаждения провода, см².

Тогда длительно допустимый ток по нагреву определится по выражению:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{KF(\theta_{\text{ж.н}} - \theta_{\text{ср.н}})}{R}}. \quad (2.56)$$

Таким образом, при заданных температурных условиях нагрузочная способность проводника возрастает с увеличением его поверхности F , коэффициента теплоотдачи K и с уменьшением его сопротивления.

Для практических расчетов пользуются готовыми таблицами длительно допустимых токов по нагреву проводов и кабелей из различных материалов при различных условиях прокладки [1, 17] или таблицами П13, П14, П15, приведенными в сокращенном виде.

Для выбора сечения проводника по условиям нагрева токами нагрузки сравниваются расчетный I_p (§ 2.6) и допустимый $I_{\text{доп}}$ токи для проводника (проводов, кабелей и шин) принятой марки с учетом условий его прокладки. При этом должно соблюдаться соотношение

$$I_{\text{доп}} \geq I_p / K_n, \quad (2.57)$$

где K_n — поправочный коэффициент, корректирующий допустимый ток на условия прокладки проводов и кабелей и зависящий от температуры земли и воздуха (табл. 1.3.3 ПУЭ) [I_p]; I_{p-} — расчетный ток длительного режима работы электроприемника (электроприемников); $I_p = I_{\text{пв}} \sqrt{\text{ПВ}}$ — расчетный ток повторно-кратковременного режима работы электроприемников с $\text{ПВ} > 0,4$; $I_p = I_{\text{пв}} \sqrt{\text{ПВ}} / 0,875$ — расчетный ток ПКР работы электроприемников с $\text{ПВ} < 40$ для медных проводников сечением более 6 мм², для алюминиевых — более 10 мм²; $I_{\text{пв}}$ — ток ПКР работы; 0,875 — коэффициент запаса; ПВ — продолжительность включения в относительных единицах.

Во взрывоопасных помещениях сечения проводников для ответвлений к электродвигателям с короткозамкнутым ротором принимаются исходя из условия $I_{\text{доп}} \geq 1,25 \cdot I_n / K_n$.

Для проводов и кабелей, проложенных в коробах, а также в лотках пучками для их длительно допустимых токов вводятся снижающие коэффициенты 0,6—0,85 в зависимости от количества проложенных рядом проводов или кабелей (1.3.10, 1.3.11 ПУЭ).

При выборе снижающих коэффициентов контрольные и резервные провода и кабели не учитываются.

Длительно допустимые токи кабелей с бумажной изоляцией, проложенных в траншее, корректируются поправочными коэффициентами, учитывающими удельное сопротивление земли (табл. 1.3.23 ПУЭ) и совместное количество работающих кабелей (табл. 1.3.26 ПУЭ).

На период ликвидации послеаварийного режима продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток допускается перегрузка для кабелей: с полиэтиленовой изоляцией — до 10 % номинальной нагрузки; с поливинилхлоридной — до 15 % (1.3.6 ПУЭ); с бумажной изоляцией — в пределах 1,1—1,5 в соответствии с табл. 1.3.2 ПУЭ.

Выбранные проводники согласовываются с их защитным аппаратом в соответствии с условием:

$$I_{\text{доп}} \geq K_3 I_3 / K_n, \quad (2.58)$$

где K_3 — кратность длительно допустимого тока провода или кабеля по отношению к номинальному току или току срабатывания защитного аппарата, коэффициент защиты (табл. 2.7); I_3 — номинальный ток или ток срабатывания защитного аппарата.

Наличие аппаратов защиты с завышенными значениями I_3 не является обоснованием для увеличения сечения проводников, выбранных по длительно расчетному току. Если условие (2.58) не выполняется, то необходимо проверить надежность срабатывания защиты при КЗ по условиям, приведенным в § 2.8 (1.7.79 и 7.3.139 ПУЭ); применяются аппараты защиты с другими характеристиками.

Таблица 2.7. Минимально допустимые значения коэффициента защиты K_z

Ток защиты	Коэффициенты защиты			
	сетей, для которых защита от перегрузки обязательна			сетей, не требующих защиты от перегрузки (требуется только защита от токов КЗ)
	Проводники с резиновой и аналогичной по тепловым характеристикам изоляций		Кабели с бумажной изоляцией и с изоляцией из вулканизированного полиэтилена	
	взрыво- и пожароопасные производственные, служебно-бытовые помещения (осветительные сети) независимо от рода проводника	невзрыво- и непожароопасные помещения, например, провода АПР, ПР на роликах и изоляторах)		
$I_{ном. вст}$	1,25	1	1	0,33
$I_{уст. э. о}$	1,25	1	1	0,22
$I_{ном. р. пр}$	1	1	1	1
$I_{сраб. рег}$	1	1	0,8	0,8

Примечания: $I_{ном. вст}$ — номинальный ток плавкой вставки; $I_{уст. э. о}$ — ток уставки автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно расцепитель (отсечку); $I_{ном. р. пр}$ — номинальный ток расцепителя автоматического выключателя с нерегулируемой обратно зависящей от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки); $I_{сраб. рег}$ — ток трогания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратно зависящей от тока характеристикой.

2.7.2. Выбор магистральных и распределительных шинопроводов по допустимому нагреву

Магистральные и распределительные шинопроводы выбирают в соответствии со следующим условием:

$$I_n \geq I_p, \quad (2.59)$$

где I_n — номинальный ток шинопровода.

Для схемы «блок трансформатор-магистраль» в качестве расчетного тока I_p для магистрального шинопровода принимается номинальный ток силового трансформатора.

Распределительные шинопроводы выбирают по расчетному току наиболее загруженного плеча от точки присоединения питающей линии до конца шинопровода:

$$I_p = \frac{S_{рш} \ell_p}{\sqrt{3} U_n \ell_{ш}}, \quad (2.60)$$

где $S_{рш}$ — полная мощность расчетной нагрузки группы электроприемников, питающихся от шинопровода; $\ell_{ш}$ — длина шинопровода; ℓ_p — длина наиболее протяженного плеча шинопровода. При присоединении питающей линии в начале шинопровода $\ell_p = \ell_{ш}$.

2.7.3. Расчет электрических сетей по потере напряжения

Электрические сети, рассчитанные на нагрев, проверяют на потерю напряжения.

Согласно ГОСТ 13109—87, в электрических сетях до 1 кВ в нормальном режиме допускаются отклонения напряжения от номинального в пределах от -5 до +5 %, т.е. для того чтобы электроприемники могли нормально работать и выполнять заложенные в них функции, напряжение на их зажимах должно быть не менее 95 % U_n и не более 105 % U_n .

Таким образом, выбранное сечение проводников должно соответствовать также условиям обеспечения электроприемников качественной электрической энергией.

Рассмотрим простейшую схему одной фазы линии трехфазного тока с симметричной нагрузкой на конце, заданной током нагрузки \bar{I}_p и коэффициентом мощности $\cos \varphi_2$. Напряжение в конце линии $\bar{U}_{\varphi 2}$. Схема замещения линии приведена на рис. 2.13, а. С помощью векторной диаграммы определим н а п р я $\bar{U}_{\varphi 1}$ и $\cos \varphi_1$ в начале линии (рис. 2.13, б).

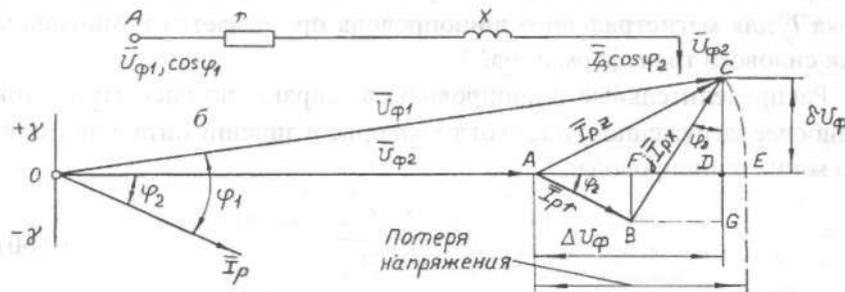


Рис. 2.13. Векторная диаграмма одной фазы трехфазной линии переменного тока с нагрузкой на конце

По положительному направлению вещественной оси системы координат располагаем вектор $\bar{U}_{\phi 2}$ (OA). Поскольку нагрузка \bar{I}_p имеет индуктивную составляющую, то вектор тока будет находиться под углом φ_2 к вектору напряжения в сторону отставания.

Чтобы определить напряжение в начале линии, следует от конца вектора $\bar{U}_{\phi 2}$ отложить параллельно вектору \bar{I}_p вектор падения напряжения в активном сопротивлении линии r , т.е. $\bar{I}_p r$, и под углом 90° к нему в сторону опережения — вектор падения напряжения в реактивном сопротивлении линии x , т.е. $j\bar{I}_p x$ (см. ΔABC на рис. 2.13, б). Соединив полученную точку C с началом координат O, получим искомый вектор напряжения в начале линии $\bar{U}_{\phi 1}$, ориентированный по отношению к току на угол φ_1 .

Отрезок AC, численно равный модулю вектора $\bar{I}_p z$, т.е. $\bar{I}_p \sqrt{r^2 + x^2}$, представляет собой величину полного падения напряжения в заданной фазе рассматриваемой линии. Таким образом, падением напряжения называется геометрическая разность векторов напряжения переменного тока в начале $\bar{U}_{\phi 1}$ и конце рассматриваемого участка электрической сети $\bar{U}_{\phi 2}$.

Падение напряжения (AC) можно разложить на две составляющие — продольную и поперечную.

Продольная составляющая, обозначенная ΔU_ϕ (отрезок AD),

направлена вдоль вектора. Поперечная составляющая — δU_ϕ (отрезок DC). Тогда можно записать:

$$\bar{I}_p z = \Delta U_\phi + j\delta U_\phi. \quad (2.61)$$

Определим эти составляющие. Для этого спроектируем $\bar{I}_p r$ и $\bar{I}_p x$ на вещественную и мнимую оси, в результате чего продольная составляющая

$$\Delta U_\phi = I_p r \cdot \cos \varphi_2 + I_p x \cdot \sin \varphi_2, \quad (2.62)$$

а поперечная

$$\delta U_\phi = I_p x \cdot \cos \varphi_2 - I_p r \cdot \sin \varphi_2. \quad (2.63)$$

Если нагрузка задана не в виде тока I_p , а мощностями P_p и Q_p , то

$$\Delta U_\phi = \frac{P_p r + Q_p x}{U_n}; \quad (2.64)$$

$$\delta U_\phi = \frac{P_p x - Q_p r}{U_n}. \quad (2.65)$$

Выражения (2.64) и (2.65) получены умножением формул (2.62) и (2.63) на U_n / U_n . Зная, что $P_p = I_p U_n \cos \varphi$, а $Q_p = I_p U_n \sin \varphi$, получим формулы 2.64 и 2.65.

Тогда напряжение в начале линии $\bar{U}_{\phi 1}$:

$$\begin{aligned} \bar{U}_{\phi 1} &= \bar{U}_{\phi 2} + (\Delta U_\phi + j\delta U_\phi) = \bar{U}_{\phi 2} + I_p r \cos \varphi_2 + I_p x \sin \varphi_2 + \\ &+ j(I_p x \cos \varphi_2 - I_p r \sin \varphi_2) = \bar{U}_{\phi 2} + \frac{P_p r + Q_p x}{U_n} + j \frac{P_p x - Q_p r}{U_n}. \end{aligned} \quad (2.66)$$

При расчете сетей местного значения (городов, промышленных предприятий, сельскохозяйственного назначения, напряжением до 35 кВ) обычно вводится упрощение, заключающееся в том, что напряжение в начале линии определяют не по величине его падения, а по величине потери.

Под *потерей напряжения* понимается алгебраическая разность абсолютных значений напряжений в начале и конце линии, т.е. $U_{\phi 1} - U_{\phi 2}$. Практически она может быть получена как разность показаний вольтметров, включенных в начале и в конце линии.

Для определения потери напряжения на диаграмме (рис. 2.13, б) делается засечка радиусом, равным длине отрезка OC , на вещественной оси. Получим точку E .

Длина отрезка AE представляет собой потерю напряжения в линии.

Но так как для местных сетей углы между $\bar{U}_{\phi 2}$ и $\bar{U}_{\phi 1}$ малы, а следовательно, весьма мал и отрезок DE , то с достаточной точностью можно считать, что потеря напряжения приблизительно равна продольной составляющей падения напряжения, т.е.

$$AD \approx AE \approx \Delta U_{\phi} = I_p r \cos \varphi + I_p x \sin \varphi = \frac{P_p r + Q_p x}{U_n}. \quad (2.67)$$

Заменяя в (2.67) значения сопротивления r и x соответственно $r_0 \ell$ и $x_0 \ell$ (r_0, x_0 — расчетные соответственно активное и реактивное сопротивление 1 км проводника линии, Ом/км (П14, П15, П16), ℓ — длина линии, км), получим для двухпроводной линии однофазного переменного тока:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U \cdot 100}{U_n} = \frac{200}{U_n} I_p \ell (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \quad (2.68)$$

или

$$\Delta U\% = \frac{2 \cdot 10^5 \ell}{U_n^2} (P_p r_0 + Q_p x_0) = \frac{2 \cdot 10^5}{U_n^2} P_p \ell (r_0 + x_0 \operatorname{tg} \varphi); \quad (2.69)$$

здесь ток I_p , А; мощность P_p , кВт; Q_p , квар; U_n , В.

Для трехфазной линии переменного тока линейные потери напряжения: $\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_{\phi}$, тогда

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_n} I_p \ell (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \quad (2.70)$$

или

$$\Delta U\% = \frac{10^5}{U_n^2} \ell (P_p r_0 + Q_p x_0) = \frac{10^5}{U_n^2} P_p \ell (r_0 + x_0 \operatorname{tg} \varphi). \quad (2.71)$$

При чисто активной нагрузке ($\cos \varphi = 1, \sin \varphi = 0$) выражения (2.68), (2.69), (2.70), (2.71) приобретают вид:

$$\Delta U\% = \frac{200 \cdot I_p \ell r_0}{U_n} = \frac{2 \cdot 10^5 \cdot P_p \ell r_0}{U_n^2}; \quad (2.72)$$

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \ell r_0}{U_n} \cdot 100 = \frac{P_p \ell r_0}{U_n^2} \cdot 10^5. \quad (2.73)$$

В сетях до 1 кВ при условии, что сечения не превышают значений, указанных в табл. 2.8, можно определять потери напряжения без учета индуктивного сопротивления ($x_0 = 0$) по формулам (2.72) и (2.73).

Таблица 2.8. Предельные сечения проводников, мм², при которых индуктивное сопротивление можно не учитывать

Исполнение сети	cosφ не менее					
	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
Кабели и провода в трубах	95	50	50	35	25	25
Провода, проложенные открыто	35	35	16	10	10	10

Потеря напряжения в линии с несколькими нагрузками определяется как сумма потерь напряжения на отдельных участках сети.

Для сети трехфазного переменного тока с несколькими распределенными нагрузками потеря напряжения определяется:

$$\begin{aligned} \Delta U\% &= \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_n} \sum_1^n I_p \ell (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_n} \sum_1^n i_p L (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \end{aligned} \quad (2.74)$$

или

$$\Delta U\% = \frac{10^5}{U_n} \sum_1^n P_p \ell (r_0 + x_0 \operatorname{tg} \varphi) = \frac{10^5}{U_n} \sum_1^n p_p L (r_0 + x_0 \operatorname{tg} \varphi), \quad (2.75)$$

где I_p, P_p — расчетные токи и активные нагрузки на отдельных участках сети (рис. 2.14); i_p, p_p — нагрузки потребителей; L — расстояние от источника питания до потребителя; ℓ — длина участка сети; n — число потребителей, присоединенных к сети; U_n — линейное напряжение сети.

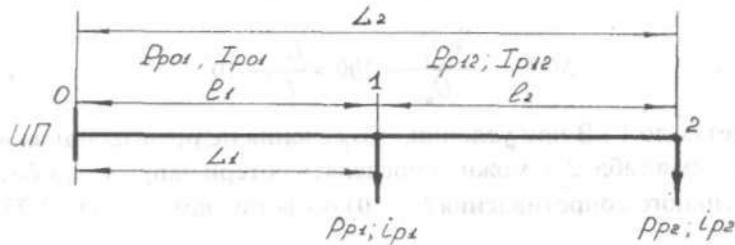


Рис. 2.14. Схема сети переменного тока с двумя нагрузками

Формулы (2.68), (2.69), (2.72), (2.73) для определения потери напряжения в линии с несколькими нагрузками записываются аналогично выражениям (2.74), (2.75).

Когда индуктивное сопротивление проводников можно не учитывать (табл. 2.8), а также с учетом того, что $r_0 = 1 / \gamma F$, где γ — удельная проводимость материала проводника, м/(Ом·мм²); F — сечение, мм², формула (2.75) примет вид:

$$\Delta U\% = \frac{10^5}{U_n^2 \gamma F} \sum_1^n P_p \ell = \frac{10^5}{U_n^2 \gamma F} \sum_1^n p_p L. \quad (2.76)$$

Обозначив величину $\frac{U_n^2 \gamma}{10^5}$, зависящую только от материала провода и напряжения сети, через C , получим:

$$\Delta U\% = \frac{\sum_1^n P_p \ell}{CF} = \frac{\sum_1^n p_p L}{CF}. \quad (2.77)$$

Для двухфазных и однофазных линий можно получить аналогичные выражения, в которых будут изменяться только величины C , приведенные в табл. 2.9.

Таблица 2.9. Значения коэффициентов C для расчета сети по потере напряжения

Номинальное напряжение сети, В	Система сети и род тока	Выражение коэффициента C	Значение коэффициента для алюминиевых проводников
380/220	Трёхфазная с нулем	$\frac{\gamma U_n^2}{10^5}$	44
220	Трёхфазная без нуля	То же	14,7
36	То же	>>	0,396
380/220	Двухфазная с нулем	$\frac{\gamma U_n^2}{2,25 \cdot 10^5}$	19,5
220	Двухпроводная переменного тока или постоянного тока	$\frac{\gamma U_n^2}{2 \cdot 10^5}$	7,4

Произведения $P_p \ell, p_p L$ называют моментами нагрузки по мощности и обозначают ΣM .

Тогда формулу (2.77) можно записать

$$\Delta U\% = \frac{\Sigma M}{CF}. \quad (2.78)$$

Если участок линии имеет равномерно распределенную по длине нагрузку, сумму моментов можно заменить моментом одной нагрузки с длиной линии, равной приведенной длине $\ell_{\text{прив}}$:

$$M = \ell_{\text{прив}} \sum_1^n P_p; \quad (2.79)$$

$$\ell_{\text{прив}} = \ell_0 + \ell/2,$$

где ℓ_0 — расстояние от источника питания до точки присоединения первой нагрузки; ℓ — длина участка сети с равномерно распределенной нагрузкой.

В магистральном шинопроводе потеря напряжения обычно вычисляется по формуле:

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \sum i_p L}{U_n} (r_{0ш} \cos \varphi + x_{0ш} \sin \varphi), \quad (2.80)$$

где $\sum i_p L$ — сумма моментов токовых нагрузок шинопровода; $r_{0ш}$, $x_{0ш}$ — погонные сопротивления (на единицу длины) шинопровода, соответственно активные и реактивные.

В распределительном шинопроводе с равномерной нагрузкой потеря напряжения может быть определена по формуле:

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot I_p \ell_{ш}}{2U_n} (r_{0ш} \cos \varphi + x_{0ш} \sin \varphi), \quad (2.81)$$

где I_p и $\ell_{ш}$ — расчетный ток и длина наиболее нагруженного плеча шинопровода.

Потеря напряжения в питающем трансформаторе рассчитывается следующим образом:

$$\Delta U_{т\%} = \beta_{т} (U_a\% \cos \varphi_{т} + U_p\% \sin \varphi_{т}), \quad (2.82)$$

где $\beta_{т} = S_p / S_{нт}$ — коэффициент загрузки трансформатора;

$U_a\% = \frac{100 \cdot \Delta P_k}{S_{нт}}$ — активная составляющая напряжения КЗ

трансформатора; ΔP_k — номинальные потери мощности КЗ

трансформатора, кВт; $\Delta U_p\% = \sqrt{U_k^2\% - U_a^2\%}$ — реактивная

составляющая напряжения КЗ трансформатора; $U_k\%$ — напряжение

КЗ трансформатора; $\cos \varphi_{т}$ — коэффициент мощности нагрузки трансформатора; $S_{нт}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Потери напряжения в элементах системы электроснабжения не нормируются. Однако допускается учитывать, что они не должны

превышать: 1,5...1,8 % в магистральном шинопроводе; 2...2,5 % — в распределительном шинопроводе с равномерной нагрузкой; 4...6 % — в сетях 0,38 кВ (от ТП до ввода в здания); 6 % — в сетях 10(6) кВ [15]. Напряжение на зажимах электроприемника определяется по формуле:

$$U_{зн}\% = U_{хх}\% - \Delta U_{т\%} - \sum_1^n \Delta U_i\%, \quad (2.83)$$

где $U_{хх}$ — напряжение холостого хода трансформатора, $U_{хх} = 105\%$; $\Delta U_{т}$ — потеря напряжения в питающем трансформаторе; ΔU_i — потеря напряжения в i -м элементе сети; n — число элементов на пути от ТП до точки, в которой определяется $U_{зн}$.

Если напряжение на зажимах электроприемника меньше $95\% U_n$, то выбирают проводник (проводники) с сечением на одну ступень больше и повторяют поверочный расчет.

Расчет электрических сетей на отклонение напряжения выполняется для режимов максимальных и минимальных нагрузок. При отсутствии необходимых данных допускается принимать нагрузку в минимальном режиме в пределах 25...30 % максимальной. В общем виде отклонение напряжения в любой точке k сети находят по формуле:

$$\delta U_k\% = \delta U_1\% + \sum_1^m E_i\% - \sum_1^n \Delta U_i\%, \quad (2.84)$$

где δU_1 — отклонение напряжения в центре питания; $\sum_1^m E_i$ —

алгебраическая сумма добавок напряжения в сети до точки k , создаваемых потребительской (цеховой) трансформаторной подстанцией и устройствами регулирования; m — число средств

регулирования напряжения от центра питания до точки k ; $\sum_1^n \Delta U_i$ —

сумма потерь напряжения в элементах сети от ЦП до точки k при определенном режиме нагрузок.

Трансформаторы цеховых ТП и потребительских подстанций городской электрической сети в зависимости от рабочего положения регулировочного ответвления создают следующие добавки напряжения:

Рабочее положение регулирующего ответвления, %	+5	+2,5	0	-2,5	-5
Добавка напряжения трансформатора, %	0	2,5	5	7,5	10

Электрические сети, в которых могут быть большие потери напряжения (осветительные сети, протяженные сети силовых электроприемников), рассчитываются по допустимой потере напряжения. При этом допустимая потеря напряжения определяется по формуле

$$\Delta U_{\text{доп}} \% = U_{\text{н}} \% - \Delta U_{\tau} \% - U_{\text{мин}} \% \quad (2.85)$$

где $U_{\text{мин}}$ — минимально допустимое напряжение на зажимах электроприемника, $U_{\text{мин}} = 95\%$

С учетом же того, что $U_{\text{н}} = 105\%$,

$$\Delta U_{\text{доп}} \% = 10 - \Delta U_{\tau} \% \quad (2.86)$$

Поскольку потеря напряжения в трансформаторе (2.82) определяется его каталожными данными, коэффициентами загрузки и мощности, можно рассчитать допустимые потери напряжения от шин ТП до наиболее удаленного ЭП (табл. 2.10).

Зная допустимую потерю напряжения, сечение проводников магистрали постоянного тока или однофазной сети переменного тока без учета ее индуктивного сопротивления можно определить по формуле

$$F = \frac{2 \cdot 10^5 \sum_1^n P_p L}{\gamma \Delta U_{\text{доп}} \% U_{\text{н}}^2} = \frac{2 \cdot 10^5 \sum_1^n P_p L}{\gamma \Delta U_{\text{доп}} \% U_{\text{н}}^2} \quad (2.87)$$

Сечение проводников магистрали трехфазного переменного тока по заданной допустимой потере напряжения определяется в следующем порядке. В связи с тем, что погонное реактивное (индуктивное) сопротивление проводников на единицу длины x_0 в зависимости от сечения изменяется незначительно, то допускается для кабельных линий принимать $x_0 = 0,08$ Ом/км, для воздушных линий — $x_0 = 0,4$ Ом/км.

Тогда реактивную составляющую потери напряжения можно определить по формуле:

$$\Delta U_p \% = \frac{x_0 \sum_1^n Q_p \ell}{U_{\text{н}}^2} \cdot 10^5 = \frac{x_0 \sum_1^n q_p L}{U_{\text{н}}^2} \cdot 10^5, \quad (2.88)$$

где Q_p, q_p , квар; ℓ, L , км; x_0 , Ом/км; $U_{\text{н}}$ — линейное напряжение, В.

Таблица 2.10. Наибольшие располагаемые потери напряжения от шин ТП до наиболее удаленного ЭП сети

Мощность трансформатора, кВ·А	Коэффициент загрузки трансформатора β_{τ}	Располагаемые потери напряжения, %, при коэффициенте мощности						
		1	0,95	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
160	1	8,34	7,12	6,71	6,21	5,88	5,85	5,53
	0,9	8,51	7,41	7,04	6,49	6,30	6,09	5,97
	0,8	8,67	7,70	7,37	6,97	6,71	6,52	6,43
	0,7	8,84	7,98	7,7	7,35	7,12	6,96	6,87
	0,6	9,01	8,27	8,03	7,73	7,53	7,39	7,32
250	1	8,52	7,27	6,84	6,31	5,94	5,71	5,57
	0,9	8,67	7,55	7,16	6,68	6,36	6,14	6,02
	0,8	8,82	7,82	7,47	6,75	6,75	6,57	6,46
	0,7	8,96	8,09	7,79	7,52	7,16	7	6,9
	0,6	9,11	8,36	8,11	7,79	7,57	7,44	7,35
400	1	8,63	7,37	6,93	6,37	5,99	5,76	5,60
	0,9	8,77	7,64	7,24	6,74	6,4	6,18	6,04
	0,8	8,9	7,89	7,6	7,09	6,79	6,61	6,48
	0,7	9,04	8,16	7,85	7,46	7,19	7,03	6,92
	0,6	9,18	8,42	8,16	7,82	7,60	7,46	7,36
630—1000	1	8,79	7,19	6,6	5,87	5,34	4,98	4,73
	0,9	8,91	7,48	6,94	6,29	5,81	5,49	5,26
	0,8	9,03	7,76	7,28	6,70	6,28	5,99	5,79
	0,7	9,15	8,03	7,62	7,12	6,74	6,49	6,31
	0,6	9,27	8,31	7,96	7,52	7,21	6,99	6,84

Активная составляющая потери напряжения рассчитывается по выражению:

$$\Delta U_a \% = \Delta U_{\text{доп}} \% - \Delta U_p \% \quad (2.89)$$

И наконец, сечение проводников магистрали определяется по формуле:

$$F = \frac{10^5 \cdot \sum_1^n P_p \ell}{\gamma \Delta U_a \% U_n^2} = \frac{10^5 \cdot \sum_1^n P_p L}{\gamma \Delta U_a \% U_n^2} \quad (2.90)$$

где P_p, P_p , кВт; $L, \text{ м}$; $\gamma, \text{ м}/(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$; $U_n, \text{ В}$.

Расчетное сечение округляется до стандартного ближайшего большего сечения.

2.7.4. Выполнение и расчет осветительных сетей

Осветительные электрические сети промышленных предприятий, общественных и жилых зданий характеризуются значительной протяженностью и разветвленностью, относительно небольшой электрической нагрузкой участков сети. В производственных помещениях и общественных зданиях предусматривается наряду с рабочим аварийное и (или) эвакуационное освещение [1].

Отклонение напряжения в сети рабочего освещения допускается в пределах $\pm 5\%$. Значительные требования предъявляются к размаху изменения напряжения на зажимах осветительных установок [18].

Проектирование электрического освещения производственных помещений, жилых и общественных зданий регламентируется нормативными материалами, приведенными в [1, 15, 18, 19, 20].

Источниками питания (ИП) электрических осветительных сетей являются цеховые трансформаторные подстанции, трансформаторные подстанции городской электрической сети, вводно-распределительные устройства.

Участки осветительной сети от ИП до групповых щитков называются питающими, а от групповых щитков до светильников — групповыми. Групповыми называются щитки освещения, от которых непосредственно по радиальным или магистральным схемам получают питание источники света.

Питающие сети в основном выполняются четырех- и трехпроводными, групповые линии в зависимости от протяженности и количества подключаемых электроприемников могут быть двух-, трех- и четырехпроводными.

Групповые щитки освещения устанавливаются по возможности в центрах электрических нагрузок, что дает возможность уменьшить протяженность групповой сети и расход проводникового материала, и в местах легкодоступных и удобных для управления и обслуживания.

В зависимости от величины электрической нагрузки, количества и расположения групповых щитков они могут непосредственно присоединяться к ИП по радиальной (рис. 2.15, а) или магистральной (рис. 2.15, б) схеме или же запитываться через магистральный щиток освещения (рис. 2.15, в).

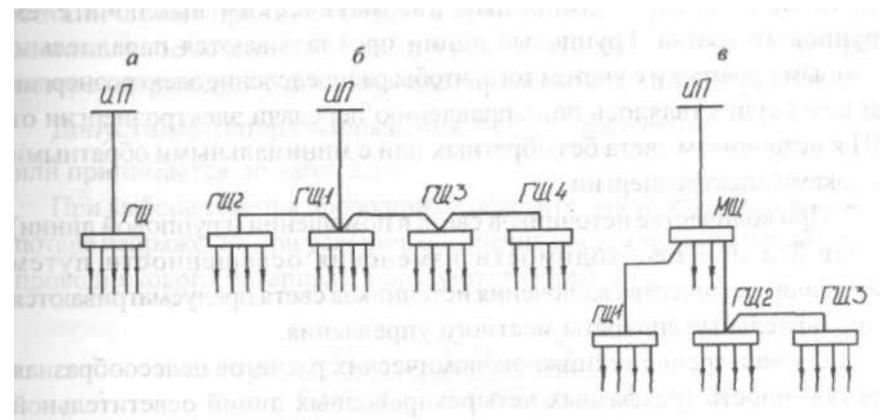


Рис. 2.15. Схемы питания групповых щитков освещения:
ГЩ — групповой щиток; МЩ — магистральный щиток

Выбор конкретной схемы определяется технико-экономическим обоснованием, удобством управления и простотой обслуживания.

До разработки схемы осветительной сети общего рабочего освещения решаются вопросы светотехнической части проекта, в том числе выполняется выбор источников света, светильников, высоты подвеса и размещения их, рассчитывается установленная мощность осветительной установки [15].

Определяется источник или источники питания, от которых предполагается запитывать осветительную сеть. Групповые линии осветительной сети формируются с учетом следующих факторов.

1. В относительно больших, в основном производственных помещениях, формируется несколько групповых линий. Количество их не регламентируется, оно определяется числом групповых щитков и их линейных присоединений. Управление освещением осуществляется автоматическими выключателями групповых щитков. В малых помещениях организуется одна групповая линия; или одну групповую линию могут образовывать источники света нескольких малых помещений. В этих случаях непосредственное управление освещением осуществляется обычными выключателями на 6—10 А, установленными в самих помещениях, а защита и коммутация групповой линии — линейным автоматическим выключателем группового щитка. Групповые линии прокладываются параллельно оконным проемам и с учетом того, чтобы распределение электроэнергии по ним осуществлялось по направлению передачи электроэнергии от ИП к источникам света без обратных или с минимальными обратными потоками электроэнергии.

2. При количестве источников света в помещении (групповой линии) более 3 и при необходимости изменения освещенности путем различного количества включения источников света предусматриваются дополнительные аппараты местного управления.

3. С точки зрения технико-экономических расчетов целесообразная протяженность трехфазных четырехпроводных линий осветительной сети при напряжении 380/220 В должна быть до 100 м, двухпроводных — до 40 м.

4. Групповые линии осветительной сети должны быть защищены предохранителями или автоматическими выключателями на рабочий ток не более 25 А. Групповые линии, питающие газоразрядные лампы единичной мощностью 125 Вт и более и лампы накаливания единичной мощностью 500 Вт и более, допускается защищать предохранителями или расцепителями автоматических выключателей на ток до 63 А.

5. Групповая линия, как правило, должна содержать на фазу не более 20 ламп накаливания, газоразрядных ламп высокого давления (ДРЛ,

ДРИ, ДНаТ) или до 50 люминесцентных ламп низкого давления. Для линий, питающих многоламповые люстры, число ламп на фазу не ограничивается.

В жилых и общественных зданиях на однофазные группы освещения лестниц, этажных коридоров, холлов и т.п. допускается присоединять до 60 ламп накаливания мощностью до 60 Вт каждая.

В групповых линиях, питающих лампы мощностью 10 кВт и больше, на каждую фазу должно присоединяться не более одной лампы.

Групповые линии осветительной сети объединяются групповыми щитками освещения.

Каждая линия, отходящая от ИП, может обеспечивать питание не более пяти групповых щитков освещения.

Сечение проводников осветительных сетей выбирают: по условию механической прочности (для алюминиевых проводов и кабелей минимальное сечение — 2 мм²); в результате расчетов по допустимой потере напряжения с последующей проверкой на допустимый нагрев.

Допустимая потеря напряжения $\Delta U_{\text{доп}} \%$ рассчитывается по (2.85) или принимается по табл. 2.10.

При выборе сечения проводников осветительной сети по допустимой потере напряжения при условии, обеспечивающем минимальный расход проводникового материала, пользуются формулой:

$$F = \frac{M_{\text{пр}}}{C \Delta U_{\text{доп}} \%} = \frac{\sum M + \alpha_{\text{пр}} \sum m}{C \Delta U_{\text{доп}} \%}, \quad (2.91)$$

где $M_{\text{пр}}$ — приведенный момент нагрузки участка сети, для которого определяется сечение проводника; $\sum M$ — сумма моментов нагрузки данного (рассчитываемого) и всех последующих по направлению потока энергии участков осветительной сети (включая ответвления) с тем же числом проводов в линии, что и данный рассчитываемый участок, кВт · м; $\sum m$ — сумма моментов нагрузки всех ответвлений, питаемых через данный (рассчитываемый) участок с другим числом проводов, отличным от числа проводов рассчитываемого участка, кВт · м; $\alpha_{\text{пр}}$ —

коэффициент приведения моментов (табл. 2.11), зависящий от числа проводов рассчитываемого участка и в ответвлении; C — принимается по табл. 2.9.

Таблица 2.11. Значения коэффициента приведения моментов $\alpha_{пр}$

Линия	Ответвление	Коэффициент приведения моментов $\alpha_{пр}$
Трехфазная с нулем	Однофазное	1,85
Трехфазная с нулем	Двухфазная с нулем	1,39
Двухфазная с нулем	Однофазное	1,33
Трехфазная без нуля	Двухпроводное	1,15

Моменты осветительной нагрузки по мощности (M, m) определяются аналогично ранее рассмотренным выражениям (2.77), (2.78), (2.79): а) при неравномерном присоединении источников света к групповой

линии $M = \sum_1^n P_{po} \ell = \sum_1^n p_{po} L$ (рис. 2.14); б) при равномерном

присоединении источников света к групповой линии $M = \ell_{прив} \sum_1^m m \setminus p_{po}$.

Расчетная активная мощность осветительной нагрузки для общего случая (при питании ламп накаливания (ЛН), газоразрядных ламп низкого (ЛЛ) и высокого (ДРЛ) давления) определяется по формуле:

$$P_{po} = K_{co} P_{yc} = K_{co} (\Sigma p_{ли} + K_{лл} \Sigma p_{лл} + K_{дрл} \Sigma p_{дрл}), \quad (2.92)$$

где P_{yc} — установленная мощность источников света с учетом потерь в пускорегулирующей аппаратуре (ПРА); $K_{лл}$; $K_{дрл}$ — коэффициенты, учитывающие потери в ПРА; $K_{лл} = 1,2$ — для люминесцентных ламп, включенных по стартерной схеме пуска, $K_{лл} = 1,3$ — для ламп, включенных по бесстартерной схеме, $K_{дрл} = 1,1$; $\Sigma p_{ли}$, $\Sigma p_{лл}$, $\Sigma p_{дрл}$ — суммы номинальных мощностей ламп соответственно накаливания, газоразрядных низкого и высокого давления; K_{co} — коэффициент спроса осветительной нагрузки, $K_{co} = 1$ — для небольших производственных зданий и для групповых линий, $K_{co} = 0,95$ — для производственных

зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов; $K_{co} = 0,85$ — для производственных зданий, состоящих из многих отдельных помещений, $K_c = 0,8$ — для административно-бытовых, инженерно-лабораторных и других корпусов, $K_c = 0,6$ — для складских зданий, состоящих из многих отдельных помещений.

Расчет по допустимой потере напряжения ведется с головного участка от ТП. Если осветительная сеть питается от магистрального шинпровода или вводно-распределительного устройства, то вначале необходимо рассчитать фактическую потерю напряжения от совместной (силовой и осветительной) нагрузки на участке от ТП до начала осветительной сети ($\Delta U_{co} \%$). Обычно этот расчет выполняется по (2.74). Тогда допустимая потеря напряжения для осветительной сети определяется:

$$\Delta U'_{доп} \% = \Delta U_{доп} \% - \Delta U_{co} \%, \quad (2.93)$$

где $\Delta U_{доп} \%$ — допустимая потеря напряжения от ТП.

Выполнив расчет сечения на первом участке осветительной сети по направлению потока энергии по (2.91), выбирают ближайшее большее стандартное сечение и проверяют его по допустимому нагреву расчетным током. Расчетный ток на участках сети определяется по следующим формулам:

а) для трехфазных линий

$$I_{po} = \frac{P_{po}}{3U_{\phi} \cos \varphi}; \quad (2.94)$$

б) для двухфазных линий с нулевым проводом

$$I_{po} = \frac{P_{po}}{2U_{\phi} \cos \varphi}; \quad (2.95)$$

в) для однофазных линий

$$I_{po} = \frac{P_{po}}{U_{\phi} \cos \varphi}. \quad (2.96)$$

Длительно допустимые токи проводов и кабелей осветительной сети должны быть не менее I_{po} . Если это условие не выполняется, выбирается

следующее большее стандартное сечение, которое вновь проверяется по условию допустимого нагрева.

Выбрав окончательно сечение проводника на первом участке, далее для него определяют фактическую потерю напряжения по формуле:

$$\Delta U_1 \% = \frac{M_1}{CF_1} k_\kappa, \quad (2.97)$$

где M_1 — собственный момент нагрузки первого участка осветительной сети, кВт · м; F_1 — стандартное сечение проводника на первом участке сети; k_κ — поправочный коэффициент, учитывающий реактивную составляющую потери напряжения, принимается по [15, табл. 12—23].

Допустимая потеря напряжения для последующих участков осветительной сети —

$$\Delta U''_{\text{доп}} \% = \Delta U'_{\text{доп}} \% - \Delta U_1 \%. \quad (2.98)$$

По $\Delta U''_{\text{доп}} \%$ рассчитываются участки сети, присоединенные к первому, уже рассмотренному участку. Эти последующие участки рассчитываются аналогично первому. После выбора сечения проводника на последующем участке следует определение фактической потери напряжения на нем и далее — допустимой потери напряжения для следующих по направлению потока энергии участков. Таким образом осуществляется выбор сечения проводов и кабелей на всех участках осветительной сети.

Сечение же нулевого рабочего проводника должно выбираться [1, 20]:

а) в однофазных (двухпроводных) и симметрично нагруженных двухфазных (трехпроводных) линиях — равным сечению фазного провода;

б) в трехфазных (четырепроводных) групповых линиях с симметричной нагрузкой с отдельным отключением фаз, — по пропускной способности фазного провода;

в) в трехфазных питающих и групповых линиях с симметричной нагрузкой с одновременным отключением фаз — близким к половине сечения фазного провода;

г) в двух- и трехфазных линиях с несимметричной загрузкой — расчетным путем и может превышать сечение части фазных проводов, а при отдельном отключении фаз — по току наиболее нагруженной фазы;

д) в трехфазных питающих и групповых линиях, по которым проходит ток от газоразрядных ламп с компенсированными пускорегулирующими аппаратами, — по рабочему току наиболее нагруженной фазы. При этом для линий со смешанной нагрузкой (лампы накаливания и газоразрядные лампы) необходимое сечение следует определять из суммы 90 % рабочего тока газоразрядных ламп и 30 % тока ламп накаливания для той фазы, в которой эта сумма имеет наибольшее значение;

е) в трехфазных питающих и групповых линиях, по которым проходит ток от газоразрядных ламп с некомпенсированными пускорегулирующими аппаратами, — близким к половине сечения фазного провода.

Защита осветительных сетей осуществляется автоматическими выключателями и предохранителями аналогично защите силовых сетей. При выборе аппаратов защиты должны учитываться пусковые токи мощных ламп накаливания и газоразрядных ламп высокого давления. В связи с этим выбор номинальных токов расцепителей автоматов выполняется по формуле:

$$I_{н.р} \geq K_3 I_{р0}, \quad (2.99)$$

где K_3 — коэффициент запаса, учитывающий пусковые токи ламп, $K_3 = 1,4$ — для ламп ДРЛ при применении автоматических выключателей с тепловыми или комбинированными расцепителями с уставками менее 50 А, а также для ламп накаливания при применении автоматических выключателей с комбинированными расцепителями на любые значения токов; $K_3 = 1$ — для всех остальных случаев, а также для люминесцентных ламп.

Установка предохранителей, автоматических выключателей и выключателей в нулевых рабочих проводниках запрещается, за исключением двухпроводных сетей во взрывоопасных зонах класса В-I.

2.7.5. Расчет троллейных линий

Питание двигателей кранов, кран-балок, тельферов может осуществляться при помощи троллейных линий, выполненных из угловой, полосовой стали, троллейных шинопроводов или гибкого кабеля. Троллеи прокладываются вдоль подкранового пути на специальных конструкциях. Съем тока с троллеев производится при помощи скользящих или катящихся токосъемников. Двигатели подъемно-транспортных механизмов работают в повторно-кратковременном режиме с низким коэффициентом использования и коэффициентом мощности 0,45...0,6.

Расчет троллейных линий сводится к выбору размера стального профиля (уголок, полоса, швеллер) или типа троллейного шинопровода, удовлетворяющего условиям нагрева и допустимой потере напряжения в момент пика нагрузки.

Расчетный ток по нагреву принимается равным тридцатиминутной нагрузке и определяется по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{(P_{\text{потр}} \cdot K_{30})^2 + (P_{\text{потр}} \cdot K_{30} \cdot \text{tg}\varphi)^2}}{\sqrt{3}U_n}, \quad (2.100)$$

где $P_{\text{потр}}$ — потребляемая мощность крановой установки при номинальной нагрузке; K_{30} — коэффициент спроса для крановой установки, определяемый в зависимости от режима работы и эффективного числа электроприемников (рис. 2.16); $\text{tg}\varphi$ — среднее значение коэффициента реактивной мощности.

Величина потребляемой мощности:

$$P_{\text{потр}} = \sum_{i=1}^n \frac{P_{\text{нi}}}{\eta_i}, \quad (2.101)$$

где $P_{\text{нi}}$ и η_i — соответственно номинальная мощность при ПВ = 100 % и коэффициент полезного действия i -го двигателя; n — число электродвигателей крановой установки. При $n \leq 3$ следует принимать $K_{30} = 1$.

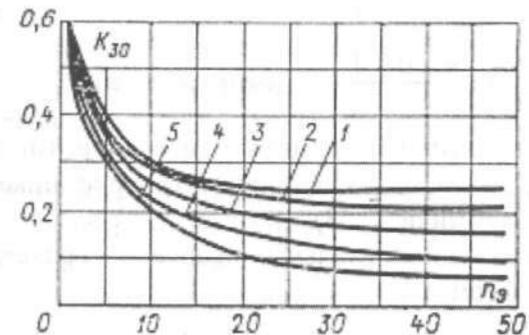


Рис. 2.16. Коэффициент спроса для крановых установок, работающих в режиме: 1 — весьма тяжелом; 2 — тяжелом; 3 — среднем; 4 — легком; 5 — особо легком

Выбор по нагреву заключается в сравнении расчетного тока с допустимым током профиля $I_{\text{доп}}$ (табл. 2.12) или номинальным током шинопровода I_n :

$$I_{\text{доп}} \geq I_p; I_n \geq I_p. \quad (2.102)$$

Таблица 2.12. Длительно допустимые токовые нагрузки на троллеи и шины

Профиль	Размер, мм	Нагрузка, А
Троллеи из стальных профилей		
Полоса	25x4	85
Полоса	40x4	135
Полоса	50x5	205
Полоса	100x4	335
Уголок 2,5	25x25x3	150
Уголок 4	40x40x4	250
Уголок 5	50x50x5	315
Уголок 6,3	63x63x5	420
Швеллер N8	80x43x5	485
Швеллер N10	100x45x5,3	580

Потеря напряжения в троллейном шинопроводе определяется по формуле:

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot I_{\text{пик}}}{U_{\text{н}}} (R_{\text{ш}} \cos \varphi + X_{\text{ш}} \sin \varphi), \quad (2.103)$$

где $R_{\text{ш}}$ и $X_{\text{ш}}$ — активное и индуктивное сопротивление участка шинопровода, $I_{\text{пик}}$ — пиковый ток электроприемников троллейной линии, определяемый по (2.38).

Потеря напряжения в стальных крановых троллеях может быть определена по формуле:

$$\Delta U_{\text{т}} = \frac{\Delta e I_{\text{пик}} \ell}{10000}, \quad (2.104)$$

где $\Delta U_{\text{т}}$, В; Δe — потеря напряжения на 100 А пикового тока и 100 м длины троллея, В/(А·м) (табл. 2.13); ℓ — длина троллеев в один конец от точки подключения питающей линии, м.

Таблица 2.13. Удельная потеря напряжения в троллеях различных профилей при напряжении 380 В

Параметры троллеев	Полоса 50x5	Уголок			Швеллер		
		40x40x5	50x50x5	63x63x6	N8	N10	N12
Допустимый ток, А	120	120	190	250	455	545	675
Удельная потеря напряжения Δe , В/(Ам)	10,5	8,7	7,0	6,0	4,5	4,2	3,5

Напряжение на зажимах электродвигателей крана при любом режиме работы должно быть не ниже 85 % номинального [1].

При значительной протяженности троллейных линий и большой электрической нагрузке на троллеи может оказаться, что потеря напряжения в них превысит допустимую величину. В этом случае следует предусмотреть меры, необходимые для снижения потери напряжения: увеличить сечение троллеев, изменить схему питания троллейной линии, переноса точку подключения питающей сети ближе к середине длины троллеев, или секционировать троллеи с различным

питанием секций; применить подпитку троллеев с помощью алюминиевых шин, прокладываемых параллельно каждому троллею и присоединяемых через определенное расстояние. В некоторых случаях может применяться подпиточный кабель, прокладываемый вдоль троллеев в виде шлейфа.

2.8. Защита электрических сетей и электроприемников от аномальных режимов

Основными видами защит электрических сетей и электроприемников напряжением до 1 кВ являются защиты от перегрузки и токов КЗ. Защита от токов КЗ должна осуществляться для всех электрических сетей и электроприемников.

По видам защиты электрические сети делятся на две группы: а) защищаемые от перегрузки и токов КЗ; б) защищаемые только от токов КЗ.

От перегрузки должны быть защищены электрические сети: а) выполненные открыто проводниками с горючей наружной оболочкой или изоляцией; б) осветительные сети в жилых и общественных зданиях, служебно-бытовых помещениях промышленных предприятий, включая сети бытовых и переносных электроприемников, а также в пожароопасных зонах; в) силовые сети, у которых по условиям технологического процесса может возникать длительная перегрузка проводников; г) всех видов во взрывоопасных зонах.

В качестве аппаратов защиты применяются автоматические выключатели и предохранители.

Для защиты электродвигателей от перегрузки и от токов, возникающих при обрыве одной из фаз, применяются также тепловые реле магнитных пускателей.

Для всех силовых электроприемников, не допускающих включение или работу при пониженном напряжении должна предусматриваться защита от понижения напряжения. Этот вид защиты обеспечивается магнитными пускателями, контакторами, расцепителями минимального напряжения автоматических выключателей.

Аппараты защиты совместно с аппаратами управления могут быть встроены в технологические механизмы, установлены около них или

размещены в отдельных помещениях в шкафах управления. Для защиты проводников электрической сети предохранители или автоматические выключатели встраиваются в распределительные щиты, шкафы, шинопроводы, коммутационно-защитные ящики и выбираются при проектировании электроснабжения. Для отдельных сантехнических установок (вентиляторов, насосов и т.п.), поставляемых без комплекта пускозащитной аппаратуры, защитные аппараты выбираются при проектировании электроснабжения и устанавливаются по месту.

Предохранители и автоматические выключатели должны устанавливаться непосредственно в местах присоединения защищаемых проводников к питающей линии. В случае необходимости допускается принимать длину участка между питающей линией и аппаратом защиты отсечения до 6 м. Проводники на этом участке могут иметь сечение меньше, чем сечение питающей линии, но не менее, чем у проводников после аппарата защиты.

Для ответвлений, выполняемых в труднодоступных местах, аппараты защиты допускается устанавливать на расстоянии до 30 м от точки присоединения. При этом сечение проводников ответвления должно обеспечивать не менее 10 % пропускной способности питающей линии (магистральной), которая имеет свою защиту.

Установка предохранителей в нулевых рабочих проводниках запрещается. Расцепители автоматических выключателей в нулевых проводниках допускается устанавливать лишь при условии, что при их срабатывании от сети отключаются все проводники, находящиеся под напряжением.

Выбор аппаратов защиты (предохранителей, автоматов) выполняется с учетом следующих основных требований:

1) номинальный ток и напряжение аппарата защиты должны соответствовать расчетному длительному току и напряжению электрической цепи;

2) номинальные токи расцепителей автоматических выключателей и плавких вставок предохранителей необходимо выбирать по возможности меньшими по длительным расчетным токам с округлением до ближайшего большего стандартного значения;

3) аппараты защиты не должны отключать установку при кратковременных перегрузках, возникающих в условиях нормальной работы, например, при пусках электродвигателей;

4) время действия аппаратов защиты должно быть по возможности меньшим; должна быть обеспечена селективность (избирательность) действия защиты при последовательном расположении аппаратов защиты в электрической цепи;

5) защитный аппарат (номинальный ток плавкой вставки, номинальный ток или ток срабатывания расцепителя автомата) должен быть согласован с допустимым током защищаемого проводника ($I_{доп}$) в соответствии с соотношением (2.58);

6) аппараты защиты должны обеспечивать надежное отключение в конце защищаемого участка двух- и трехфазных КЗ при всех видах режима работы нейтрали сетей, а также однофазных КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью.

Надежное отключение токов КЗ в сети напряжением до 1 кВ обеспечивается в том случае, если отношение наименьшего однофазного расчетного тока КЗ ($I'_{кз}$) к номинальному току плавкой вставки предохранителя ($I_{п.вст}$) или расцепителя автоматического выключателя ($I_{н.р}$), имеющего обратную зависимость от тока характеристики, будет не менее 3, а во взрывоопасных зонах соответственно:

$$I'_{кз} / I_{п.вст} \geq 4; \quad I'_{кз} / I_{н.р} \geq 6. \quad (2.105)$$

При защите сетей автоматическими выключателями имеющими только электромагнитный расцепитель (отсечку), для автоматов с номинальным током до 100 А кратность тока КЗ относительно уставки тока мгновенного срабатывания ($I_{сп.р}$) должна быть не менее 1,4, а для автоматов с номинальным током более 100 А — не менее 1,25.

Однако в сетях, защищаемых только от токов КЗ (не требующих защиты от перегрузки), за исключением протяженных сетей, допускается не выполнять расчетной проверки кратности токов КЗ токам защитных аппаратов, если обеспечено условие в соответствии с выражением (2.58).

2.8.1. Условия выбора плавких вставок предохранителей

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя определяется по величине длительного расчетного тока (I_p):

$$I_{н.вст} \geq I_p \quad (2.106)$$

и по условию перегрузок пиковыми токами

$$I_{н.вст} \geq I_n / \alpha, \quad (2.107)$$

где I_n — максимальный пиковый (кратковременный) ток; α — коэффициент кратковременной тепловой перегрузки; $\alpha = 2,5$ — для легких пусков с длительностью пуска до 5 с, а также при редких пусках (насосы, вентиляторы, станки и т.п.) и при защите магистрали; $\alpha = 2$ — для тяжелых условий пуска, а также при частых (более 15 раз в час) пусках (краны, дробилки, центрифуги и т.п.); $\alpha = 1,6$ — для ответственных электроприемников.

При выборе предохранителя для одиночного электроприемника в качестве I_p принимается его номинальный ток i_n , а в качестве I_n — пусковой ток $i_{пск}$.

Для линий, питающих группу электроприемников, максимальный пиковый ток определяется по формуле

$$I_n = I'_{пск} + I'_p, \quad (2.108)$$

где $I'_{пск}$ — пусковой ток электроприемника или группы одновременно включаемых электроприемников, при пуске которых кратковременный ток линии достигает наибольшей величины; I'_p — длительный расчетный ток, определяемый без учета рабочего тока пускаемых электроприемников.

При отсутствии данных о количестве одновременно пускаемых электроприемников пиковый ток линии может быть определен по формуле (2.38).

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, защищающего ответвление к сварочному аппарату, выбирается из соотношения:

$$I_{н.вст} \geq 1,2 \cdot i_{нс} \sqrt{ПВ}, \quad (2.109)$$

где $i_{нс}$ — номинальный ток сварочного аппарата при паспортной продолжительности включения (ПВ).

Допускается $I_{н.вст}$ для сварочного аппарата принимать равным допустимому току провода, питающего сварочный аппарат.

Выбранные плавкие вставки должны обеспечивать также селективность (избирательность) срабатывания. Это означает, что при КЗ на каком-либо участке сети должна перегореть плавкая вставка предохранителя только этого поврежденного участка. В общем случае защита считается селективной, если характеристики срабатывания аппаратов защиты, последовательно расположенных в цепи с учетом зон разброса характеристик, не пересекаются (рис. 2.17).

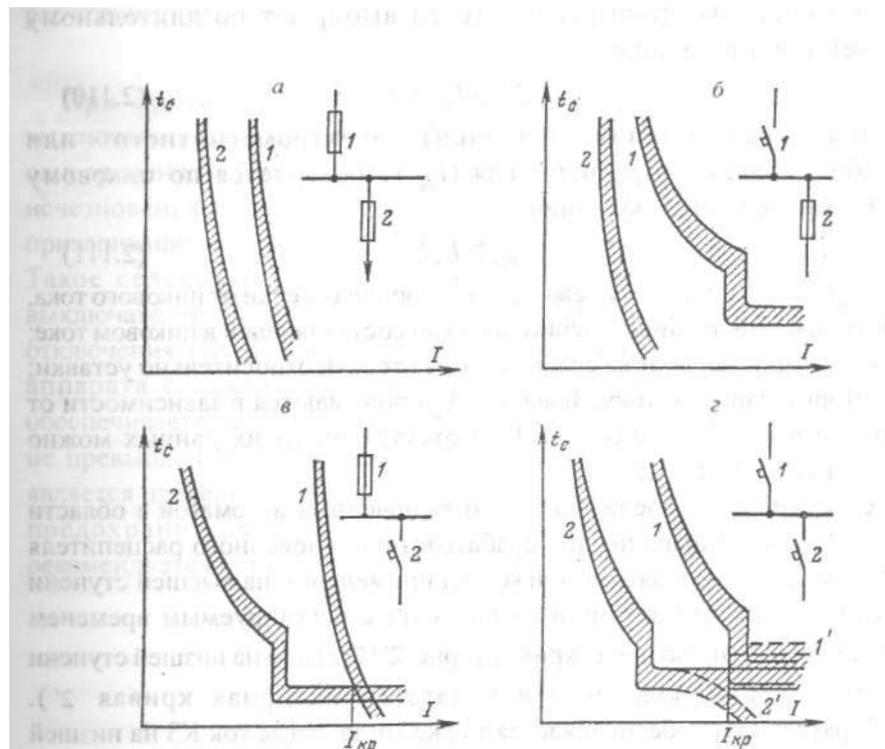


Рис. 2.17. К избирательности срабатывания аппаратов защиты

С учетом того, что разница во времени срабатывания плавких вставок с ростом тока КЗ и в области больших токов КЗ уменьшается (рис. 2.17, а), а также того, что с многократным повторением циклов нагрева время срабатывания предохранителя высшей ступени может уменьшаться, для обеспечения селективности срабатывания каждый предохранитель на схеме сети по мере приближения к ИП должен иметь плавкую вставку не менее чем на две ступени выше предыдущего.

2.8.2. Условия выбора расцепителей автоматических выключателей

Номинальные токи расцепителей выбирают по длительному расчетному току линии:

$$I_{нр} \geq I_p. \quad (2.110)$$

Ток срабатывания (отсечки) электромагнитного или комбинированного расцепителя ($I_{ср.з}$) проверяется по пиковому кратковременному току линии:

$$I_{ср.з} \geq K_n I_n, \quad (2.111)$$

где K_n — коэффициент надежности отстройки отсечки от пикового тока, учитывающий: наличие апериодической составляющей в пиковом токе; возможный разброс тока срабатывания отсечки относительно уставки; некоторый запас по току. Значения K_n принимаются в зависимости от типа автомата [21, табл. 33]. При отсутствии таких данных можно принять $K_n = 1,25 \dots 1,5$.

Селективность последовательно включенных автоматов в области токов КЗ, превышающих ток срабатывания мгновенного расцепителя (отсечки), обеспечивается только при применении на высшей ступени сети селективного автомата — автомата с регулируемым временем срабатывания (пунктирная кривая 1' рис. 2.17, з) или на низшей ступени — токоограничивающего автомата (пунктирная кривая 2'). Избирательность обеспечивается также тогда, когда ток КЗ на низшей ступени сети не превышает $I_{кр}$ (рис. 2.17, з).

Значительно проще обеспечивается избирательность защиты в случае применения на высшей ступени автоматического выключателя, на низшей — предохранителя (рис. 2.17, б).

Когда плавкие предохранители применяются в сети перед автоматическими выключателями, то обычно пересечение характеристик срабатывания неизбежно и, начиная с некоторого критического значения тока КЗ $I_{кр}$ (рис. 2.17, в), избирательность теряется. Избирательность обеспечена лишь тогда, когда ток КЗ в линии низшей ступени меньше, чем $I_{кр}$.

2.8.3. Условия выбора тепловых реле магнитных пускателей

Номинальные токи тепловых реле выбирают по длительному расчетному току:

$$I_{нт} \geq I_p. \quad (2.112)$$

При протекании тока КЗ в цепи защита (автоматический выключатель или предохранитель) — магнитный пускатель начинает одновременно действовать защита и отключаться пускатель вследствие исчезновения напряжения на втягивающей катушке. Во избежание приваривания контактов пускателя защита должна срабатывать раньше. Такое селективное отключение обеспечивается большинством выключателей (АЗ100, АЗ700, ВА, АЕ и др.), имеющих малое время отключения. При использовании предохранителя в качестве защитного аппарата селективность между ним и магнитным пускателем обеспечивается, если продолжительность перегорания плавкой вставки не превышает 0,15 с. Плавкая вставка с номинальным током 200 А является предельной по условиям селективности работы контактора и предохранителя, при большем токе вместо предохранителей рекомендуется устанавливать автоматический выключатель.

Глава 3

Электрические сети промышленных предприятий и городов

3.1. Назначение и основные принципы построения электрических сетей

Электрические сети, обеспечивающие электроснабжение промышленных предприятий и городов, — это в основном сети на напряжение выше 1 кВ. В их состав входят подстанции, линии электропередачи, токопроводы, аппаратура присоединения, защиты и управления.

Сети промышленных предприятий предназначены для распределения электроэнергии внутри предприятия. Они относятся к внутриводской системе электроснабжения, обеспечивают распределение электроэнергии на 1–3 уровнях системы электроснабжения (рис. 1.3) на напряжении выше 1 кВ.

К этим сетям можно отнести и сети, питающие промышленные предприятия, обеспечивающие передачу электроэнергии от энергетических систем к предприятию (0–1 уровни, рис. 1.3).

Сети городов предназначены в основном для распределения электроэнергии от источников питания на напряжении 6–10 кВ через трансформаторные подстанции 6–10/0,4–0,23 кВ и на напряжении 0,38/0,22 кВ — до ввода в здание (1–4 уровни, рис. 1.4).

Электрическая сеть должна отвечать следующим основным требованиям :

а) надежность электроснабжения, обусловленная категориейностью электроприемников, обеспечиваемых электроэнергией через сеть;

б) экономичность — капитальные вложения и эксплуатационные расходы на электрическую сеть должны быть минимальными при достаточной надежности электроснабжения. Важным фактором при этом является выбор рационального напряжения электрической сети, которое определяет соответствующее оборудование, линии электропередачи, потери мощности и энергии в сети;

в) обеспечение электроэнергией требуемого качества — показатели качества электроэнергии у электроприемников (потребителей) не

должны выходить за пределы значений, установленных ГОСТ;

г) безопасность и удобство эксплуатации;

д) возможность перспективного развития без коренной реконструкции.

Реализация этих требований предполагает выполнение систем электроснабжения, их электрических сетей по различным схемам, построение которых осуществляется в соответствии со следующими основными принципами :

1) "децентрализация" трансформирования электроэнергии и максимальное приближение источников высокого напряжения к потребителям электроэнергии. Это приводит к уменьшению потерь электроэнергии, повышению надежности электроснабжения;

2) все элементы электрической сети (линии, трансформаторы) должны, как правило, находиться под нагрузкой, "холодный" резерв (нормально неработающие линии и трансформаторы) не предусматривается;

3) применение раздельной работы линий и трансформаторов, что обуславливает меньшие токи короткого замыкания, упрощение релейной защиты и автоматики сети;

4) применение глубокого секционирования на всех уровнях системы электроснабжения;

5) возможность выполнения монтажа промышленными методами — сборка из укрупненных блоков и узлов заводского изготовления (комплектных РУ и ТП и др.);

6) при разработке схем электроснабжения предусматривается возможность организации технического (внутрипроизводственного) учета расхода электроэнергии и управления распределением электроэнергии, например, отключение малозагруженных трансформаторов ТП и перевод их нагрузок на оставшиеся в работе трансформаторы.

3.2. Схемы электроснабжения

Ниже рассматриваются характерные элементарные схемы электроснабжения промышленных предприятий и городов, которые являются составляющими существующего многообразия реальных

смешанных схем электроснабжения. Схемы приведены без подробного указания коммутационной, измерительной и защитной аппаратуры. Обозначения на схемах в виде засечек указывают на наличие в данном месте коммутационной или (и) защитной аппаратуры.

3.2.1. Внешнее электроснабжение промышленных предприятий

Внешнее электроснабжение промышленных предприятий осуществляется от энергосистемы или от энергосистемы и собственных электростанций, реже — только от собственных электростанций.

Передача электроэнергии от энергосистемы может осуществляться по схемам электроснабжения без (рис. 3.1, *а*) или с трансформацией ее (рис. 3.1, *б*, *в*) в месте перехода от внешнего к внутреннему электроснабжению и по схемам "глубокого" ввода (рис. 3.1, *г*).

Выбор той или иной схемы определяется удаленностью предприятия от источника питания, величиной потребляемой мощности, территориальным размещением нагрузок как самого предприятия, так и района, где оно находится.

Схема, приведенная на рис. 3.1, *а*, применяется в основном для предприятий малой и средней мощности и, как показывают большинство технико-экономических расчетов, для предприятий, удаленных от источника питания на расстояние до 8 км. При такой схеме напряжение электрической сети внешнего совпадают с напряжением внутризаводского электроснабжения 6, 10 или 20 кВ.

Для предприятий большой и средней мощности, удаленных от источника питания на значительное расстояние, применяются схемы, приведенные на рис. 3.1, *б*, *в*, *г*.

В схеме глубокого ввода (рис. 3.1, *г*) напряжение 35—220 кВ от энергосистемы без трансформации вводится по схеме двойной сквозной магистрали на территорию предприятия. В этой схеме при напряжении 35 кВ понижающие трансформаторы устанавливаются непосредственно у зданий цехов и имеют низшее напряжение 0.69—0.4 кВ. При более высоких напряжениях применяется промежуточная трансформация на напряжение 6—35 кВ.

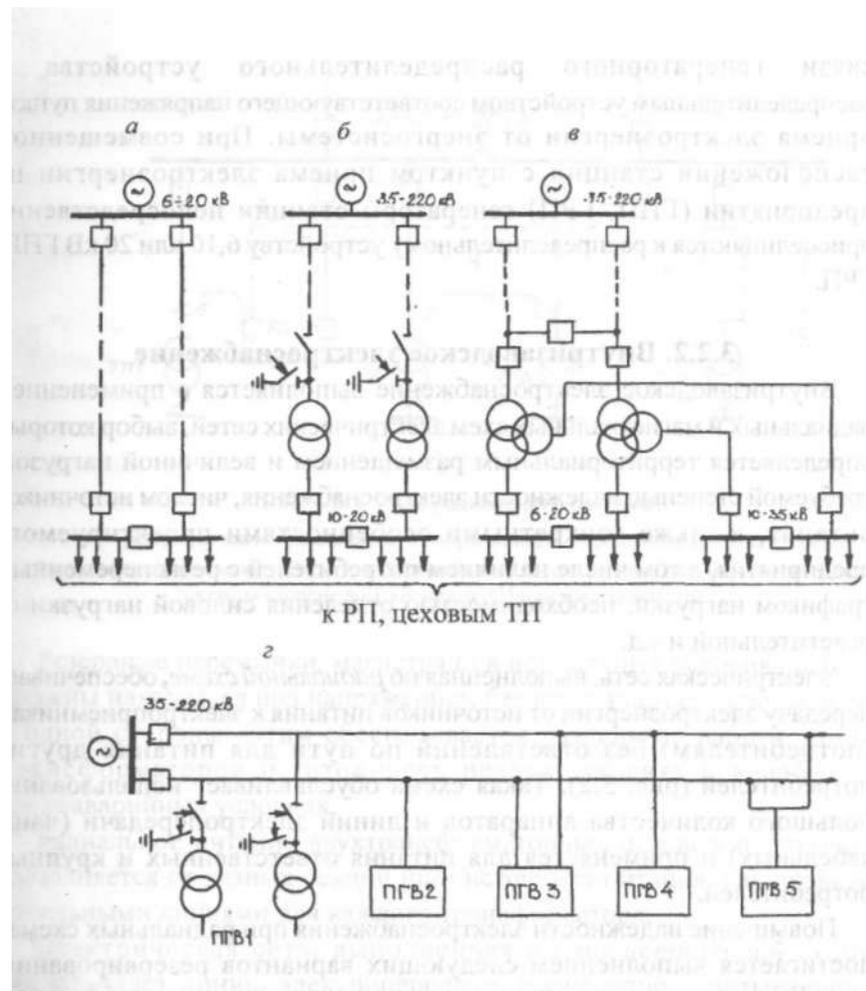


Рис. 3.1. Схемы питания промышленных предприятий от энергосистемы: *а* — схема радиального питания; *б* — схема питания с наличием трансформации электроэнергии в месте перехода от системы внешнего к системе внутреннего электроснабжения; *в* — схема питания при условии трансформации электроэнергии на два вторичных напряжения; *г* — схема глубокого ввода

В схемах электроснабжения при питании предприятия от энергосистемы и собственной станции применяются электрические

связи генераторного распределительного устройства с распределительным устройством соответствующего напряжения пункта приема электроэнергии от энергосистемы. При совмещенном расположении станции с пунктом приема электроэнергии на предприятии (ГПП, ГРП) генераторы станции непосредственно присоединяются к распределительному устройству 6,10 или 20 кВ ГПП, ГРП.

3.2.2. Внутривзаводское электроснабжение

Внутривзаводское электроснабжение выполняется с применением радиальных и магистральных схем электрических сетей, выбор которых определяется территориальным размещением и величиной нагрузок, требуемой степенью надежности электроснабжения, числом источников питания, а также конкретными особенностями проектируемого предприятия, в том числе наличием потребителей с резкопеременным графиком нагрузки, необходимостью отделения силовой нагрузки от осветительной и т.д.

Электрическая сеть, выполненная по *радиальной схеме*, обеспечивает передачу электроэнергии от источников питания к электроприемникам (потребителям) без ответвлений по пути для питания других потребителей (рис. 3.2). Такая схема обуславливает использование большого количества аппаратов и линий электропередачи (чаще кабельных) и применяется для питания ответственных и крупных потребителей.

Повышение надежности электроснабжения при радиальных схемах достигается выполнением следующих вариантов резервирования: а) резервной перемычкой на стороне высшего напряжения между ближайшими ТП (рис. 3.2, б); б) резервной линией (кабелем) высокого напряжения. При этом рабочая и резервная линии с двух сторон присоединяются через собственные разъединители (рис. 3.2, в); в) резервной магистралью высокого напряжения (рис. 3.2, а); г) резервной кабельной перемычкой на стороне низшего напряжения между соседними ТП или шинными магистралями цехового электроснабжения (рис. 3.2, з).

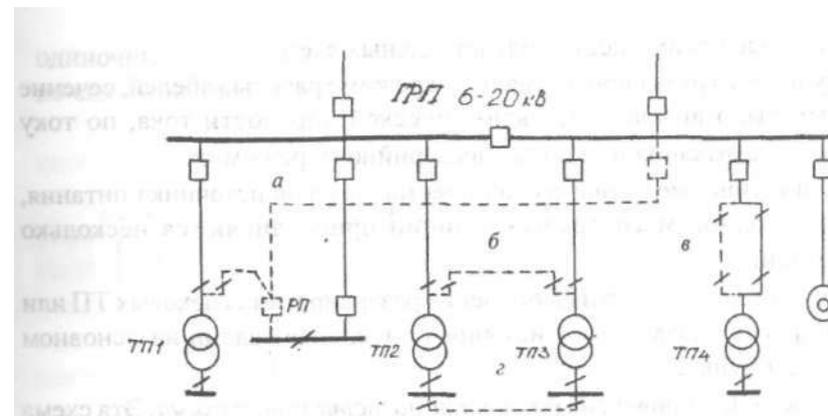


Рис. 3.2. Схемы радиального питания:

а — резервная магистраль высокого напряжения; б — резервная связь на стороне высшего напряжения между ТП; в — резервная линия высокого напряжения; г — резервная связь на стороне до 1 кВ между ТП или токопроводами

Резервные переключки, магистрали в нормальных условиях работы должны находиться под напряжением без нагрузки, т.е. включенными с одной стороны. Этим обеспечивается раздельная работа линий, трансформаторов и готовность резервных связей к работе в послеаварийных условиях.

Радиальное питание двухтрансформаторных цеховых подстанций выполняется от разных секций шин источника питания, как правило, отдельными линиями для каждого трансформатора.

Электрическая сеть, выполненная по *магистральной схеме*, представляет линию электропередачи, поочередно запитывающую подстанции (ТП, РП) при кабельной канализации электроэнергии или линию электропередачи с ответвлениями к отдельным подстанциям при воздушной канализации электроэнергии. Схемы магистрального питания применяются при упорядоченном расположении подстанции на территории предприятия, при необходимости резервирования подстанций от другого источника, а также во всех случаях, когда магистральные схемы имеют технико-экономические преимущества перед другими схемами.

Основные преимущества магистральных схем:

- лучшая нагрузка при нормальном режиме работы кабелей, сечение которых было выбрано по экономической плотности тока, по току короткого замыкания или по послеаварийному режиму;
- использование меньшего количества шкафов источника питания, так как к одной магистральной линии присоединяются несколько подстанций;
- лучшие возможности выполнения резервирования цеховых ТП или РП от других независимых источников в случае аварии на основном питающем пункте.

На рис. 3.3, а приведена *одиночная магистральная схема*. Эта схема характеризуется пониженной надежностью, позволяет уменьшить количество высоковольтных аппаратов и сократить расход кабелей. К магистрали рекомендуется присоединять 2—3 трансформатора единичной мощностью 1000—2500 кВА или 4—5 мощностью 250—630 кВА. Такие одиночные магистрали без резервирования применяются для питания потребителей III категории.

При необходимости сохранить преимущества магистральных схем и обеспечить высокую надежность питания от двух независимых источников применяют схему *двойных сквозных магистралей* (рис. 3.3, б). По такой схеме в случае повреждения одной из магистралей питание обеспечивается по второй магистрали путем ручного или автоматического подключения потребителей на секцию шин низшего напряжения трансформатора, оставшегося в работе. Такая схема позволяет питать потребители любой категории надежности.

Магистральная схема с резервной перемычкой приведена на рис. 3.3, в. В нормальном рабочем режиме оба выключателя $Q1$ и $Q2$ включены, а разъединитель QS отключен. Резервная перемычка находится под напряжением для контроля состояния изоляции кабеля. При авариях отключается выключатель $Q1$ и поврежденный участок, включается разъединитель при отключенном выключателе $Q2$. В зависимости от места в сети поврежденного участка включаются $Q2$ или $Q2$ и $Q1$. По такой схеме возможно питание потребителей III и II категорий. При наличии нагрузок I категории соседние однотрансформаторные ТП должны получать питание от разных

одиночных магистралей, чтобы обеспечить взаимное резервирование по связям на низком напряжении.

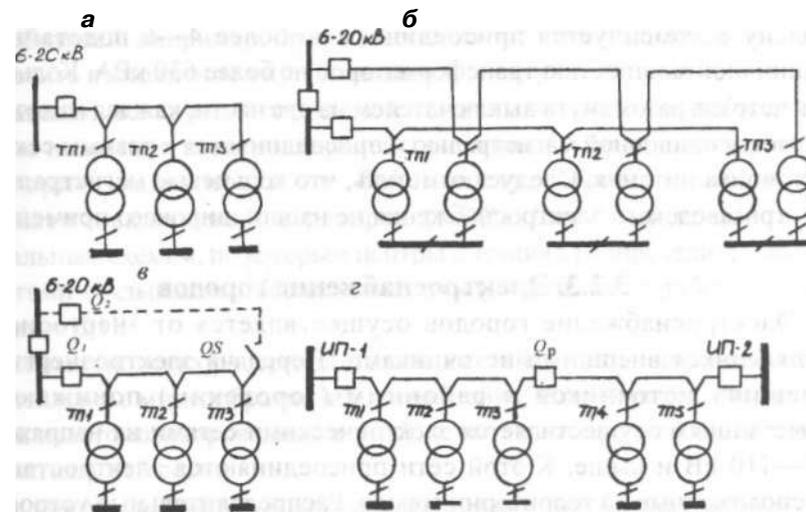


Рис. 3.3. Магистральные схемы внутривозовского электроснабжения:
 а — односторонняя магистральная схема; б — схема двойной сквозной магистрали; в — односторонняя магистральная схема с резервной перемычкой; г — магистральная схема с двухсторонним питанием

Одиночные магистрали с общей резервной перемычкой не находят широкого применения вследствие наличия "холодного" резерва (резервная перемычка в нормальном режиме нагрузку не несет).

Магистральные схемы с *двухсторонним питанием* (рис. 3.3, г) находят применение при необходимости питания потребителей от двух независимых источников и при расположении цеховых ТП между источниками питания, создающем экономические преимущества такого питания. В нормальном режиме работы магистраль разделена на две части, каждая из которых является одиночной. "Разрез" магистрали дает следующие преимущества: повышается надежность электроснабжения;

уменьшаются токи короткого замыкания; упрощается релейная защита; облегчается эксплуатация. С помощью выключателя Q обеспечивается быстрое восстановление питания подстанций.

К магистральным относятся также *кольцевые* схемы [13]. К одному кольцу рекомендуется присоединять не более 4—6 подстанций с единичной мощностью трансформаторов не более 630 кВА. Кольцевая магистраль разомкнута выключателем на две части, каждая из которых является одиночной магистралью и присоединяется к разным секциям источника питания. Следует отметить, что кольцевые магистрали для внутризаводского электроснабжения не нашли широкого применения.

3.2.3. Электроснабжение городов

Электроснабжение городов осуществляется от энергосистем, являющихся внешними источниками. Передача электроэнергии от внешних источников к районным (городским) понижающим подстанциям осуществляется электрическими сетями на напряжении 35—110 кВ и выше. К этой сети присоединяются электростанции, расположенные на территории города. Распределительные устройства 6—10 кВ станций и понижающих подстанций являются центрами питания (ЦП) системы электроснабжения города.

Выбор схем распределения электроэнергии на территории города определяется мощностью потребителей и их категорией по надежности электроснабжения, территориальным размещением и другими конкретными характеристиками питаемых потребителей.

Особенностями городских электрических сетей является их непрерывное развитие, обусловленное ростом электропотребления, появлением нового оборудования, увеличением требований к надежности электроснабжения.

Электрические сети напряжением 6—10 кВ и 0,38/0,23 кВ, находящиеся между центрами питания и вводами 0,38 кВ в жилые дома и к другим потребителям, образуют городскую распределительную сеть. В крупных городах распределительная сеть 6—10 кВ может выполняться в виде двух ступеней (звеньев): а) питающей сети, состоящей из питающих линий, связывающих ЦП с распределительными пунктами, и распределительных пунктов со

связями между собой (рис. 1.4, 1—2-й уровни); б) распределительной электрической сети общего пользования (рис. 1.4, 2—4-й уровни).

Распределительный пункт питающей сети может являться источником питания или пунктом приема электроэнергии других потребителей, например, промышленного предприятия, что позволяет упростить выполнение внутризаводской электрической сети.

Питающая сеть городской системы электроснабжения, обеспечивающая электроэнергией приемники, как правило, любой категории надежности, в большинстве своем оснащается автоматическим вводом резерва (АВР). Сеть выполняется по радиальным схемам, по которым центры питания с распределительными пунктами связываются параллельно или (и) отдельно работающими линиями [21].

Схемы городских распределительных сетей общего пользования при значительном многообразии их выполнения можно разделить на: а) схемы неавтоматизированной сети; б) схемы с выборочной или полной автоматизацией сети.

Неавтоматизированные сети выполняются по радиальным и магистральным нерезервируемым схемам, применяемым для электроснабжения приемников III категории, а также по петлевым схемам (с петлевыми линиями 6—10 кВ или (и) петлевыми линиями до 1 кВ), применяемым для питания приемников II и III категории надежности [21]. *Петлевой* называется линия с возможностью питания с двух сторон.

Отдельные ТП петлевой сети, обеспечивающие питание потребителей с электроприемниками I категории, должны иметь АВР на напряжении 6—10 кВ в основном на базе выключателей нагрузки или на напряжении 0,38 кВ на основе специальных станций управления на базе контакторов. Выполненная таким образом, она называется *сетью с выборочной автоматизацией*. АВР в каждой ТП обеспечивает полную автоматизацию электрической сети. К полностью автоматизированным относятся двух- и многолучевые сети [21].

За рубежом для электроснабжения городов широкое применение нашли замкнутые сети, базирующиеся на использовании радиальной сети 6—10 кВ в сочетании с сильно развитой, работающей в замкнутом

режиме сетью напряжением 0,38 кВ. Эксплуатация такой сети предъявляет более высокие требования к квалификации обслуживающего персонала.

Сети 0,38 кВ, питающие ВРУ гражданских зданий, в зависимости от ответственности электроприемников выполняются по радиальным и магистральным схемам (рис. 3.4).

Распространенный вариант, при котором одни вводы нескольких ВРУ питаются по магистральной, другие — по радиальной схемам от одной двухтрансформаторной или от двух или более трансформаторных подстанций, представляет собой *смешанную схему* питания ВРУ.

3.3. Подстанции промышленных предприятий и городской электрической сети

Подстанция представляет электроустановку, предназначенную для приема, преобразования и распределения электроэнергии, и состоит из следующих основных частей: распределительных устройств, трансформаторов или других преобразователей энергии.

Распределительным устройством (РУ) называется электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства, а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы. РУ, предназначенное для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении без преобразования и трансформации, не входящее в состав подстанции, называется *распределительным пунктом*.

Принято различать:

- открытое распределительное устройство (ОРУ) — все или основное его оборудование расположено на открытом воздухе;
- закрытое распределительное устройство (ЗРУ) — оборудование расположено в здании;
- комплектное распределительное устройство — состоит из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

Комплектное распределительное устройство для внутренней установки обозначается КРУ, для наружной — КРУН.

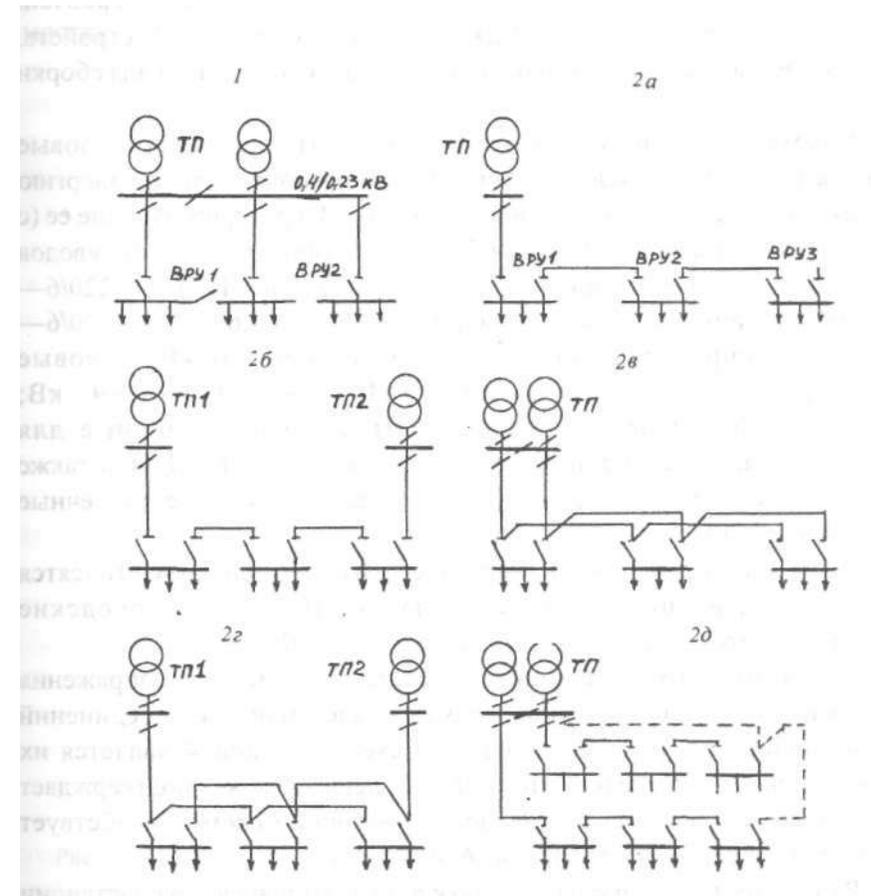


Рис. 3.4. Схемы питания водно-распределительных устройств гражданских зданий:

1— радиальная схема; 2а — односторонняя магистраль с односторонним питанием; 2б — односторонняя магистраль с двусторонним питанием; 2в — схема двойной сквозной магистрали с односторонним питанием; 2г — схема двойной сквозной магистрали с двусторонним питанием; 2д — односторонняя магистраль с резервной магистральной линией

Комплектными могут быть и трансформаторные (КТП) и преобразовательные (КПП) подстанции, представляющие собой электроустановки, соответственно состоящие из трансформаторов или преобразователей, блоков комплектных распределительных устройств, поставляемые в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

Подстанциями промышленных предприятий являются: узловые распределительные подстанции (УРП), получающие электроэнергию от энергосистемы на напряжении 35 — 330 кВ и распределяющие ее (с частичной трансформацией или без нее) по линиям глубоких вводов 35 кВ и выше; главные понизительные подстанции (ГПП) 35—220/6—20 кВ; подстанции глубоких вводов (ПГВ) 35/0,4—0,69 и 110—220/6—20 кВ; распределительные пункты (РП) 6—20 кВ; цеховые трансформаторные подстанции (ТП) 6—20/0,4—0,69 кВ; преобразовательные подстанции (ПП), предназначенные для преобразования переменного тока в постоянный и наоборот, а также для преобразования энергии одной частоты в другую; электропечные подстанции [13].

К подстанциям городской электрической сети в основном относятся распределительные пункты (РП) 6—10 кВ и городские трансформаторные подстанции (ТП) 6—10/0,4 кВ.

В зависимости от назначения, мощности, удаленности и напряжения применяется различное множество схем электрических соединений подстанций. Важным при разработке схем подстанций является их максимальное упрощение. Это делает их дешевле и, как подтверждает практика эксплуатации, надежнее. Упрощению схем способствует применение сетевой автоматики (АВР, АПВ).

Рассмотрим основные из схем, по которым выполняются подстанции промышленных предприятий и городской электрической сети.

3.3.1. Подстанции с первичным высшим напряжением 35 — 220 кВ

Схемы подстанций на первичном напряжении 35—220 кВ. Наибольшее применение на первичном напряжении ГПП, ПГВ нашли упрощенные схемы присоединения трансформаторов к питающим

линиям без сборных шин (РУ ВН отсутствует). К ним относятся: схемы с короткозамыкателями и отделителями (рис. 3.5, а, б); с разъединителями и предохранителями 35—110 кВ (рис. 3.5, в, г); схемы мостика на основе выключателей (рис. 3.5, д, е).

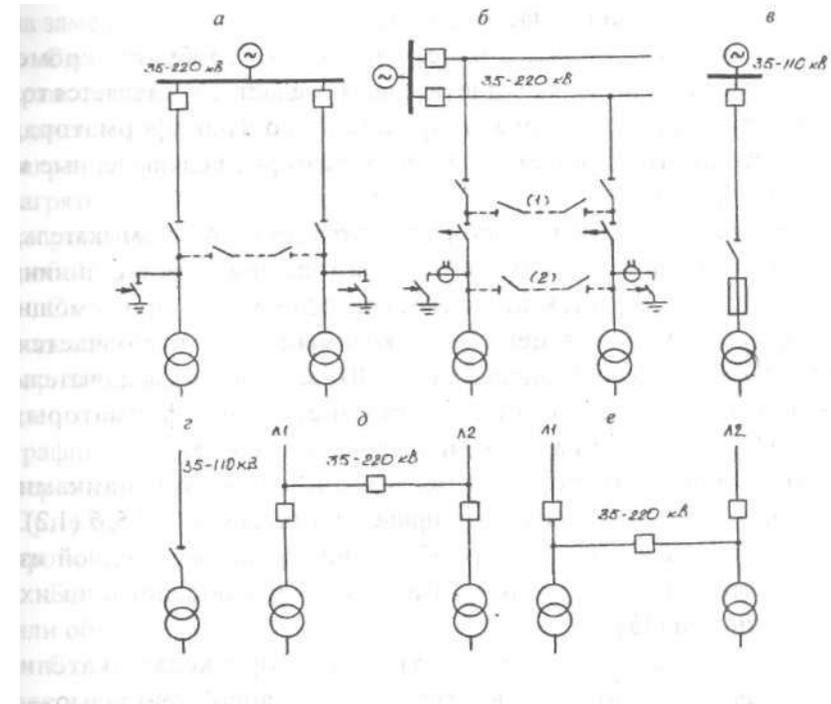


Рис. 3.5. Схемы подстанций на первичном (высшем) напряжении 35 — 220 кВ:

а — схема блока радиальная линия — трансформатор на основе короткозамыкателей; б — схема на основе короткозамыкателей и отделителей подстанций, питаемых ответвлениями от проходящих магистралей; в — схема с разъединителем и стреляющими предохранителями; г — схема с разъединителем; д, е — схемы мостика

Схемы с короткозамыкателями и отделителями подразделяются на две группы. К первой относятся подстанции, питаемые от РУ станций или подстанций по схеме блока «радиальная линия — трансформатор»

(рис. 3.5, а). Вторая группа — это подстанции, питаемые ответвлениями от проходящих магистралей (рис. 3.5, б).

Схемы первой группы более просты и не требуют установки отделителей. При повреждении трансформатора под действием релейной защиты включается короткозамыкатель, который создает искусственное короткое замыкание в линии, вызывающее отключение выключателя на головном участке линии.

Схемы второй группы более сложны и требуют, кроме короткозамыкателя, установки отделителя. Их недостатком является то, что при отключении одного поврежденного трансформатора, кратковременно отключаются все трансформаторы, подключенные к данной магистрали.

При повреждении трансформатора срабатывает короткозамыкатель, что вызывает отключение выключателя на головном участке линии, снабженного АПВ. В бестоковую паузу, контролируемую при помощи трансформаторов тока в цепи короткозамыкателя, отключается отделитель. После этого под действием АПВ включается выключатель на головном участке линии, и оставшиеся трансформаторы, подключенные к данной магистрали, получают питание.

На двухтрансформаторных подстанциях между отпайками применяются перемычки по одной из приведенных схем (рис. 3.5, б(1,2)). Эти перемычки позволяют питать оба трансформатора по одной из линий. Схемы с перемычками применяются при обосновании их целесообразности [13].

В сети с заземленной нейтралью короткозамыкатели устанавливаются в одной фазе, в сетях с изолированной нейтралью — в двух.

Схемы с *разъединителями и предохранителями* 35—110 кВ типа ПСН-35 и ПСН-110 применяются только на открытых подстанциях.

Конструкции стреляющих предохранителей ПСН основаны на использовании дугогасящих свойств винипласта, который под действием высокой температуры дуги разлагается и выделяет при этом большое количество газа. Газы повышают давление в трубке предохранителя, что способствует гашению дуги. Такие схемы применяются при мощности трансформатора до 6300 кВА. Они удобны

в эксплуатации, экономичны, обладают высоким быстродействием. Недостатки этих схем: нечувствительность к перегрузкам; разброс защитных характеристик предохранителей; возникновение неполнофазного режима при перегорании одного предохранителя; трудность обеспечения селективности срабатывания ПСН с защитами, установленными на отходящих линиях 6—10 кВ; значительное время на замену предохранителя при его срабатывании.

Схемы только с разъединителями со стороны первичного напряжения трансформаторов применяются при радиальном питании и небольшом удалении от источника. Такие схемы целесообразны на предприятии с загрязненной средой: чем меньше аппаратов, тем меньше очагов загрязнения и коррозии. Все приведенные схемы при наличии АВР на стороне низшего напряжения пригодны для питания потребителей любой категории надежности.

Схемы *мостика* применяются на двухтрансформаторных подстанциях при наличии двух питающих линий. Различают два их варианта: а) с перемычкой, смонтированной между выключателями и линиями (рис. 3.5, д). Такая схема применяется при неравномерном графике нагрузки и небольшой протяженности линий Л1 и Л2; б) с перемычкой между выключателями и трансформаторами (рис. 3.5, е). Применяется при равномерном графике нагрузки и большой протяженности линий Л1 и Л2.

Более сложные схемы на базе выключателей, например с двойной или обходной системами шин [13], применяются сравнительно редко.

Схемы подстанций с выключателями являются более дорогими и их рекомендуется применять в следующих случаях: при большой ответственности подстанции; при распределении электроэнергии на высшем напряжении; при наличии на подстанции мощных трансформаторов (более 60 мВА), ток холостого хода которых при соответствующем напряжении не допускается отключать разъединителем; при наличии транзитных схем на высшем напряжении; при частых включениях и отключениях питающих линий.

Схемы РУ на напряжение 6—20 кВ, а также схемы РП выполняются в основном в виде *одинарной секционированной системы сборных шин* (рис. 3.6, а). Каждая секция питается отдельной линией или от

отдельного трансформатора. Секции работают отдельно и секционный выключатель (СВ) в нормальном режиме отключен. Если одна из питающих линий отключается, то питание обесточенной секции шин можно восстановить через СВ. Это позволяет применять такую систему шин для потребителей любой категории надежности. При наличии большого количества питаемых от РП синхронных двигателей часто применяется параллельная работа секций (СВ включен). Этим избегают бросков пусковых токов после включения АВР, так как за время перерыва питания (0,1 ...0,2 сек) синхронные двигатели могут выпасть из синхронизма и их электродвижущая сила может оказаться в противофазе с напряжением сети.

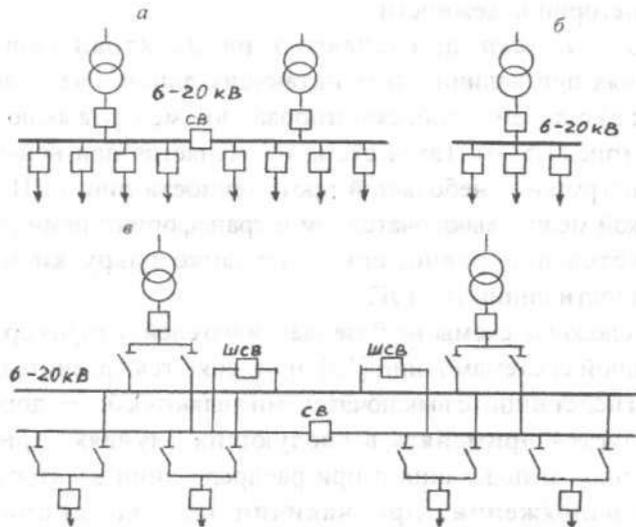


Рис. 3.6. Схемы подстанций на вторичном (ниже) напряжении:
a — схема с одной секционированной системой сборных шин; *б* — схема с несекционированной системой шин; *в* — схема с двумя системами сборных шин

Схемы с одной несекционированной системой шин (рис. 3.6, *б*) применяются редко ввиду следующих недостатков: при ремонте и

ревизиях шин и аппаратов отключается вся подстанция; при повреждениях на шинах питания лишаются все потребители.

На крупных подстанциях ответственного назначения применяются схемы с *двумя системами сборных шин* (рис. 3.6, *в*). Распределительные устройства, выполненные по таким схемам, дороги, сложны в эксплуатации и требуют специальных блокировок. Это ограничивает их применение.

Схема типовой ГПП 110/6—10 кВ с трансформаторами 2х25—40 мВА и вторичной расщепленной обмоткой приведена на рис. 3.7.

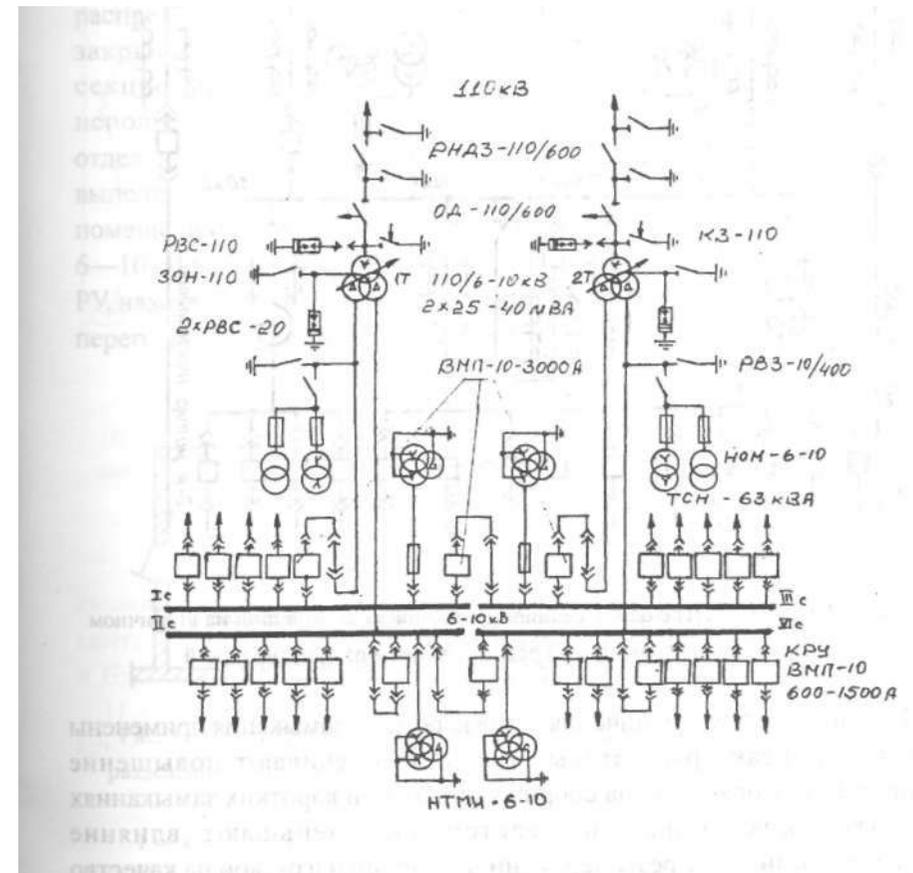


Рис. 3.7. Схема двухтрансформаторной подстанции 110/6-6; 10-10 кВ

Понижительные подстанции с более мощными трансформаторами могут быть выполнены по схеме рис. 3.8.

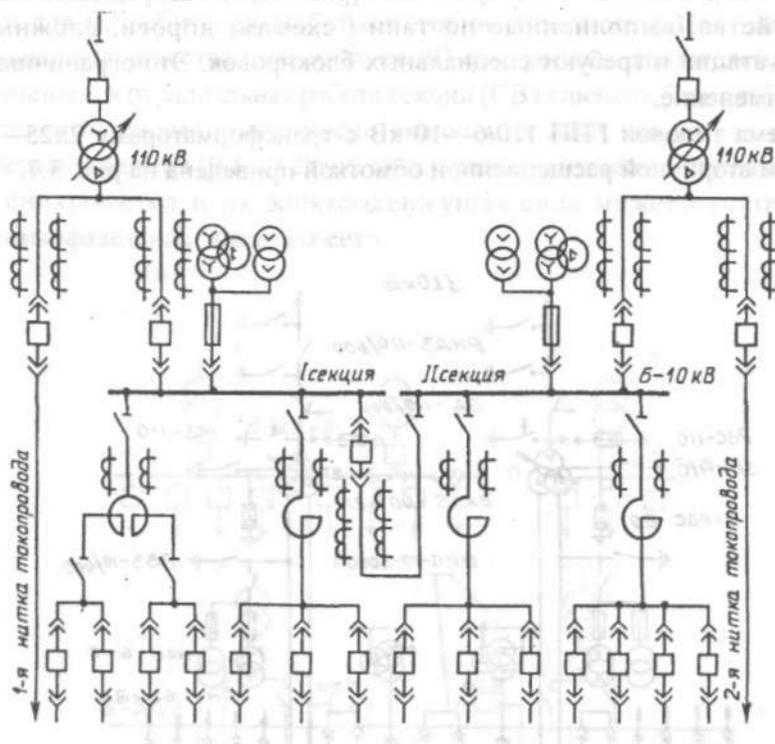


Рис. 3.8. Схема ГПП с одной секционированной системой шин на вторичном напряжении и с групповым реагированием отходящих линий

В этой схеме для ограничения токов короткого замыкания применены групповые реакторы, которые также обеспечивают повышение остаточного напряжения на сборных шинах при коротких замыканиях на отходящих линиях за реакторами, уменьшают влияние электроприемников с резкопеременной ударной нагрузкой на качество электроэнергии на сборных шинах подстанции. Токопроводы

непосредственно присоединены к трансформаторам через отдельные выключатели, минуя сборные шины РУ 6—10 кВ, так как пропускная способность вводных выключателей РУ 6—10 кВ недостаточна для всей нагрузки трансформатора.

Наиболее экономичными и рациональными являются блочные схемы подстанций, при которых отсутствуют распределительные устройства высокого и низкого напряжений. Токопроводы непосредственно присоединяются к силовым трансформаторам.

Что касается конструктивного исполнения, то РУ 6—10 кВ, распределительные устройства 6—10 кВ ГПП обычно выполняются закрытыми с применением ячеек КРУ или КСО по одинарной секционированной схеме шин в однорядном или двухрядном исполнении. В городских электрических сетях это, как правило, отдельно стоящие здания. На промышленных предприятиях РУ могут выполняться в отдельных зданиях, пристроенными к производственным помещениям или встроенными (внутрицеховыми) в них. На плане РУ 6—10 кВ на базе ячеек КСО при двухрядном исполнении (рис. 3.9) часть РУ, находящаяся в ведении энергоснабжающей организации, отделяется перегородкой или металлической сеткой с дверью.

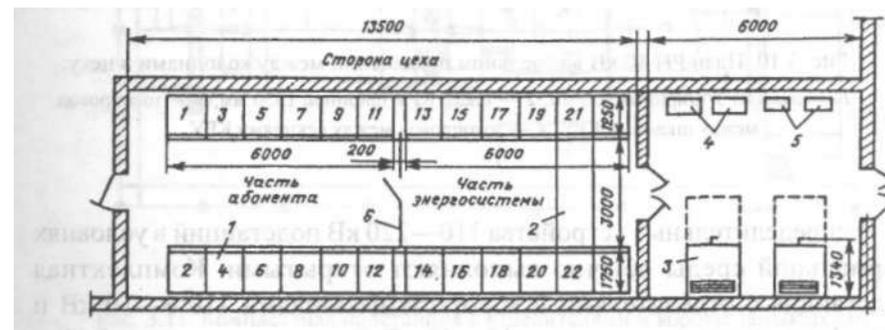


Рис. 3.9. План РУ 10 кВ на основе двухрядного расположения камер КСО и при разделении распределительного устройства на части абонента (потребителя) и энергосистемы:

- 1 — камера типа КСО; 2 — шинный мостик; 3 — шкаф оперативного тока; 4 — блок питания; 5 — щит защиты; 6 — сетчатое ограждение с дверью

Вариант компоновки РП в цеху между колоннами дан на рис. 3.10. Часть РП могут быть совмещены с КТП.

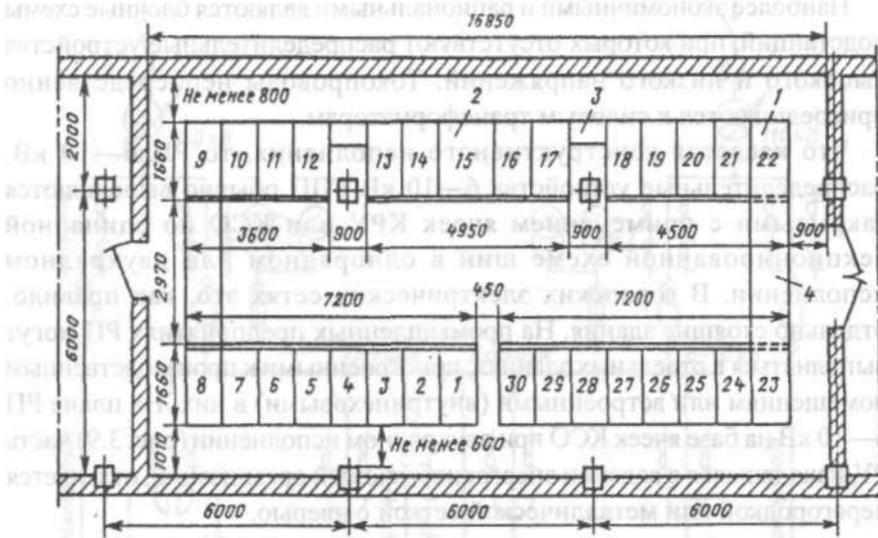


Рис. 3.10. План РП 10 кВ в отдельном помещении между колоннами в цеху:

1 — шкаф КРУ шириной 900 мм; 2 — шкаф КРУ шириной 1350 мм; 3 — токопровод между шкафами КРУ; 4 — токопровод между секциями КРУ

Распределительные устройства 110—220 кВ подстанций в условиях нормальной среды обычно выполняют открытыми. Комплектная подстанция с отделителями и короткозамыкателями 110/6—10 кВ и трансформаторами мощностью 10—40 мВА приведена на рис. 3.11.

В такой подстанции блочного исполнения РУ 6—10 кВ выполняются открыто с применением КРУ 6—10 кВ.

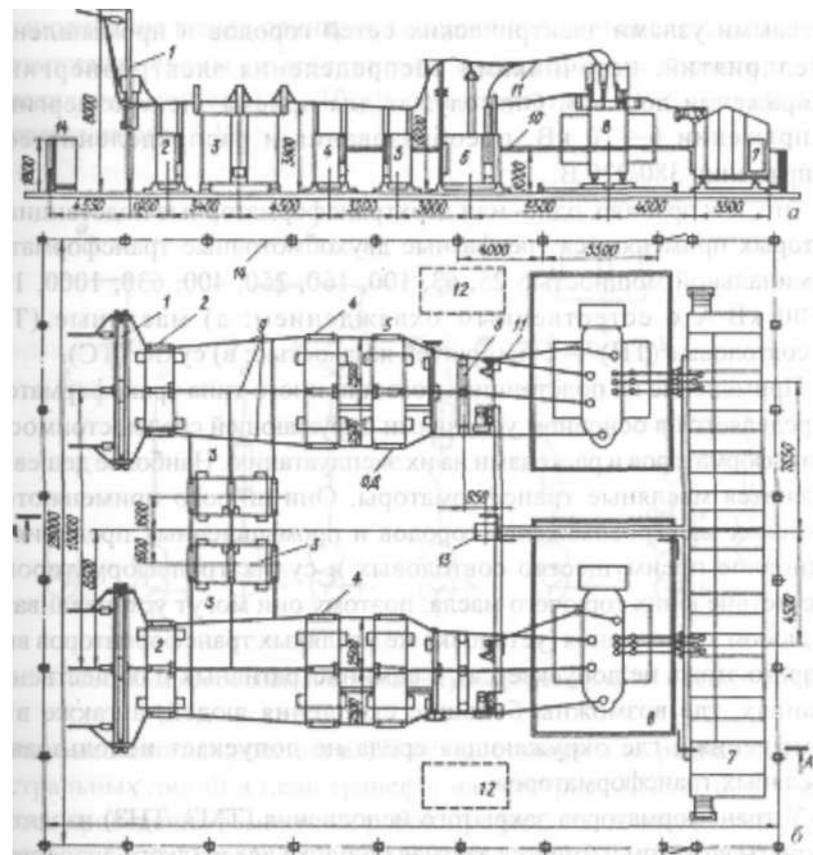


Рис. 3.11. Комплектная подстанция с отделителями и короткозамыкателями блочного исполнения на напряжение 110/6-10 кВ с трансформаторами 10-40 мВА:

a — разрез; *б* — план; 1 — конденсатор связи и высокочастотный заградитель; 2 — линейный разъединитель; 3 — разъединитель в перемычке; 4 — разъединитель, установленный до отделителя; 5 — отделитель; 6 — короткозамыкатель; 7 — КРУН 6-10 кВ; 8 — силовой трансформатор; 9 — самонесущие трубчатые алюминиевые шины; 10 — кабельные лотки; 11 — гибкие провода; 12 — место для дугогасящего устройства; 13 — инвентарный шкаф; 14 — ограждение

3.3.2. Трансформаторные подстанции 6—10/0,4 кВ

Трансформаторные подстанции 6—10/0,4 кВ являются основными сетевыми узлами электрических сетей городов и промышленных предприятий, источниками распределения электроэнергии на напряжении до 1 кВ. Они служат для приема электроэнергии на напряжении 6—10 кВ, преобразования и распределения ее на напряжении 380/220 В.

Это, как правило, одно- или двухтрансформаторные подстанции, на которых применяются трехфазные двухобмоточные трансформаторы номинальной мощностью 25, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 кВА с естественным охлаждением: а) масляные (ТМ); б) совтоловые (ТН) — с негорючей жидкостью; в) сухие (ТС).

Применение на подстанциях того или иного типа трансформаторов определяется в основном условиями окружающей среды, стоимостью трансформаторов и расходами на их эксплуатацию. Наиболее дешевыми являются масляные трансформаторы. Они широко применяются в системах электроснабжения городов и промышленных предприятий. Основное преимущество совтоловых и сухих трансформаторов — отсутствие в них горючего масла, поэтому они могут устанавливаться на любом этаже здания (установка же масляных трансформаторов выше второго этажа не допускается), в административных и общественных зданиях, где возможны большие скопления людей, а также в тех помещениях, где окружающая среда не допускает использования масляных трансформаторов.

У трансформаторов закрытого исполнения (ТМЗ, ТНЗ) изоляторы закрыты кожухом и имеется азотная подушка для жидкого диэлектрика под небольшим избыточным давлением. Такие трансформаторы в основном используются для комплектных трансформаторных подстанций.

Вновь сооружаемые цеховые ТП на строящихся, а также на действующих предприятиях выполняются, как правило, комплектными.

Обычно на цеховых ТП отсутствуют распределительные устройства высокого напряжения. При необходимости иметь на ТП несколько присоединений на напряжение выше 1 кВ, например, при питании высоковольтных электроприемников, узлов нагрузок, а также при

многолучевых схемах городского электроснабжения, на ТП предусматривается распределительное устройство напряжением 6—10 кВ, выполненное в виде одинарной секционированной системы шин.

Возможные схемы присоединения силовых трансформаторов к распределительной сети 6—10 кВ при отсутствии РУ 6—10 кВ ТП приведены на рис. 3.12.

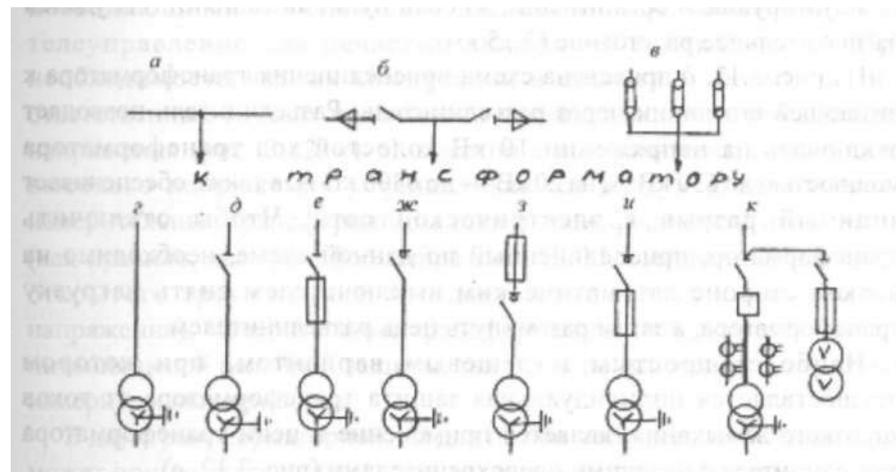


Рис. 3.12. Схемы присоединения силовых трансформаторов ТП к сети 6-20 кВ

Ввод высокого напряжения в ТП осуществляется от радиальных и магистральных линий в цепь трансформатора (рис. 3.12, а, б, в); для удобства проведения ремонтных работ, профилактических испытаний кабельных линий — через ремонтные накладки (рис. 3.12, г) или через разьединители с двух сторон магистрали (рис. 3.12, б). Схема наиболее простого решения — глухое присоединение трансформатора к электрической сети (рис. 3.12, з). Такая схема в основном применяется при радиальных кабельных линиях небольшой протяженности, питающих ТП. Установка на вводе подстанции коммутационных аппаратов (рис. 3.12, д, е, ж, з, и, к) необходима: а) практически во всех случаях при магистральных схемах соединения ТП; б) при питании ТП от воздушной линии; в) если отключающий аппарат нужен по условиям защиты, например, для воздействия газовой защиты на

выключатель нагрузки. При отсутствии выключателя на вводе подстанции отключающий от газовой защиты импульс передается к выключателю, установленному в начале питающей ТП линии. В этом случае при относительно большом расстоянии от пункта питания до ТП; прокладывать такой длины контрольный кабель неэкономично; г) при питании от пункта, находящегося в ведении другой эксплуатирующей организации; д) если пункт питания от ТП удален на значительное расстояние (3...5 км).

На рис. 3.12, *д* приведена схема присоединения трансформатора к питающей его линии через разъединитель. Разъединитель позволяет отключать на напряжении 10 кВ холостой ход трансформатора мощностью до 630 кВА, на 20 кВ—до 6300 кВА, а также обеспечивает видимый разрыв в электрической сети. Чтобы отключить трансформатор, присоединенный по данной схеме, необходимо на низкой стороне автоматическим выключателем снять нагрузку трансформатора, а затем разомкнуть цепь разъединителем.

Наиболее простым и дешевым вариантом, при котором осуществляется индивидуальная защита трансформатора от токов короткого замыкания, является применение в цепи трансформатора разъединителя с плавкими предохранителями (рис. 3.12, *е*).

При необходимости отключения трансформатора под нагрузкой со стороны высшего напряжения в ТП устанавливается выключатель нагрузки (рис. 3.12, *ж*, *з*, *и*). Если требуется защита трансформатора от токов короткого замыкания, то выключатель нагрузки устанавливается с предохранителями, которые обеспечивают селективное отключение поврежденного трансформатора ТП (рис. 3.12, *з*, *и*). Выключатель нагрузки с предохранителями может устанавливаться в цепи трансформатора мощностью до 1000 кВ-А включительно с верхним (рис. 3.12, *з*) или нижним (рис. 3.12, *и*) расположением предохранителей. Расположенные выше выключателя нагрузки предохранители (рис. 3.12, *з*) локализуют в пределах данной камеры повреждения, которые могут возникнуть при оперативных переключениях, например, затяжка дуги вследствие износа выключателя и неисправности дугогасительной камеры или же при случайном превышении отключаемого тока сверх допустимых значений. Такое расположение предохранителей

обеспечивает безопасность осмотра и ревизии выключателя нагрузки при вынутых предохранителях; выключатель нагрузки может быть выбран по сниженным значениям тока короткого замыкания. Недостатком схемы с верхним расположением предохранителей является необходимость выемки предохранителей под напряжением.

Выключатели нагрузки могут быть снабжены приводами, позволяющими использовать дистанционное управление или телеуправление для нечастых включений и отключений. При необходимости частых коммутаций в цепи трансформатора и в ответственных случаях применяется схема с выключателем высокого напряжения (рис. 3.12, *к*). Совместно с выключателями на стороне высокого напряжения устанавливаются в двух крайних фазах измерительные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения (как правило, два трансформатора типа НОМ, соединенные по схеме открытого треугольника, что дает возможность иметь все три напряжения). Измерительные трансформаторы используются как для питания цепей релейной защиты, так и для подключения контрольно-измерительных приборов.

В двухтрансформаторной ТП для питания каждого трансформатора может применяться любая из приведенных на рис. 3.12 схем.

Если в ТП предусматривается распределительное устройство высокого напряжения, то оно выполняется на базе ячеек КСО или КРУ по одинарной секционированной системе шин.

Соединение трансформаторов со сборными шинами распределительного устройства низшего напряжения может выполняться по схемам, приведенным на рис. 3.13.

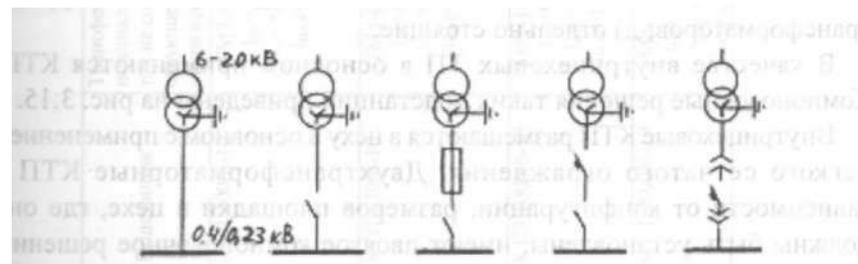


Рис. 3.13. Соединение трансформаторов ТП со сборными шинами НН

Схемы отходящих линий низшего напряжения ТП приведены на рис. 3.14.

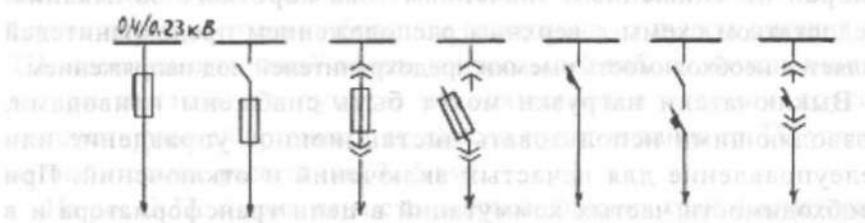


Рис. 3.14. Схемы отходящих линий НН ТП

Комбинируя вышеприведенных схемных элементов можно получить разнообразные схемы подстанций 6—10/0,4—0,23 кВ.

Распределительное устройство низшего напряжения некомплектных трансформаторных подстанций, например, подстанций городской электрической сети, представляет собой распределительный щит из панелей типа ЩО, ПРС, ПАР или др.

Комплектные трансформаторные подстанции, выпускаемые отечественными предприятиями, комплектуются шкафами (ячейками) с соответствующей силовому трансформатору определенной коммутационной и защитной аппаратурой и рассчитаны на вполне определенные схемы соединений. В табл. 3.1 приведены технические данные некоторых видов КТП.

Трансформаторные подстанции 6—10/0,4—0,23 кВ в зависимости от места их размещения подразделяются на: а) внутрицеховые; б) пристроенные; в) встроенные; г) с наружной установкой трансформаторов; д) отдельно стоящие.

В качестве внутрицеховых ТП в основном применяются КТП. Компонировочные решения таких подстанций приведены на рис. 3.15.

Внутрицеховые КТП размещаются в цеху в основном с применением легкого сетчатого ограждения. Двухтрансформаторные КТП в зависимости от конфигурации, размеров площадки в цеху, где они должны быть установлены, имеют двоякое компоновочное решение: однорядное расположение всех элементов (рис. 3.15, в); двухрядное расположение всех элементов (рис. 3.15, б).

Таблица 3.1. Технические данные некоторых КТП 6—10 кВ

Подстанции	Трансформатор, номинальный ток на соответствующем напряжении, А	Возможные коммутационные и защитные аппараты				Количество линий на НН одностранформаторной подстанции (по заказу)
		на стороне ВН		на стороне НН		
		тип	6 кВ	10 кВ	на вводе и секционировании	
КТП 400/6-10	ТМЗ-400/10 $I_{нв}=38,3$ $I_{н10}=23,10$ $I_{н0,4}=580$	РВ-10	400	400	А3144В; А3720В; А3730В;	4—5
		ВН-11	200	200	А3144В; А3134В; А3144В;	
		ВН-16	400	200	А3740В; АВМ10СВ; Э06В; ВА	
		ВНП ₁ -17	100	100	А3720В; А3730В;	
		ВНП ₁ -16	150	100	А3124В; А3134В; А3144В;	
КТП 630/6-10	ТМЗ-630/10 $I_{нв}=60,5$ $I_{н10}=36,4$ $I_{н0,4}=910$	РВ-10	400	400	А3700В; АВМ15СВ; АВМ20В;	5—6
		ВН-11	200	200	А3144В; АВМ4В; АВМ10В;	
		ВН-16	400	200	Э10В; Э16В	
		ВНП ₁ -17	100	100	АВМ4В; АВМ10В;	
		ВНП ₁ -16	150	100	Э10В; Э16В	
КТП 1000/6-10	ТМЗ-1000/10 $I_{нв}=96,3$ $I_{н10}=57,8$ $I_{н0,4}=1445,1$	ПК-6(10)	150/80	100/80	А3700В; АВМ4В; АВМ10В;	7—9
		ВН-11	200	200	АВМ4В; АВМ20В; АВМ20СВ;	
		ВН-16	400	200	Э16В;	
		ВНП ₁ -17	100	100	Э06В;	
		ВНП ₁ -16	150	100	Э10В; Э16В	
КТП 1600/6-10	ТМЗ-1600/10 $I_{нв}=154,1$ $I_{н10}=92,5$ $I_{н0,4}=2312,1$	ПК-6(10)	150/160	100/100	Э25В	8—12
		ВН-11	200	200	Э06В; Э10В; Э16В	
		ВН-16	400	200	Э40В	

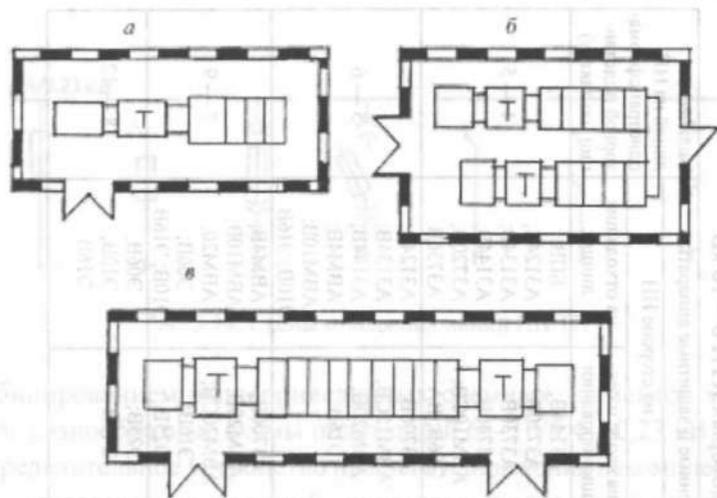


Рис. 3.15. Компонки KTP с одним и двумя трансформаторами

На действующих предприятиях можно еще встретить некомплектные цеховые ТП, смонтированные в отдельных помещениях внутри цеха. Они также называются внутрицеховыми, если все стены помещения ТП выходят вовнутрь производственного помещения. Внутрицеховые ТП любого типа целесообразно размещать в мертвых зонах подъемно-транспортных механизмов.

Конструкция и схема KTP внутренней установки с трансформатором мощностью 1000 кВА и напряжениями 6—10 / 0,4—0,23 кВ приведена на рис. 3.16.

Вводное устройство ВН может быть двух типов: а) металлический шкаф, укрепленный на баке силового трансформатора с глухим присоединением кабеля; б) закрытый шкаф со встроенной в него коммутационной и защитной аппаратурой.

Комплектная двухтрансформаторная подстанция напряжением 6—10 кВ и мощностью 2х630—1000 кВА с однорядным расположением маслонаполненных трансформаторов приведена на рис. 3.17.

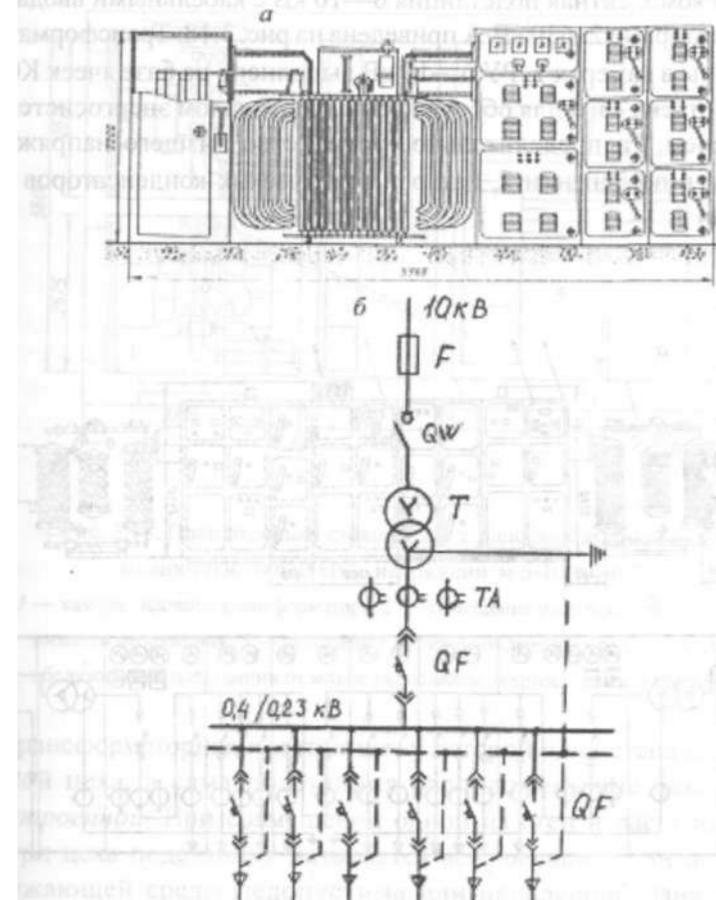


Рис. 3.16. Общий вид (а) и схема (б) KTP внутренней установки с трансформатором мощностью 1000 кВА и напряжением 6-10/0,4-0,23 кВ

При питании цехов опасных в отношении взрыва, а также при питании нагрузок нескольких отдельных маломощных цехов или чаще в городском электроснабжении при питании нагрузок нескольких

гражданских зданий используются отдельно стоящие ТП. Отдельно стоящая некомплектная подстанция 6–10 кВ с кабельными вводами и трансформаторами 2х630 кВА приведена на рис. 3.18. Трансформаторы установлены в камерах 1. РУ 6–10 кВ выполнено на базе ячеек КСО и имеет два отсека 4 и 5 для обслуживания персоналом энергосистемы и потребителем. Распределительное устройство низшего напряжения размещено в помещении 2, батареи статических конденсаторов — в помещении 3.

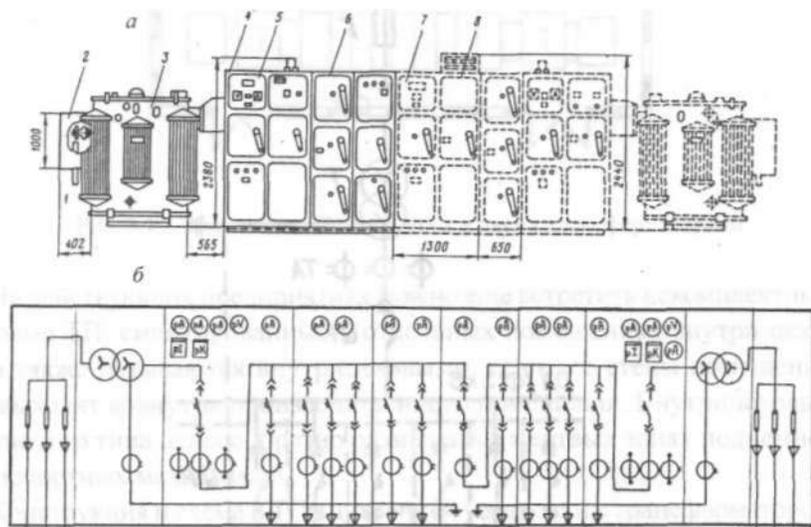


Рис. 3.17. Общий вид (а) и электрическая схема КПТ 2х630 (1000) кВА с однорядным расположением трансформаторов (б):

1 — кабель ВН; 2 — шкаф ввода ВН; 3 — трансформатор; 4 — шкаф ввода НН; 5 — отсек приборов; б — шкаф отходящих линий НН; 7 — секционный шкаф

Применение отдельно/стоящих ТП приводит к существенному увеличению протяженности сетей напряжением до 1 кВ, увеличению потерь мощности и электроэнергии в них.

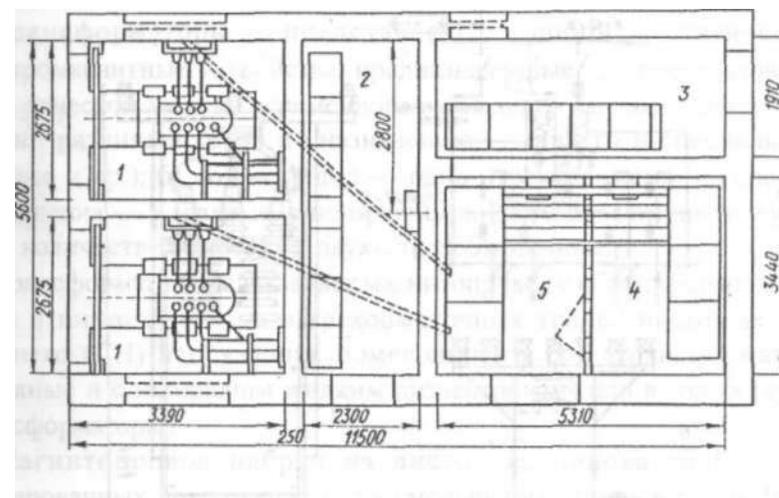


Рис. 3.18. План отдельно стоящей двухтрансформаторной подстанции мощностью 2х630 кВА, напряжением 6-10/0,4-0,23 кВ:

1 — камера силового трансформатора; 2 — помещение распределительного устройства низшего напряжения; 3 — помещение батарей конденсаторов; 4,5 — отсеки для обслуживания подстанции отдельно персоналом энергосистемы и потребителем

Трансформаторная подстанция, у которой одна стена совпадает со стеной цеха, а сама подстанция расположена вне цеха, является *пристроенной*. При совмещении одной из стен и расположении ТП внутри цеха подстанция называется *встроенной*. Если по условиям окружающей среды недопустима или нецелесообразна установка трансформаторов в помещении цеха, выполняются ТП с *наружной установкой* трансформаторов. В этом случае трансформаторы устанавливаются открыто у стен цеха, а распределительные устройства вторичного напряжения встраиваются в помещении самого цеха.

КТП наружной установки (КТПН) предназначены для установки на открытом воздухе и используются для электроснабжения строительных объектов, отдельных жилых районов. КТПН с универсальным (кабельным и воздушным) вводом приведена на рис. 3.19.

3.4. Основное оборудование подстанций

3.4.1. Силовые трансформаторы

Трансформаторы представляют собой статические электромагнитные устройства, предназначенные для преобразования электрической энергии переменного тока одного напряжения в другое.

Они различаются: а) по назначению — общего и специального (печные и др.); б) по числу фаз — одно-, трехфазные; в) по способу охлаждения — масляные, с негорючим жидким диэлектриком, сухие; г) по количеству обмоток — двух-, трехобмоточные.

Трансформатор представляет магнитопровод с обмотками высокого (ВН) и низкого (НН), а в трехобмоточных трансформаторах — и среднего (СН) напряжения, помещенный в бак (трансформаторы масляные и с негорючим жидким диэлектриком) или в кожух (сухие трансформаторы).

Магнитопровод набран из листов холоднокатаной стали, изолированных друг от друга для уменьшения потерь в стали. Через магнитопровод, благодаря основному магнитному потоку, энергия первичной обмотки электромагнитным путем передается во вторичную обмотку. Обмотки выполняются из электротехнической меди или алюминия круглого или прямоугольного сечения. Количество витков обмоток определяется их напряжением. Витки обмотки изолированы друг от друга кабельной бумагой, а от магнитопровода — цилиндрами из электрокартона. Концы обмоток через изоляторы выведены из бака или кожуха на крышку трансформатора. Конструкция трансформатора в значительной степени обусловлена способом его охлаждения. Так, наибольшее распространение ввиду своей высокой надежности и дешевизны получили масляные трансформаторы. Эти трансформаторы в зависимости от величины мощности могут выполняться с гладким, трубчатым или радиаторным баком (рис. 3.20).

Чтобы уменьшить поверхность соприкосновения масла с воздухом, на крышке трансформатора может быть предусмотрен расширитель 1, соединенный патрубком с баком трансформатора (рис. 3.20). При внутренних повреждениях в трансформаторе возможно интенсивное испарение масла, сопровождающееся выделением газа. Для предотвращения в этом случае деформации бака в крышке

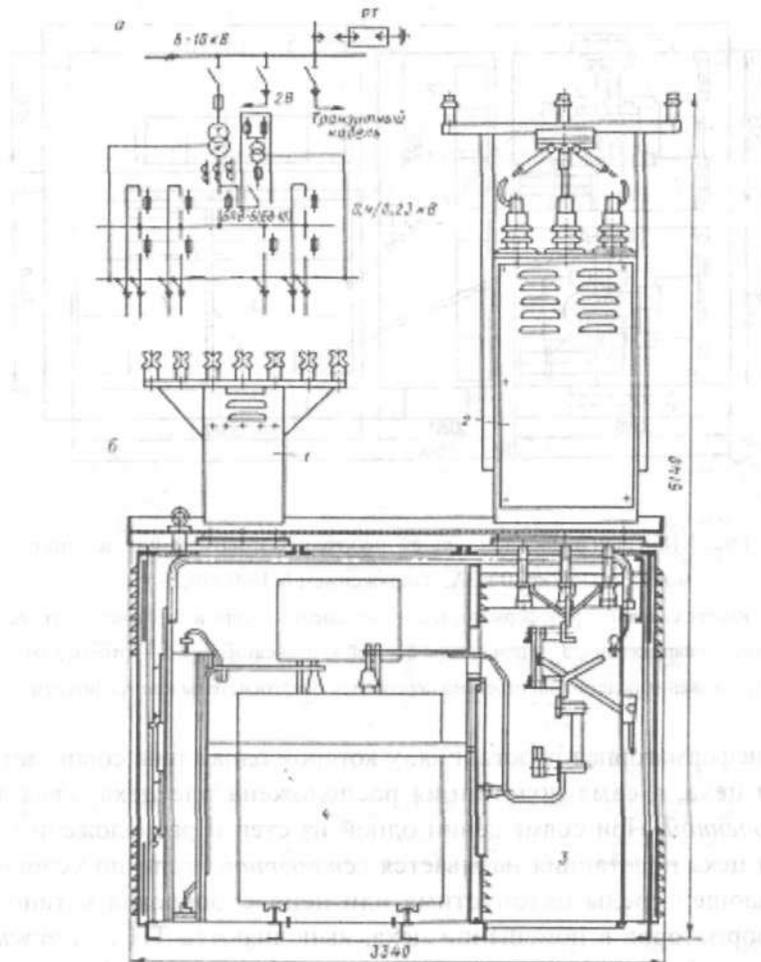


Рис. 3.19. Комплектная подстанция наружной установки напряжением 6-10/0,4-0,23 кВ с воздушными и кабельными вводами и выводами:
а — схема; б — конструкция; 1 — портал для вывода сети НН; 2 — портал ввода ВН; 3 — ячейка ввода; 4 — силовой трансформатор

трансформатора имеется вытяжная труба 2, нормально закрытая стеклянной мембраной, лопающейся при повышении давления внутри бака (рис. 3.20).

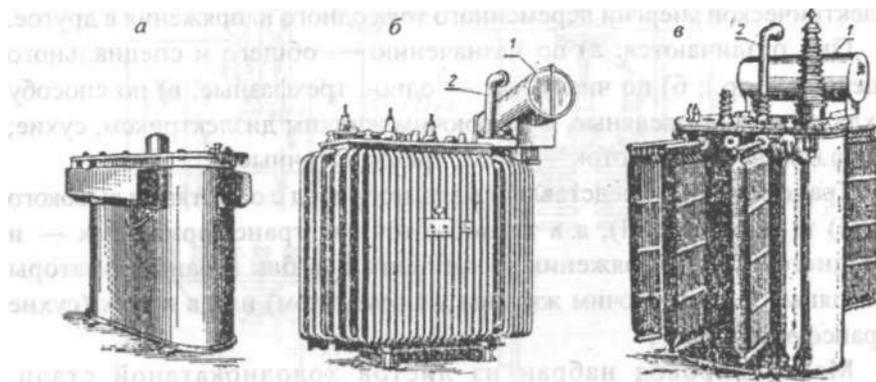


Рис. 3.20. Трансформаторы: а — с гладким баком; б — с трубчатым баком; в — с радиаторным баком

В конструкции трансформатора предусматривается возможность регулирования напряжения со стороны обмотки ВН или СН.

Трансформаторное масло, заполняющее бак, выполняет функции изоляции и охлаждающей среды. В таких трансформаторах могут иметь место следующие виды охлаждения: естественное масляное (М) — тепло, выделяемое в обмотках и магнитопроводе, передается окружающему маслу, которое, циркулируя по баку и радиаторным трубам, передает его окружающему воздуху; естественное масляное с воздушным дутьем (Д) — используются вентиляторы для обдува нагретой поверхности труб; масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла (ДЦ) — наряду с применением вентиляторов для обдува воздушных охладителей (система тонких ребристых трубок) используются электрические насосы, встроенные в маслопроводы, создающие непрерывную циркуляцию масла через охладители; масляно-водяное с естественной циркуляцией масла (МВ); масляно-водяное с принудительной циркуляцией масла (Ц).

Следует помнить, что масло является горючим веществом, поэтому масляные трансформаторы пожаро- и взрывоопасны. При использовании пожаробезопасных трансформаторов применяются сухие трансформаторы с естественным воздушным охлаждением при открытом исполнении (С), с защищенным исполнением (СЗ) и герметизированные (СГ) или трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком (Н).

Каждый трансформатор имеет условное буквенное обозначение, которое содержит следующие данные: число фаз (для однофазных — О, для трехфазных — Т); вид охлаждения — в соответствии с пояснениями, приведенными ранее (М, Д, ДЦ и др. в соответствии с ГОСТ 11677-85); число обмоток, если оно больше двух (Т — трехобмоточные, Р — с расщепленной обмоткой НН); регулирование напряжения под нагрузкой — Н.

Для обозначения автотрансформатора вначале добавляют букву А. За буквенным обозначением указывается: номинальная мощность, кВА; класс напряжения обмоток — ВY, кВ; климатическое исполнение и размещение (категория по ГОСТ 15510-70 и ГОСТ 15547-78).

Например, ТМЗ-1000/10УХЛ4 — трехфазный трансформатор, масляный, в закрытом исполнении, мощностью 1000 кВА, напряжением ВН 10 кВ, УХЛ4 — климатическое исполнение (умеренный и холодный климат), размещение внутри помещения.

Основными характеристиками силового трансформатора являются номинальные данные: напряжение обмоток, ток первичной и вторичной (вторичных) обмоток, напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, ток холостого хода $i_{хх}(i_0)$; потери холостого хода $P_{хх}$; потери короткого замыкания $P_{кз}$; схемы и группы соединения обмоток.

Номинальной мощностью трансформатора называется значение полной мощности, на которую непрерывно на срок службы может быть нагружен трансформатор при номинальных температурных условиях окружающей среды и номинальных частоте и напряжении.

В соответствии с ГОСТ 11677-85 для трансформаторов общего назначения, установленных на открытом воздухе и имеющих естественное масляное охлаждение без обдува и с обдувом, за номинальные условия окружающей среды принимают естественно

изменяющуюся температуру наружного воздуха со среднесуточной величиной не более 30°C и максимальной — 40°C, а также среднегодовой — не более 20°C.

При номинальных температурных условиях охлаждения и номинальной нагрузке срок службы трансформатора составляет 20—25 лет. В соответствии с ГОСТ 9680-72 силовые трансформаторы выпускают с номинальными мощностями, кратными 10, 16, 25, 40, 63 кВА.

Номинальная мощность для двухобмоточного трансформатора — это мощность каждой из его обмоток. Трехобмоточные трансформаторы могут быть выполнены с обмотками одинаковой и разной мощности. В последнем случае за номинальную принимается мощность его наиболее мощной обмотки.

Номинальное напряжение обмоток — это напряжение обмоток при холостом ходе трансформатора.

Коэффициент трансформации трансформатора определяется по формуле:

$$K_{\tau} = \frac{U_{н.вн}}{U_{н.нн}} = \frac{\omega_1}{\omega_2}, \quad (3.1)$$

где $U_{н.вн}$, $U_{н.нн}$ — номинальные напряжения обмоток соответственно высокого и низкого напряжения; ω_1 , ω_2 — число витков обмоток ВН и НН.

Регулирование коэффициента трансформации можно осуществлять при включенном (под нагрузкой) или отключенном трансформаторе. Регулирование напряжения трансформаторов при отключенной нагрузке (ПБВ) производят в основном на подстанциях 6—10/0,4 кВ, регулирование напряжения под нагрузкой (РПН) применяют на более мощных трансформаторах ГПП, ПГВ, районных подстанциях.

Номинальные токи трансформатора — это номинальные токи в обмотках, при которых допускается непрерывная работа трансформатора в течение всего срока службы. Номинальный ток любой обмотки трансформатора определяется по ее номинальной мощности и номинальному напряжению, например:

$$I_{н.вн} = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.вн}}, \quad (3.2)$$

где $S_{н.т}$ — номинальная мощность трансформатора; $U_{н.вн}$ — номинальное напряжение обмотки высокого напряжения.

Напряжение короткого замыкания — это напряжение, при подведении которого к одной из обмоток трансформатора при замкнутой накоротко другой, в обмотках протекают номинальные токи. Напряжение короткого замыкания характеризует полное сопротивление обмоток трансформатора и в каталогах приводится в процентах от U_n .

Ток холостого хода — это ток, который при номинальном напряжении устанавливается в одной обмотке при разомкнутой другой. В каталогах приводится в процентах от номинального тока соответствующей обмотки.

Группой соединения обмоток трансформаторов называют кратное 30° смещение векторов между одноименными вторичными и первичными линейными напряжениями обмоток трансформатора. На подстанциях наибольшее распространение получили следующие схемы и группы соединения двухобмоточных трансформаторов: "звезда—звезда" — $Y/Y_0-0(12)$; $Y/Y-0$; "звезда—треугольник" — $Y/\Delta -11$.

При включении трансформаторов на параллельную работу необходимо соблюдать тождественность схем и групп соединений.

Важнейшей характеристикой трансформаторов является их *нагрузочная способность* — систематическая нормальная и послеаварийная (см. § 3.6). В табл. П17 приведены основные технические данные некоторых трансформаторов.

3.4.2. Выключатели высокого напряжения

Выключатели являются основными коммутационными аппаратами в сети напряжением выше 1 кВ. Они предназначены для включения и отключения электрических цепей в любых режимах, в том числе и для автоматического отключения и включения цепей в аварийном режиме.

При разрыве электрической цепи разомкнувшимися контактами выключателя возникает электрическая дуга. Большая напряженность электрического поля у поверхности в момент расхождения контактов

вызывает эмиссию электронов с металла того контакта, который является в это время катодом. Возникновению начальной эмиссии электронов с поверхности контактов способствует также повышение температуры контактов из-за увеличения переходного сопротивления между ними. Это приводит к ударной ионизации воздушного промежутка быстро движущимися к аноду под действием электрического поля электронами и термической ионизации, вызванной резким увеличением температуры дуги. При этом возникающие в ионизированной воздушной среде ионы под действием электрического поля движутся к катоду, а электроны — к аноду. Ионы, приближаясь к катоду, вызывают выход новых электронов, т.е. поддерживают возникшую начальную эмиссию, а следовательно, и весь процесс ионизации и прохождения в цепи тока.

Описанный выше процесс ионизации одновременно сопровождается процессом деионизации в результате восстановления из электронов и ионов нейтральных атомов, возникающих в самой дуге и прилегающих к ней слоях.

При высоких напряжениях и больших токах дуга образуется очень мощной, в ней выделяется значительная энергия. Гашение дуги становится сложным, в связи с чем прибегают к искусственным способам гашения специальными устройствами коммутационного аппарата. В этих устройствах в зависимости от способа гашения дуги используют: охлаждение дуги посредством перемещения ее в окружающей среде; обдувание дуги воздухом или холодными неионизированными газами; расщепление дуги на несколько параллельных дуг малого сечения; удлинение, дробление и соприкосновение дуги с твердым диэлектриком; размещение контактов в интенсивно деионизирующей среде; создание высокого давления в дуговом промежутке и т.п.

В зависимости от применяемой дугогасительной среды и способа гашения дуги выключатели бывают: жидкостные; газовые; электромагнитные; вакуумные.

В масляных выключателях гашение дуги происходит в среде трансформаторного масла. Контактная система таких выключателей

находится в баках или в сравнительно небольших бачках, называемых горшками.

В воздушных выключателях в качестве дугогасительной среды применяется сжатый воздух, контактная система помещается в изоляционном цилиндре или камере.

Выключатель состоит из следующих основных частей: а) контактная система, состоящая из неподвижных и подвижных контактов; б) внутренняя дугогасительная изолирующая среда; в) дугогасительные устройства для эффективной деионизации дугового промежутка; г) приводной механизм выключателя для управления подвижными контактами; д) бак или кожух с крышкой для размещения в них гасительной камеры и дугогасительной среды; е) вводы и изоляционные детали.

Из существующего многообразия выключателей в зависимости от конструктивных их особенностей можно выделить три основных типа наиболее распространенных выключателей:

- баковые с большим объемом масла (многообъемные), в которых трансформаторное масло используется для гашения дуги и для изоляции токоведущих частей соседних фаз друг от друга и от земли;
- горшковые, или малообъемные, с малым объемом масла. В них трансформаторное масло используется только как средство гашения дуги;
- воздушные, в которых гашение дуги производится сжатым воздухом.

Для распределительных устройств 6-10 кВ наибольшее распространение получили малообъемные выключатели серии ВМП (выключатель масляный подвесной).

Общий вид выключателя приведен на рис. 3.21. Выключатель имеет по одному бачку (цилиндру) на фазу. Полюсы выключателя *1* смонтированы на общей раме *3*, от которой изолированы с помощью опорных изоляторов *2*. Подвижные контакты, находящиеся внутри полюса, с помощью изолирующей тяги *4* связаны с механизмом электромагнитного привода *5*, встроенного в раму. Дополнительной изоляцией между полюсами служат изоляционные перегородки *6*.

Внутреннее устройство и конструкции деталей полюса выключателя показаны на рис. 3.22.

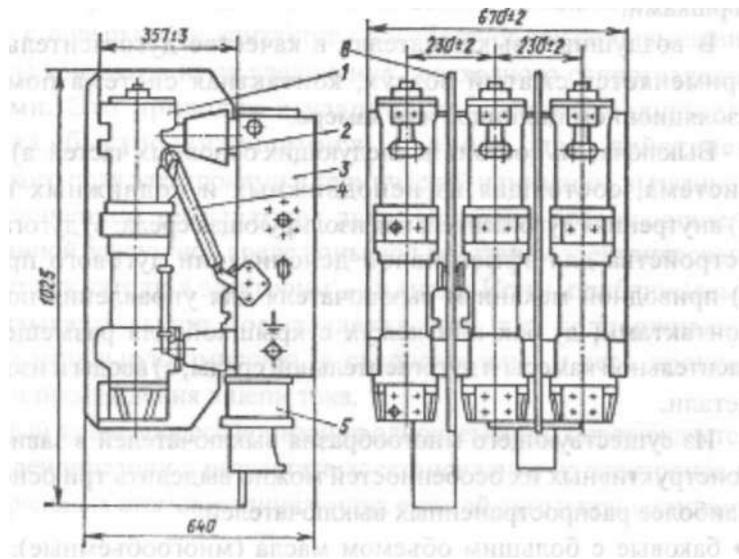


Рис. 3.21. Выключатель маломасляный подвесной с электромагнитным приводом ВМПЭ-10

Неподвижный контакт розеточного типа 2 крепится на крышке 1, закрывающей фланец из силумина. Дугогасительная камера 3, собранная из изоляционных пластин, имеет три поперечных канала и масляные карманы. На нижнем фланце крепится прочный влагостойкий цилиндр 4 из стеклоэпоксидного пластика. Сверху он армирован фланцем, на котором укреплен корпус 7 из алюминиевого сплава с крышкой 8. Движение подвижному контакжному стержню 10 передается от приводного выпрямляющего механизма 9. Во включенном положении контактный стержень находится в розеточном контакте. При отключении он движется вверх, контакты размыкаются, образуется дуга, которая испаряет и разлагает масло. Давление резко возрастает, в камере 3 создается поперечное дутье газами и парами масла, в результате чего дуга гаснет. Контакты выключателя для увеличения их дугостойкости

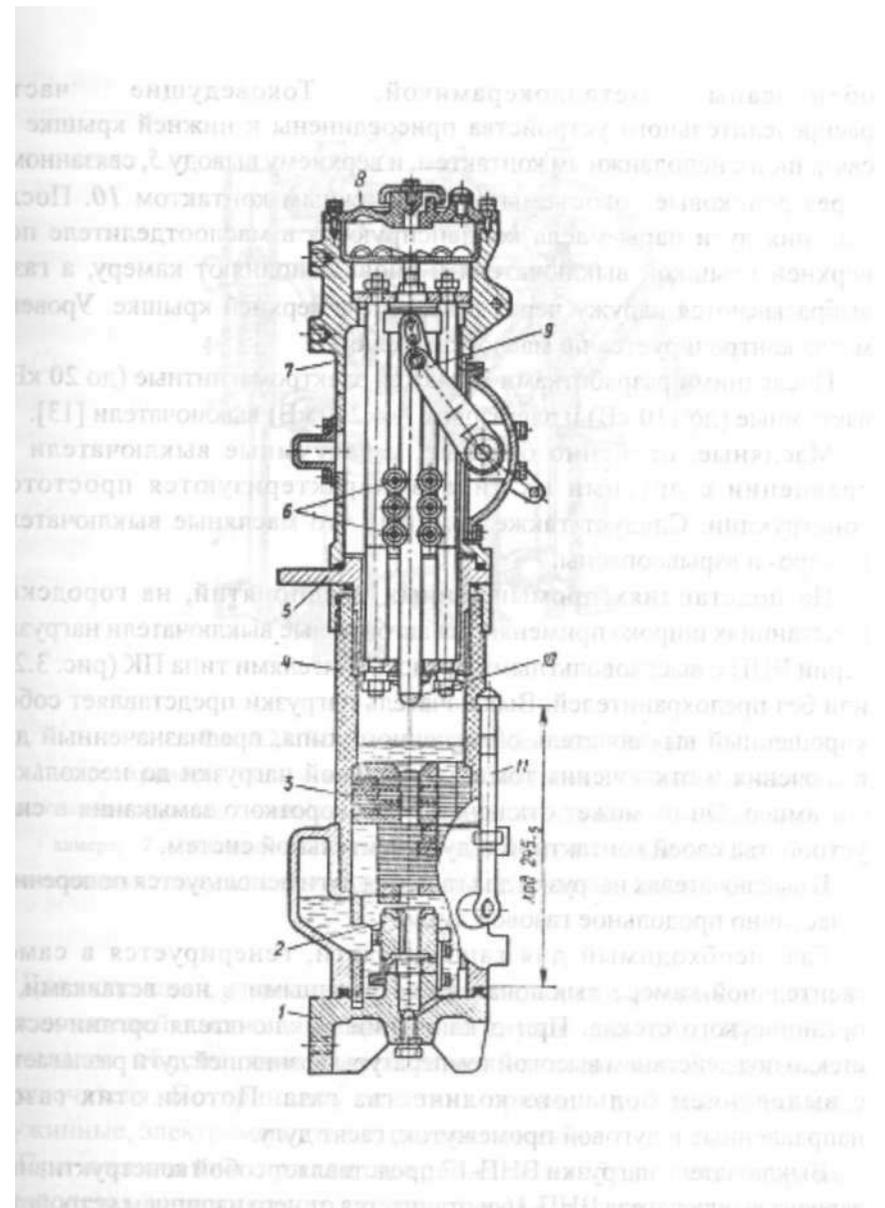


Рис. 3.22. Разрез полюса выключателя серии ВМП

облицованы металлокерамикой. Токоведущие части распределительного устройства присоединены к нижней крышке 1, связанной с неподвижным контактом, и верхнему выводу 5, связанному через роликовые токосъемы 6 с подвижным контактом 10. После гашения дуги пары масла конденсируются в маслоотделителе под верхней крышкой выключателя и вновь заполняют камеру, а газы выбрасываются наружу через отверстие в верхней крышке. Уровень масла контролируется по маслоуказателю 11.

Последними разработками являются электромагнитные (до 20 кВ), вакуумные (до 110 кВ) и элегазовые (до 220 кВ) выключатели [13].

Масляные, особенно баковые, и вакуумные выключатели в сравнении с другими их типами характеризуются простотой конструкции. Следует также помнить, что масляные выключатели пожаро- и взрывоопасны.

На подстанциях промышленных предприятий, на городских подстанциях широко применяются автогазовые выключатели нагрузки серии ВНП с высоковольтными предохранителями типа ПК (рис. 3.23) или без предохранителей. Выключатель нагрузки представляет собой упрощенный выключатель облегченного типа, предназначенный для включения и отключения токов нормальной нагрузки до нескольких сот ампер. Он не может отключать токи короткого замыкания в силу устройства своей контактной и дугогасительной систем.

В выключателях нагрузки для гашения дуги используется поперечное и частично продольное газовое дутье.

Газ, необходимый для гашения дуги, генерируется в самой гасительной камере выключателя встроенными в нее вставками из органического стекла. При отключении выключателя органическое стекло под действием высокой температуры возникшей дуги разлагается с выделением большого количества газа. Потoki этих газов, направленные в дуговой промежуток, гасят дугу.

Выключатель нагрузки ВНП-17 представляет собой конструктивный вариант выключателя ВНП-16 и отличается от него наличием устройства для автоматического отключения при перегорании плавкой вставки любого из трех предохранителей.

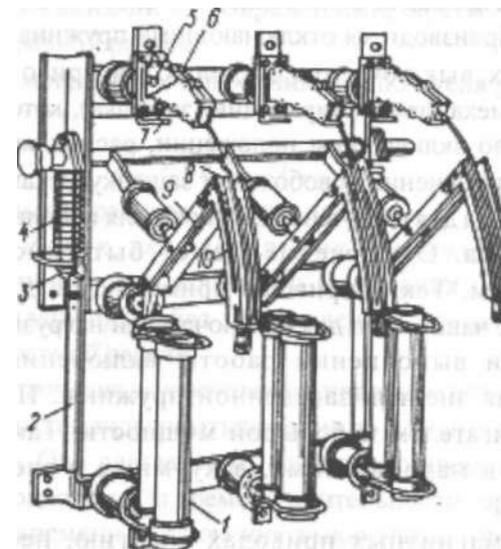


Рис. 3.23. Выключатель нагрузки типа ВНП-16:

1 — предохранители ПК; 2 — каркас для предохранителей; 3 — резиновые шайбы; 4 — отключающая пружина; 5 — неподвижный контакт рабочего контура; 6 — дугогасительная камера; 7 — неподвижный контакт рабочего контура; 8 — подвижный контакт дугогасительного контура (нож); 9 — подвижный контакт рабочего контура; 10 — стальные полосы

Для включения, удержания во включенном положении и отключения выключателей высокого напряжения служат *приводы*. Приводной механизм обеспечивает перемещение подвижных контактов выключателя. По принципу действия приводы делятся на ручные, пружинные, электромагнитные, пневматические.

При включении привод потребляет наибольшую энергию, преодолевая сопротивления системы передач выключателя, пружины и т.д. При отключении привод должен обладать максимальным быстродействием. Потребляемая мощность при этом невелика, так как

при отключении требуется только освобождение защелки, удерживающей привод во включенном положении. Отключение самого выключателя производится отключающими пружинами.

В приводах выключателя выделяются три основные части: включающий механизм, запирающий (защелка), который удерживает выключатель во включенном положении, расцепляющий механизм, который при отключении освобождает защелку механизма.

Ручной привод для включения выключателя использует физическую силу оператора. Отключение может быть дистанционным и автоматическим. Такие приводы применяются для маломощных выключателей, чаще всего для выключателей нагрузки. В пружинных приводах при выполнении работы включения используется потенциальная энергия заведенной пружины. Пружина обычно заводится двигателем небольшой мощности. Такой тип привода применяется в маломасляных, вакуумных и электромагнитных выключателях.

В электромагнитных приводах энергию, необходимую для включения, получают от источника постоянного тока, который запитывает катушку, создающую усилие втягивания стального сердечника. Недостатком данного типа приводов является необходимость иметь источник постоянного тока и большой потребляемый ток, что требует применения мощной аккумуляторной батареи или выпрямительного устройства на напряжение 220 В.

В пневматических приводах усилие на включение создается за счет сжатого воздуха, который подается в пневматический цилиндр с поршнем от компрессора. Такие приводы, как правило, применяются для выключателей 110 кВ и выше.

Выключатели характеризуются следующими параметрами: номинальным напряжением U_n ; номинальным током I_n ; током (мощностью) отключения выключателя $I_{отк}$, $S_{отк}$; номинальным током включения $I_{вкл}$; предельным током термической стойкости ($I_{тр}$); временем отключения выключателя $t_n = t_{св} + t_{д}$; собственным временем отключения выключателя $t_{св}$.

Номинальным током отключения выключателя называется наибольший симметричный, гарантированный заводом-изготовителем

ток, который выключатель может отключить при наибольшем рабочем напряжении без каких-либо повреждений, препятствующих его дальнейшей исправной работе.

Номинальная мощность отключения выключателя рассчитывается таким образом:

$$S_{отк} = \sqrt{3} \cdot U_{нр} \cdot I_{отк}, \quad (3.3)$$

где $U_{нр}$ — наибольшее рабочее напряжение.

Номинальный ток включения выключателя представляет наибольшее значение тока короткого замыкания при U_n , который выключатель выдерживает без повреждений, препятствующих его дальнейшей исправной работе.

Временем отключения выключателя с приводом называется период от момента подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах. Оно складывается из собственно времени отключения выключателя с приводом $t_{св}$ и времени длительности горения дуги $t_{д}$. В зависимости от времени отключения выключателя разделяются на: сверхбыстродействующие — до 0,06 с, быстродействующие — до 0,08 с, ускоренного действия — до 0,12 с, небыстродействующие — до 0,25 с.

Собственным временем отключения выключателя с приводом называется промежуток времени от подачи команды на отключение до начала расхождения дугогасительных контактов.

Некоторые основные типы выключателей и технические данные силовых выключателей до 10 кВ приведены в табл. П18.

3.4.3. Разъединители

Разъединителем называется коммутационный аппарат, предназначенный для включения, отключения и переключения под напряжением участков сети без тока или с незначительными токами и создания видимого разрыва цепи.

По условиям техники безопасности при производстве работ в электроустановках со всех сторон возможной подачи напряжения должен быть виден разрыв цепи. Это требование обеспечивается разъединителями, установленными в электрической сети.

Разъединители не имеют устройств для гашения дуги и в связи с этим не допускают коммутационных операций под нагрузкой. Поэтому их оснащают блокировками, предотвращающими отключение и включение при нагрузочных токах.

Разъединителями допускается отключать: холостой ход трансформаторов — на напряжении 10 кВ — до 630 кВ-А; 20 кВ — до 6300 кВА; 35 кВ — до 20000 кВА; ПО кВ — до 40500 кВА; токи замыкания на землю, не превышающие 10 А, при напряжении 10 кВ и 5 А — при 35 кВ.

Во включенном положении разъединители должны быть электродинамически и термически стойкими к токам КЗ.

Разъединители различают: по числу полюсов — одно- и трехполюсные; по назначению — для внутренних и наружных установок; по способу установки — с вертикальным и горизонтальным расположением ножей.

Общий вид разъединителя внутренней установки приведен на рис. 3.24

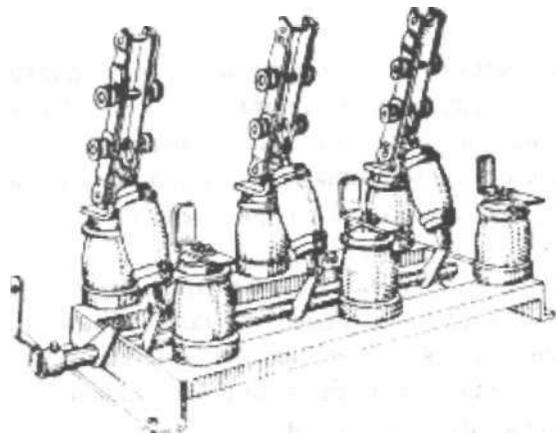


Рис. 3.24. Трехполюсный разъединитель внутренней установки типа RB-10/600

Разъединитель наружной установки горизонтально-поворотного типа РНД показан на рис. 3.25. В таком разъединителе нож состоит из двух частей 5 и 6 (рис. 3.25, а), закрепленных на опорных колонках изоляторов 2, которые установлены на раме 1. Один полюс является ведущим и соединен с приводом 9 тягой 8. При отключении ручным или электродвигательным приводом осуществляется поворот колонок вокруг своей оси в противоположных направлениях, и ножи перемещаются в горизонтальной плоскости, как бы "переламываясь" на две половины. Такая конструкция ножей позволяет легко разрушить корку льда, которым могут быть покрыты контакты. Шины распределительного устройства присоединены к наконечникам 3, гибкая связь 4 соединяет их с ножами. Разъединители могут иметь один или два заземляющих ножа 7.

Один главный нож разъединителя заканчивается контактом в виде лопатки (рис. 3.25, б), другой — в виде пружинящих ламелей 3. Давление в контакте создается пружинами 2. С помощью гибкой связи 1 контакт соединен с ножом.

Некоторые типы разъединителей на напряжение до 10 кВ и их технические данные приведены в табл. П19.

3.4.4. Короткозамыкатели и отделители

Короткозамыкателем называется коммутационный аппарат, предназначенный для создания искусственного КЗ в электрической сети 35—220 кВ.

Искусственное КЗ является вынужденным и необходимым, когда ток при повреждении может оказаться недостаточным для срабатывания релейной защиты.

Короткозамыкатель типа КЗ-110 показан на рис. 3.26.

Короткозамыкатели применяются в упрощенных схемах подстанций (рис. 3.5, а, б) и обеспечивают отключение поврежденного трансформатора подстанции релейной защитой питающей линии 35—220 кВ.

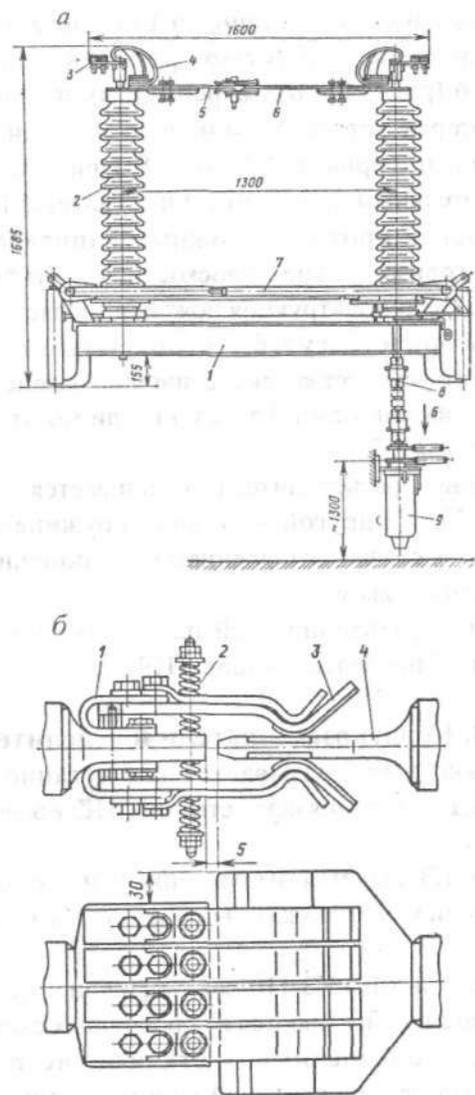


Рис. 3.25. Разъединитель горизонтально-поворотного типа для наружной установки РНДЗ-110:
a — общий вид; *б* — контактная система

В сетях, работающих с изолированной нейтралью (35 кВ), короткозамыкатель должен создавать двухфазное КЗ, поэтому он выполняется в виде двух отдельных полюсов, соединенных при монтаже в один двухполюсный аппарат, в сетях с заземленной нейтралью (110—220 кВ) применяются однополюсные короткозамыкатели, создающие при включении однофазное КЗ на землю.

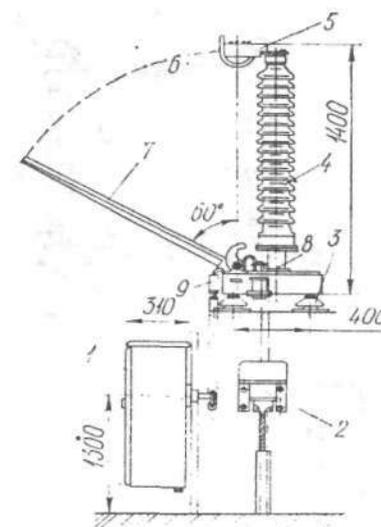


Рис. 3.26. Короткозамыкатель КЗ — ПО:

1 — привод ШПК; 2 — трансформатор тока ТШЛ-05; 3 — изолятор; 4 — колонка изоляторов; 5 — зона подводящей шины; 6 — неподвижный контакт; 7 — нож короткозамыкателя; 8 — присоединение заземляющей шины; 9 — изолирующая тяга

Импульс для работы привода короткозамыкателя подается от релейной защиты. Время включения короткозамыкателей — 0,2...0,25 с. Отключение короткозамыкателей производится вручную.

Отделителем называется коммутационный аппарат, предназначенный в основном для автоматического отключения поврежденного участка электрической сети после искусственного КЗ.

Внешне отделители представляют собой двухколонковые разъединители с ножами заземления ОДЗ или без ножей ОД, управляемые общим приводом и применяемым на напряжении до 110 кВ. Отделитель типа ОД-110 показан на рис. 3.27. Отделители на 220 кВ выполняют в виде трех отдельных полюсов с самостоятельными приводами.

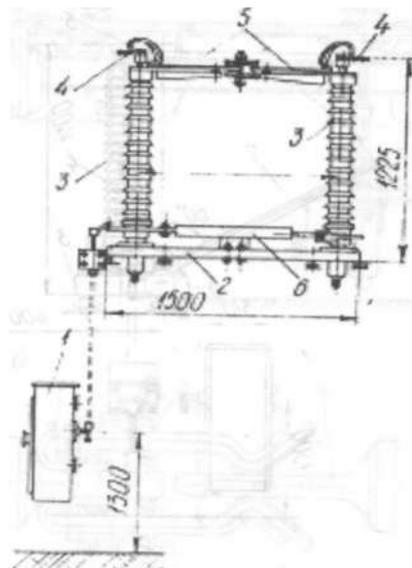


Рис. 3.27. Отделитель типа ОД-110:

1— привод ШПО; 2 — опорная рама; 3 — поворотные изоляторы; 4 — контактные выводы; 5 — нож; 6 — соединительная тяга с дополнительной пружиной

Включение отделителя выполняется вручную. Наряду с отделителями и короткозамыкателями открытой конструкции налажен выпуск их с контактной системой, расположенной внутри фарфорового корпуса, заполненного элегазом с избыточным давлением 0,3 МПа. Элегаз характеризуется высокой электрической прочностью, что

позволяет получить небольшие габариты и надежную работу таких отделителей (ОЭ) и короткозамыкателей (КЭ).

Технические данные короткозамыкателей и отделителей приведены в табл. П20.

3.4.5. Высоковольтные предохранители

Предохранителем называется защитный аппарат, срабатывающий путем разрушения специально предусмотренных для этого токоведущих частей (плавких вставок) под действием тока, превышающего определенные значения.

Предохранители предназначены для защиты электроустановок от токов КЗ.

После срабатывания предохранителя перегораемая вставка заменяется на новую и аппарат готов для дальнейшей работы.

Достоинством предохранителей является простота устройства (патрон, плавкие вставки), относительно малая стоимость, быстрое отключение цепи при КЗ (меньше одного периода). К недостаткам относятся: быстрое срабатывание предохранителей происходит при токе, значительно превышающем номинальный ток плавкой вставки, что не гарантирует защиту всех участков сети; отключение цепи плавким предохранителем обычно вызывает перенапряжение; возможен неполнофазный режим работы электроустановки при срабатывании предохранителя в одной или двух фазах; необходима замена плавких вставок после их перегорания.

Несмотря на существующие недостатки, плавкие предохранители широко применяются в электрических сетях выше 1 кВ.

Все высоковольтные предохранители подразделяются на кварцевые (ПКТ, ПКН и др.), в которых патрон с плавкой вставкой заполнен кварцевым песком, и газогенерирующие (ПСН, ПВТ), в которых используются твердые газогенерирующие материалы (фибра, винипласт и др.).

Насыпной предохранитель серии ПК представляет собой патрон (рис. 3.28), внутри которого размещены медные или серебряные плавкие элементы. Чем длиннее плавкие вставки и меньше их сечение, тем

успешнее гашение дуги. Поэтому применяют несколько параллельных вставок, намотанных на ребристый керамический сердечник (рис. 3.28, *в*), или при больших токах — несколько спиральных вставок (рис. 3.28, *б*). Патрон заполняется кварцевым песком и тщательно запаивается. Нарушение герметичности, увлажнение песка могут привести к потере способности гасить дугу. Для уменьшения температуры плавления медных плавких вставок на них напаяны шарики из олова, которые, расплавляясь при температуре не более 475°C, растворяют в себе медь вставки, цепь обрывается и загорается дуга в нескольких параллельных каналах. Возникшая дуга охлаждается зернами кварца в узкой щели и гаснет раньше, чем ток КЗ достигнет наибольшего значения. Это свойство называется токоограничивающим эффектом, позволяющим не проверять по действию токов КЗ защищенные предохранителями участки сети.

После перегорания рабочих плавких вставок перегорает находящаяся среди них и удерживающая в подтянутом состоянии пружины стальная вставка. Освобожденная пружина выбрасывает указатель, свидетельствующий о срабатывании предохранителя.

Патрон ПК вставляется в контакты, укрепленные на опорных изоляторах.

В зависимости от номинального тока в предохранителях может быть один, два, четыре патрона (ПК1, ПК2, ПК4) на фазу.

Предохранители серии ПК изготавливаются на напряжение 3—35 кВ. Полное время отключения при токах КЗ предохранителем ПК — 0,005...0,008 с.

Предохранители типа ПКТ предназначены для защиты силовых трансформаторов, типа ПКТН — для трансформаторов напряжения (без индикатора срабатывания).

Газогенерирующими плавкими предохранителями являются предохранители ПСН (стреляющие) и ПВТ. Интенсивное выделение газа в результате воздействия электрической дуги на винипласт обеспечивает гашение дуги.

Предохранители типа ПСН выпускаются на напряжения 10—220 кВ, типа ПВТ — на 10 и 35 кВ.

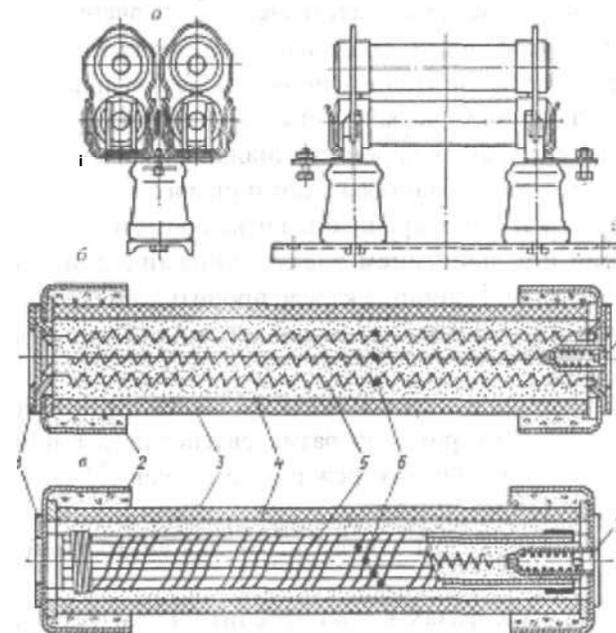


Рис. 3.28. Предохранитель типа ПК:

a — общий вид предохранителя ПК4; *б* — патрон предохранителя на ток более 7,5 А; *в* — патрон предохранителя на ток до 7,5 А; / — торцовые крышки; 2 — латунные колпачки; 3 — фарфоровая трубка; 4 — кварцевый песок; 5 — плавкие вставки; 6 — шарики из олова; 7 — указатель срабатывания

Технические характеристики некоторых предохранителей приведены в табл. П21.

3.4.6. Токоограничивающие реакторы

Реактором называется высоковольтный аппарат, предназначенный для ограничения токов КЗ в электроустановках, а также поддержания определенного уровня напряжения при повреждении за реактором. Это

достигается за счет индуктивного сопротивления x_p — основного параметра реактора.

Ограничение токов КЗ осуществляется до значений, позволяющих выбрать для установки сравнительно легкую аппаратуру — выключатели, разъединители и прочее и не завышать сечения жил кабелей исходя из термической стойкости к токам КЗ.

Реактор представляет собой специальный каркас, на котором из многожильного изолированного алюминиевого или медного провода намотана обмотка. Для закрепления витков обмотки, предотвращения их смещения под действием электродинамических сил обмотка заливается бетоном. Бетонный каркас пропитывается, обрабатывается изолирующими лаками и устанавливается на опорные фарфоровые изоляторы.

Индуктивное сопротивление реактора зависит от количества витков в его обмотке, их геометрических размеров и не зависит от протекающих в обмотке токов нормального режима или токов КЗ, т.к. отсутствует стальной магнитопровод.

Выпускаются реакторы однофазными для внутренней и наружной установки.

Реакторы в трех фазах в распределительном устройстве могут устанавливаться вертикально один под другим — соответствующий тип реактора — (РБ), горизонтально — (РБГ) или в двух фазах вертикально, в третьей — рядом (РБУ).

Для улучшения охлаждения обмоток в реакторах на большие токи (до 4000 А) предусматривается принудительный обдув.

Потери активной мощности в реакторах невелики, находятся в пределах 0,1...0,5 % от проходной мощности реактора. Потеря напряжения в реакторе обычно не превышает 2 %.

При больших токах и большом значении x применяются двоянные реакторы. Схема подключения двоянного реактора к шинам 6—10 кВ приведена на рис. 3.29. Каждая ветвь реактора имеет сопротивление x_p . При протекании рабочего тока от средней точки к крайним сопротивление реактора уменьшается практически вдвое за счет направленности магнитных потоков самоиндукции и взаимной индукции обеих половин реактора встречно, вследствие чего вдвое уменьшается

и потеря напряжения. При КЗ в одной из линейных присоединений секции реактора ток проходит через одну ветвь, через полное сопротивление реактора в связи с отсутствием размагничивающего действия второй ветви.

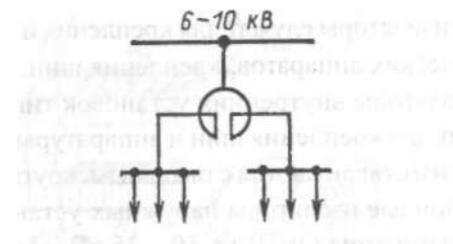


Рис. 3.29. Схема включения двоянного реактора к шинам 6-10 кВ

Конструктивно двоянные реакторы не отличаются от обычных реакторов и применяются для внутренней (РБС, РБСУ, РБСГ) и наружной установки (РБСНГ).

3.4.7. Шины и изоляторы

Шинами являются жесткие токоведущие элементы для передачи электроэнергии в электроустановках. Они обеспечивают электрическую связь между оборудованием и аппаратами.

В зависимости от условий окружающей среды, передаваемой мощности и необходимой механической прочности применяются алюминиевые, медные, стальные или сталеалюминиевые шины прямоугольного, круглого или коробчатого сечения. В ЗРУ наибольшее распространение получили алюминиевые шины прямоугольного сечения (плоские шины). Медные шины применяются редко, в основном при наличии агрессивной окружающей среды.

Количество плоских шин на фазу (пакет) может быть различным (от одной до трех), число их определяется величиной электрической нагрузки. При значительных токах (более 3000 А) применяются шины коробчатого сечения. Шины каждой фазы окрашиваются в определенный цвет: А — желтый, В — зеленый, С — красный.

Изоляторы предназначены для крепления токоведущих частей, изоляции их друг от друга и по отношению к земле. Изготавливаются

они, как правило, из фарфора и закаленного стекла, так как эти материалы характеризуются высокой механической и электрической прочностью. Изоляторы подразделяются на подвесные (линейные), аппаратные, опорные и проходные. Линейные изоляторы предназначены для крепления проводов линий электропередачи.

Аппаратные изоляторы служат для крепления и вывода токоведущих частей электрических аппаратов, крепления шин.

Опорные изоляторы внутренних установок типа ОФ, ИО и др. на 6—35 кВ служат для крепления шин и аппаратуры распределительных устройств. Они изготавливаются с овальным, круглым или квадратным основанием. Опорные изоляторы наружных установок изготавливают опорно-штыревыми типа ОНШ на 10—35 кВ и опорно-стержневыми типа ОНС на 10—110 кВ. С целью повышения электрической прочности эти изоляторы выполняются с более развитой, чем у изоляторов для внутренней установки, поверхностью.

Проходные изоляторы предназначены для вывода токоведущих частей из зданий и прокладки шин через стены и перекрытия. Наибольшее применение нашли проходные изоляторы типа ИП, с токоведущими стержнями круглого и прямоугольного сечения на напряжение 6—35 кВ и токи 400—10000 А.

3.4.8. Трансформаторы тока и напряжения

Трансформаторами тока называются электромагнитные устройства для преобразования измеряемого или контролируемого тока с целью снижения его до величины (как правило, стандартной, 5 или 1 А), допускающей подключение измерительных приборов или аппаратов защиты (реле). Кроме того, в установках выше 1 кВ они выполняют также функцию изоляции цепей высокого напряжения от вторичных цепей (измерительной и защитной аппаратуры), обеспечивая тем самым безопасность их обслуживания.

Трансформатор тока состоит из магнитопровода, первичной и вторичной обмоток (рис. 3.30). Первичная обмотка включается последовательно в цепь измеряемого тока I_1 , вторичная обмотка замыкается на цепь последовательно включенных измерительных и др. приборов, обтекаемых током I_2 . Вследствие малого сопротивления

токовых цепей измерительных приборов и реле трансформатор тока работает в режиме, близком к КЗ.

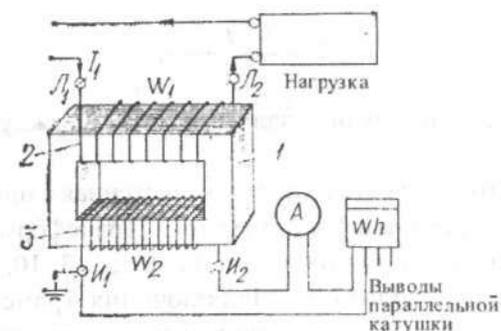


Рис. 3.30. Схема устройства трансформатора тока:

1 — сердечник из листовой или ленточной электротехнической стали; 2 — первичная обмотка; 3 — вторичная обмотка

При размыкании вторичной обмотки резко увеличивается магнитный поток в сердечнике, т.к. в нормальном режиме вторичный ток создает размагничивающий поток, а при его исчезновении поток в сердечнике определяется полным первичным током. В этом режиме сердечник может нагреваться до недопустимой температуры, а на вторичной обмотке появится высокое напряжение, достигающее в некоторых случаях нескольких киловольт. Поэтому режим работы трансформатора с разомкнутой вторичной обмоткой недопустим. При необходимости отключения вторичной нагрузки трансформатора его вторичная цепь должна быть замкнута накоротко или зашунтирована. Безопасность работы во вторичных цепях достигается также заземлением одного из вторичных выводов.

Трансформатор тока характеризуется *номинальным коэффициентом трансформации*:

$$K_{\text{ИТ}} = \frac{I_{1\text{н}}}{I_{2\text{н}}} \quad (3.4)$$

где $I_{1н}$ — номинальный первичный ток; $I_{2н}$ — номинальный вторичный ток.

Трансформаторы тока имеют токовые ΔI и угловые погрешности. Токовая погрешность:

$$\Delta I\% = \frac{K_{шт} I_2 - I_1}{I_1} 100. \quad (3.5)$$

Угловая погрешность определяется углом δ между векторами тока I_1 и I_2 .

Величина токовой погрешности, выраженная в процентах, является *классом точности* трансформатора тока. Трансформаторы тока могут быть следующих классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10.

Учитывая необходимость подключения трансформаторов для питания измерительных приборов и реле с различными классами точности, высоковольтные трансформаторы тока выполняются с несколькими вторичными обмотками. Например, 0,5/P — для счетчиков и реле.

Наивысший класс точности, в котором может работать трансформатор тока, называют номинальным. Один и тот же трансформатор тока в зависимости от величины его вторичной нагрузки, выраженной полным сопротивлением Z_2 потребителей вторичной цепи (равной сумме сопротивлений катушек приборов, реле, соединительных проводов и контактов) или мощностью вторичной нагрузки трансформатора, S_2 в вольтамперах, может работать в различных классах точности.

Номинальной мощностью нагрузки ($S_{2ном}$) трансформатора тока называют мощность, при которой погрешность не превышает величины, установленной для данного класса трансформаторов.

По конструктивному исполнению трансформаторы тока подразделяются на трансформаторы внутренней и наружной установки, одно- и многовитковые.

Одновитковые трансформаторы тока могут быть стержневыми, шинными и встроенными.

Стержневые трансформаторы (например, ТПОЛ — проходной, одновитковый с литой изоляцией) изготавливают для напряжений до

35 кВ. Трансформатор тока ТПОЛ-20 на напряжение 20 кВ изображен на рис. 3.31.

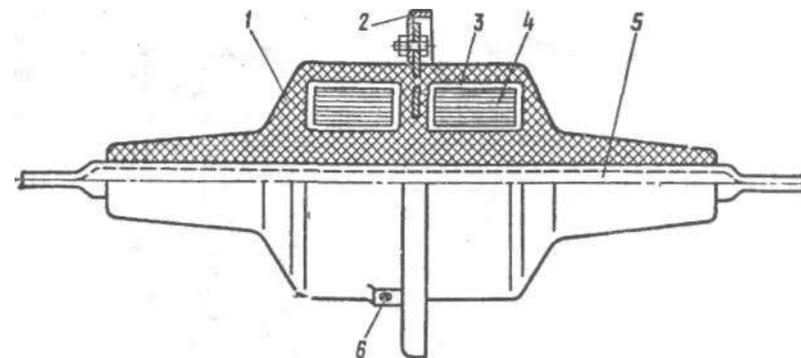


Рис. 3.31. Трансформатор тока ТПОЛ-20:

1 — литая изоляция; 2 — фланец для крепления ТГ; 3 — две вторичные обмотки; 4 — два кольцевых ленточных магнитопровода; 5 — первичная обмотка в виде медной трубки; 6 — выводы трансформатора тока

В цепях с большими токами до 30 кА применяются шинные трансформаторы (например, ТШЛ; ТШЛО; ТШВ), которые изготавливают для напряжений до 24 кВ. Такие трансформаторы имеют кольцеобразный сердечник с вторичной обмоткой, залитый эпоксидным компаудом, и окно, через которое проходят шины РУ.

Встроенные трансформаторы (ТВ; ТВТ; ТВМ) предназначены для установки на выводах баковых выключателей и силовых трансформаторах напряжением 10 кВ и выше. Первичной обмоткой их служат токоведущий стержень изолятора. На каждом вводе могут быть установлены несколько трансформаторов тока.

Трансформаторы многовитковые выполнены для всей шкалы номинальных напряжений и токов. Для напряжений 6—20 кВ используют катушечные и петлевые трансформаторы с эпоксидной изоляцией (например, ТЛ; ТЛМ; ТОЛ; ТПЛ и др.).

Трансформаторы тока для наружных установок, как правило, имеют в основном бумажно-масляную изоляцию. Трансформатор тока ТФН-

220 — фарфоровый для наружной установки на 220 кВ изображен на рис. 3.32.

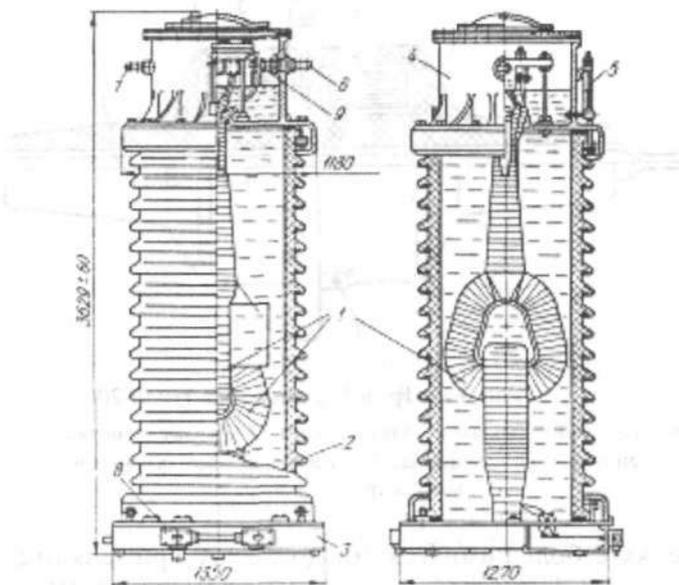


Рис. 3.32. Внешний вид и разрез трансформатора тока ТФН-220 на 220 кВ:
1 — обмотка; 2 — фарфоровая покрывка; 3 — основание (цоколь); 4 — маслорасширитель; 5 — маслоуказатель; 6 и 7 — выходы первичной обмотки; 8 — коробка вторичных выводов; 9 — переключатель

Кроме рассмотренных типов, существуют специальные трансформаторы тока нулевой последовательности: ТЗЛ, ТНП и др. Данные некоторых типов трансформаторов тока приведены в табл. П22. *Трансформаторами напряжения* называют электромагнитные устройства, предназначенные для понижения высокого напряжения до стандартной величины 100 или $100\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформатор напряжения по схеме включения представляет собой силовой трансформатор небольшой мощности (до 500 В·А). Схема устройства однофазного трансформатора напряжения приведена на рис. 3.33. Для безопасности обслуживания один ввод вторичной обмотки заземляется. В отличие от трансформатора тока, трансформатор напряжения работает с небольшой нагрузкой в режиме, близком к холостому ходу.

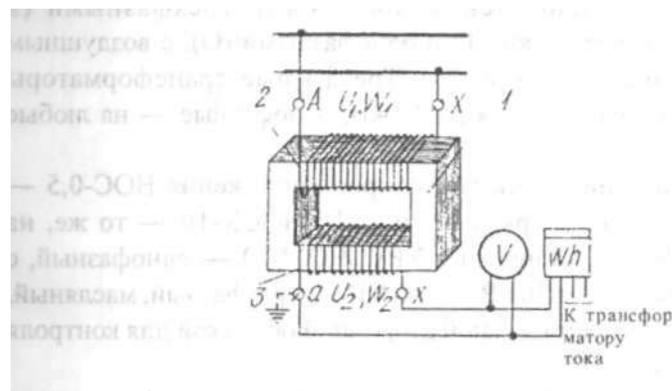


Рис. 3.33. Схема устройства однофазного трансформатора напряжения:
1 — сердечник из листовой электротехнической стали; 2 — первичная обмотка; 3 — вторичная обмотка

Трансформаторы напряжения характеризуются *номинальным коэффициентом трансформации*:

$$K_{шт} = \frac{U_{1н}}{U_{2н}}, \quad (3.6)$$

где $U_{1н}$ — номинальное первичное напряжение, $U_{2н}$ — номинальное вторичное напряжение.

Так же, как и трансформатор тока, трансформатор напряжения имеет погрешность по напряжению ΔU % и по углу δ . Погрешность по напряжению:

$$\Delta U = \frac{K_{шт} U_2 - U_1}{U_1} \cdot 100. \quad (3.7)$$

Угловая погрешность характеризуется углом между векторами напряжения первичной и вторичной обмоток. Погрешности зависят от величины нагрузки вторичной обмотки трансформатора напряжения. При повышении нагрузки погрешности возрастают — и наоборот. Трансформаторы напряжения в зависимости от величины нагрузки могут иметь классы точности 0,2; 0,5; 1; 3. Наивысший класс точности считается номинальным для данного трансформатора напряжения.

Трансформаторы напряжения могут быть трехфазными (в обозначении типа имеют букву Т) и однофазными (О), с воздушным (С) и масляным охлаждением (М). Трехфазные трансформаторы изготавливаются на напряжения до 10 кВ, однофазные — на любые напряжения.

Типовые обозначения трансформаторов напряжения НОС-0,5 — однофазный, сухой, на напряжение 0,5 кВ; НОСК-10 — то же, на напряжение 10 кВ для установки в КРУ; НОМ-10 — однофазный, с масляным охлаждением на 10 кВ; НТМИ-10 — трехфазный, масляный, пятистержневой, с дополнительной вторичной обмоткой для контроля изоляции сети (рис. 3.34).

На напряжение 35 кВ и выше применяют трансформаторы напряжения НКФ — каскадный, фарфоровый. В этом однофазном трансформаторе обмотки и магнитопровод размещены в фарфоровом корпусе, залитом маслом. Для облегчения изоляции обмотки НКФ-110 имеет два каскада, т.е. выполняется со ступенчатой изоляцией.

Данные некоторых типов трансформаторов напряжения приведены в табл. П23.

3.4.9. Ячейки КСО и КРУ

Распределительные устройства закрытого типа на напряжение до 20 кВ, как правило, выполняются из комплектных ячеек заводского изготовления. Существует два их типа: ячейки, внутри которых все аппараты установлены стационарно (КСО — камера стационарная, одностороннего обслуживания), и ячейки, в которых выключатель высокого напряжения установлен на выкатной тележке (типа КРУ).

Известны различные серии камер типа КСО и шкафов типа КРУ с различными схемами первичных и вторичных цепей, и это разнообразие

позволяет комплектовать их согласно принятой схеме электрических соединений.

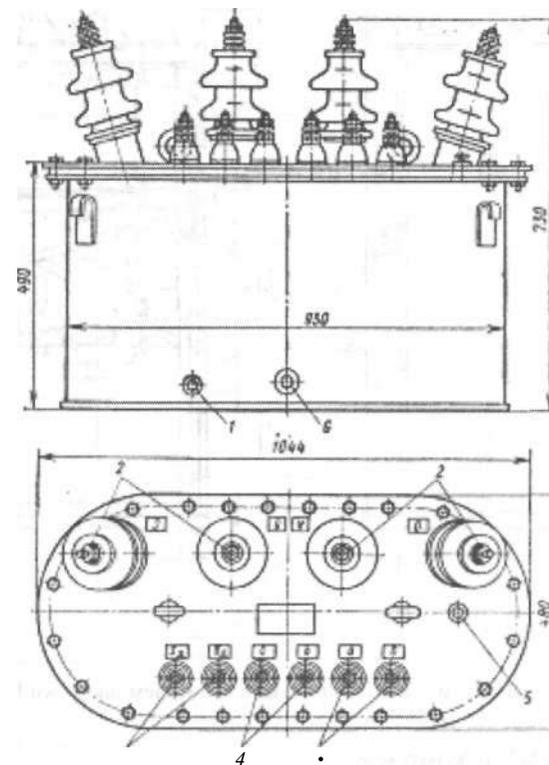


Рис. 3.34. Трансформатор напряжения НТМИ-10:

1 — болт заземления; 2 — выводы первичной обмотки; 3 — выводы дополнительной вторичной обмотки; 4 — выводы основной вторичной обмотки; 5 — пробка для залива масла; 6 — болт для слива масла

Из стационарных камер в системах электроснабжения городов и промышленных предприятий наиболее применяемы камеры КСО-366, КСО-272, КСО-285, КСО-386, КСО-292, КСО-392.

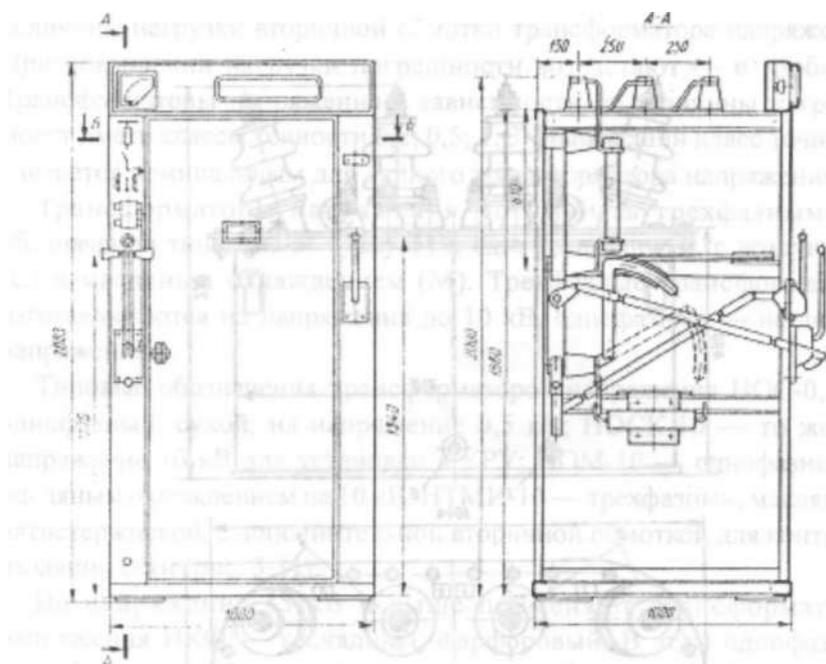


Рис. 3.35. Камера КСО-366 с выключателем нагрузки ВНП

Камеры КСО-366 комплектуются коммутационными аппаратами: разъединителями РВЗ или выключателями нагрузки ВНПз-16, ВНПз-17. На рис. 3.35 изображена камера КСО-366 с ВНПз-16. Взамен КСО-366 были разработаны камеры серии КСО-386, в которых уменьшены металлоемкость и габаритные размеры (ширина камеры по фронту — 800 мм, за исключением камер с разъединителями, ширина которых — 500 мм; высота камеры — 1900 мм), увеличена электродинамическая стойкость до 51 кА, возможно дистанционное управление выключателем нагрузки и осуществление АВР. Схемы первичных соединений камер КСО-386 приведены на рис. 3.36.

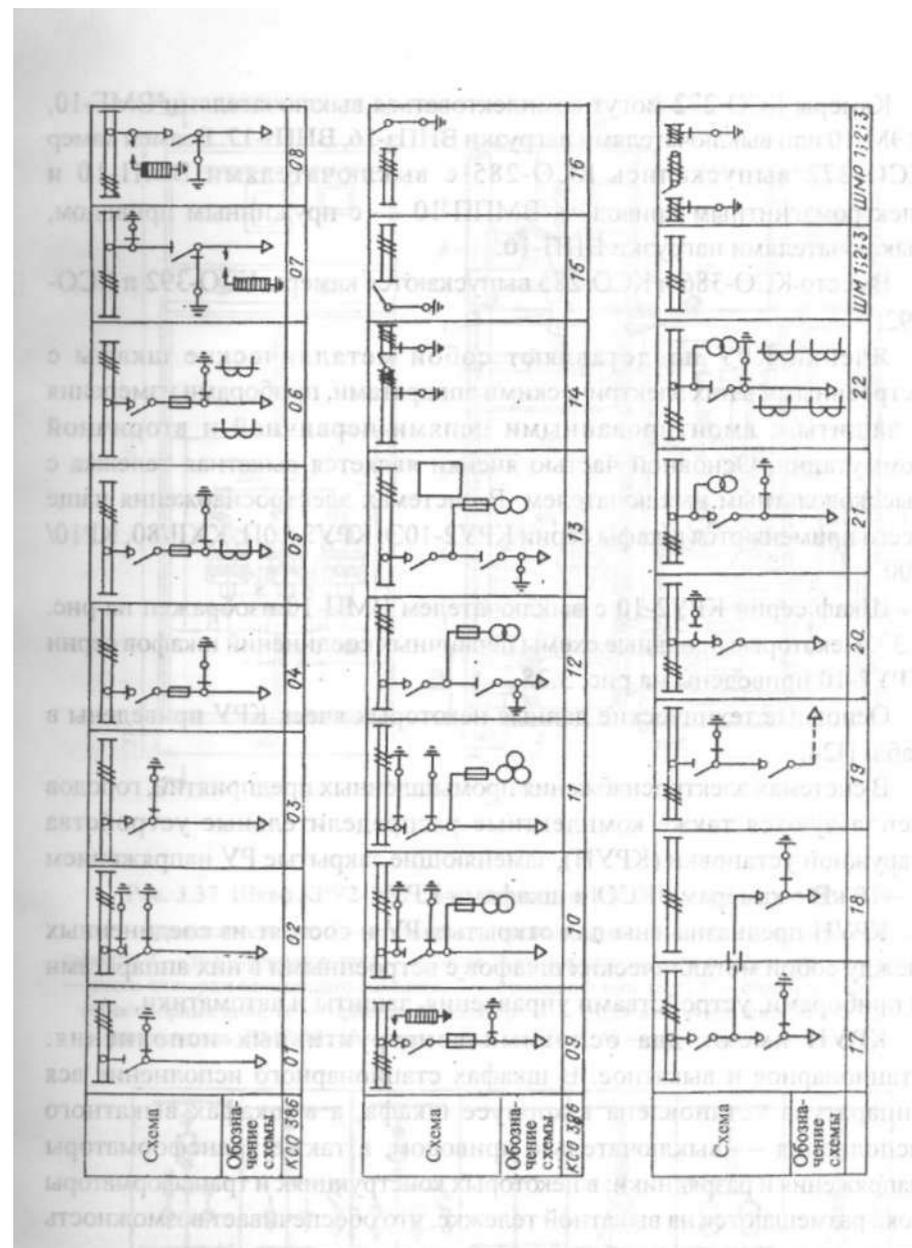


Рис. 3.36. Схемы принципиальные первичных соединений камер КСО-386

Камеры КСО-272 могут комплектоваться выключателями ВМГ-10, ВЭМ-10 или выключателями нагрузки ВМПз-16, ВМПз-17. Взамен камер КСО-272 выпускались КСО-285 с выключателями ВМП-10 и электромагнитным приводом, ВМПП-10 — с пружинным приводом, выключателями нагрузки ВМП-10.

Вместо КСО-386 и КСО-285 выпускаются камеры КСО-392 и КСО-292.

Ячейки КРУ представляют собой металлические шкафы с встроенными в них электрическими аппаратами, приборами измерения и защиты с вмонтированными цепями первичной и вторичной коммутации. Основной частью ячейки является выкатная тележка с высоковольтным выключателем. В системах электроснабжения чаще всего применяются шкафы серии КРУ2-10Э, КРУ2-10П, КХП/80, КРЮ/500.

Шкаф серии КРУ2-10 с выключателем ВМП-10 изображен на рис. 3.37. Некоторые основные схемы первичных соединений шкафов серии КРУ2-10 приведены на рис. 3.38.

Основные технические данные некоторых ячеек КРУ приведены в табл. П24.

В системах электроснабжения промышленных предприятий, городов используются также комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН), заменяющие закрытые РУ напряжением 6—10 кВ с камерами КСО и шкафами КРУ.

КРУН предназначены для открытых РУ и состоят из соединенных между собой металлических шкафов с встроенными в них аппаратами и приборами, устройствами управления, защиты и автоматики.

КРУН имеют два основных конструктивных исполнения: стационарное и выкатное. В шкафах стационарного исполнения вся аппаратура установлена в корпусе шкафа, а в шкафах выкатного исполнения — выключатель с приводом, а также трансформаторы напряжения и разрядники; в некоторых конструкциях и трансформаторы тока размещаются на выкатной тележке, что обеспечивает возможность взаимозаменяемости и облегчает их ремонт и эксплуатацию.

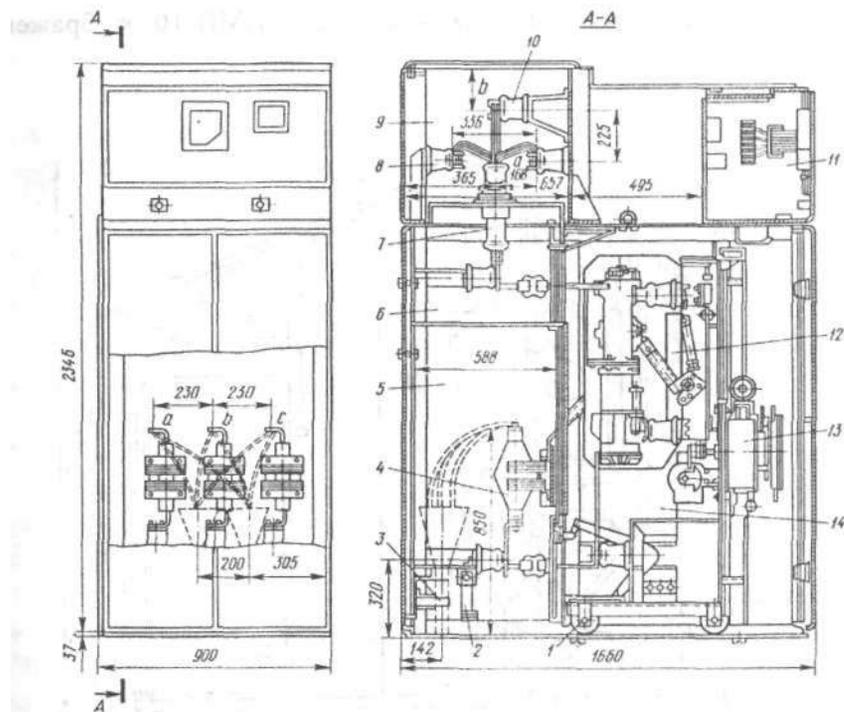


Рис. 3.37. Шкаф КРУ2-10П с выключателем ВМП-10 с приводом ПМП-10:

1 — выкатная тележка; 2 — заземляющий разъединитель; 3 — трансформатор земляной защиты; 4 — трансформатор тока; 5 — отсек трансформаторов тока и кабельной разделки; 6 — отсек шиноразъединяющего контакта; 7 — проходной изолятор; 8 — сборные шины; 9 — отсек сборных шин; 10 — проходной изолятор; 11 — отсек вторичной аппаратуры; 12 — выключатель ВМП-10; 13 — привод выключателя; 14 — отсек выкатной тележки

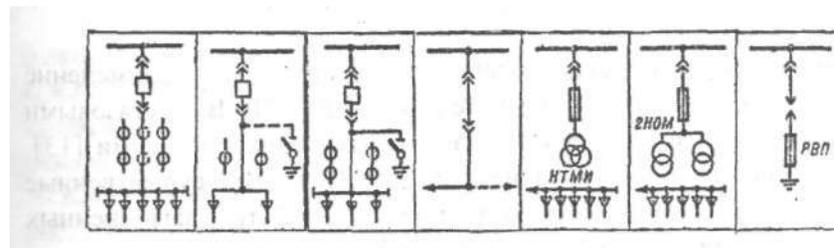


Рис. 3.38. Некоторые схемы первичных соединений шкафов серии КРУ2-10

Шкаф КРУН серии К-ХШ с выключателем ВМП-10 изображен на рис. 3.39.

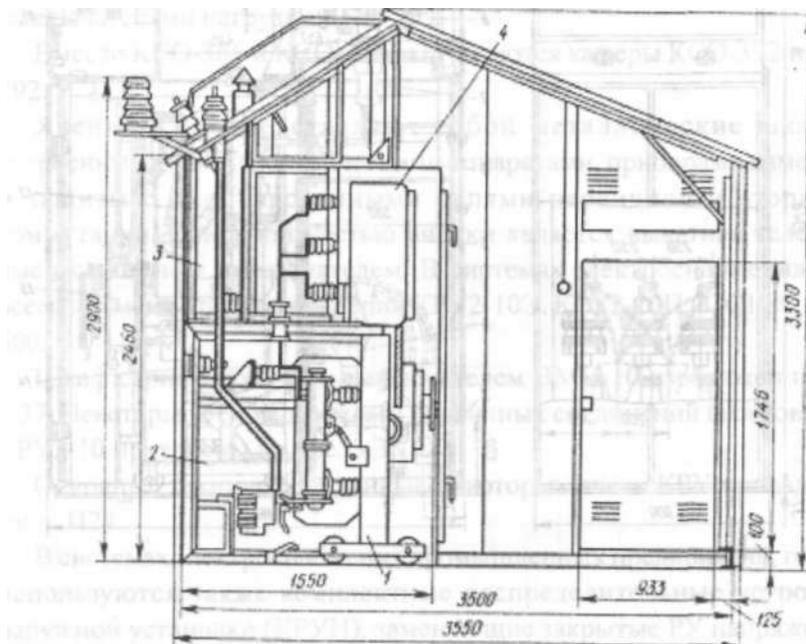


Рис. 3.39. Шкаф КРУН серии К-ХШ с масляным выключателем ВМП-10:

1 — выкатная тележка; 2 — корпус шкафа; 3 — блок шин с металлоконструкцией для фелпения опорных и проходных изоляторов; 4 — шкаф для установки аппаратуры защиты, измерения, учета, управления и сигнализации

Перспективным в системах электроснабжения является применение комплектных распределительных устройств 35—220 кВ с элегазовыми выключателями и 10—35 кВ с вакуумными выключателями [13]. Применение КРУ с элегазовой изоляцией (КРУЭ) имеет существенные преимущества: малые габариты, возможность работы в загрязненных средах, высокий уровень безопасности обслуживания.

3.5. Линии электропередачи и токопроводы напряжением выше 1 кВ

Линии электропередачи (ЛЭП) и токопроводы представляют собой электроустановки, предназначенные для передачи электроэнергии. Они являются одним из основных элементов электрических сетей, обеспечивающих канализацию электроэнергии.

В зависимости от конструктивного исполнения ЛЭП могут быть кабельными (КЛЭП) или воздушными (ВЛЭП).

В наибольшей степени целям канализации электроэнергии в системах электроснабжения промышленных предприятий и городов отвечают кабельные линии электропередач. Сооружение воздушных линий электропередач дешевле кабельных. ВЛЭП рекомендуются в районах малоэтажной застройки. Запрещается строительство воздушных линий электропередач на территории школ, спортивных комплексов, детских лагерей и т.п. Прокладка кабелей осуществляется в местах, где затруднено строительство ВЛЭП. В сетях 6—35 кВ промышленных предприятий для передачи в одном направлении мощности более 15 МВ·А при напряжении 6 кВ, более 25 МВ·А при напряжении 10 кВ и более 35 МВ·А при напряжении 35 кВ, как правило, применяются токопроводы.

Выбор того или иного конструктивного решения электрической сети зависит от плотности застройки территории, ее насыщенности технологическими, сантехническими, транспортными и иными коммуникациями, от размещения нагрузок, уровня и агрессивности грунтовых вод, степени загрязненности воздуха и др.

3.5.1. Кабельная линия

Кабельная линия — это устройство для передачи электроэнергии, состоящее из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками), крепежными деталями, а для маслonaполненных кабелей — и с аппаратами подпитки.

Конструкция силового кабеля на напряжения до 35 кВ приведена на рис. 3.40. Токопроводящие жилы изготавливают из меди или алюминия

и нормируют их по сечению. По форме сечения жилы могут быть круглыми, сегментными или секторными. По числу жил кабели бывают одно-, двух-, трех- и четырехжильными.

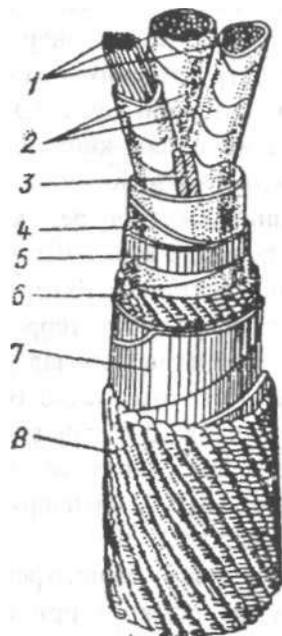


Рис. 3.40. Трехжильный кабель с поясной изоляцией:

1 — токопроводящие жилы; 2 — фазная изоляция; 3 — междуфазное заполнение; 4 — поясная изоляция; 5 — свинцовая или алюминиевая оболочка; 6 — подушка под броню; 7 — стальная ленточная броня; 8 — антикоррозийный покров

Изоляция кабелей может быть: бумажной, из лент кабельной бумаги, наложенной на жилу методом обмотки и пропитанной маслосиликоновым составом; полиэтиленовой; из поливинилхлоридного пластика; резиновой и кремнеорганической резины (нагревостойкие кабели).

Для защиты изоляции жил от воздействия влаги, различных химических веществ, а также для предохранения от механических повреждений кабели снабжают оболочками. Оболочки бывают металлические — из свинца, алюминия или стали, пластмассовые и резиновые.

Свинцовые оболочки характеризуются устойчивостью против действия агрессивности сред, влагостойкостью, пластичностью, гибкостью. Алюминиевые оболочки более прочны, высокая электропроводность позволяет использовать их в качестве нулевой жилы, но они боятся почвенной и электрохимической коррозии.

В кабелях на напряжения 1—35 кВ для повышения электрической прочности между изолированными жилами и оболочкой прокладывается слой поясной изоляции.

Защитные покровы обеспечивают надежность и долговечность кабелей при эксплуатации в различных условиях прокладки. Они состоят из подушки и наружного покрова. Подушка — это слой из волокнистых материалов поверх оболочки под броней. Она предохраняет оболочку кабеля от повреждения, защищает ее от химической и электрохимической коррозии. Наружный покров предназначен для защиты оболочки и брони от коррозии и механических повреждений.

Покровы кабелей могут быть из волокнистых материалов или пластмассовые.

Для защиты кабелей от механических повреждений применяется броня из стальных лент или проволоки.

На напряжения 110 кВ и выше конструкции кабелей значительно усложняются. Кабели выполняются с бумажной изоляцией, пустоты в которой заполнены маслом под постоянным избыточным давлением. В зависимости от величины избыточного давления маслоснаполненные однофазные кабели делятся на: кабели низкого давления, работающие под давлением до 0,1 МПа, среднего — до 0,3 МПа и высокого давления — до 1 МПа. Для поддержания давления масла в кабеле используются специальные насосные станции, устанавливаемые по концам кабеля и по трассе, где кабель разделяется на участки стопорными муфтами.

В состав кабельной арматуры входят концевые, соединительные, ответвительные и стопорные муфты. Конструкция муфт и заделок выбирается в зависимости от напряжения линии, технической характеристики кабелей и условий окружающей среды [22].

Номенклатура выпускаемых электрических кабелей и их технические характеристики приведены в [17].

Выбор и применение электрических кабелей в зависимости от степени воздействия на них неблагоприятных окружающих сред, механических усилий и воздействий, возникающих как при различных видах прокладок, так и в эксплуатации, выполняются в соответствии с едиными техническими указаниями [23].

В системах электроснабжения потребителей применяются различные способы прокладки кабельных линий (рис. 3.41): в земляных траншеях, в кабельных каналах и туннелях, коллекторах, в блоках, по эстакадам и галереям, по стенам зданий и других сооружений.

В земляной *траншее* (рис. 3.41, *а*) может быть проложено 1–6 кабелей напряжением до 10 кВ. При большем количестве ухудшаются условия их охлаждения. Глубина прокладки кабелей должна быть не менее 0,7 м. На дне траншеи, чтобы избежать вмятин, повреждений кабеля, устраивается мягкая подушка из просеянной земли или песка. Кабель укладывается на подушку "змейкой" для компенсации температурных деформаций и устранения влияния смещений почвы, закрывается кирпичом или бетонными плитами с целью защиты его от механических повреждений. При прокладке в одной траншее нескольких кабелей напряжением до 10 кВ расстояние между ними должно быть не менее 100 мм.

Расстояние силового кабеля от подземных и надземных сооружений определяется ПУЭ, например, до фундаментов зданий должно быть не менее 0,6 м, до теплопровода — 2 м, до трубопровода — 0,5 м.

При необходимости прокладки кабелей на глубине менее 0,7 м (например, при вводе в здание), а также в местах пересечения с железнодорожными путями, автодорогами кабели для защиты от механических повреждений заключают в металлические или асбоцементные трубы.

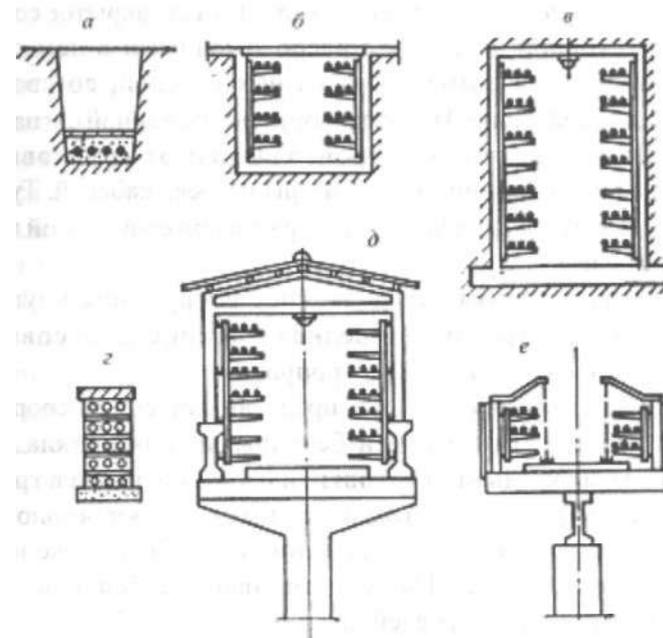


Рис. 3.41. Виды кабельных сооружений:

а — траншея; *б* — канал; *в* — туннель; *г* — блок; *д* — галерея; *е* — эстакада

Кабельный канал (рис. 3.41, *б*) представляет закрытое съемными металлическими или бетонными плитами и заглубленное в грунт, пол и т.д. полностью (на 400... 1200 мм) или частично (выступающее на 150...350 мм над планировочной отметкой) непроходное сооружение, предназначенное для размещения в нем кабелей. В кабельном канале может быть проложено от 6 до 30–35 кабелей. При двойных и строенных каналах возможно увеличение их количества. Применение каналов устраняет влияние на кабели агрессивности грунта, блуждающих токов, упрощает отыскание места повреждения и облегчает производство ремонтных работ кабельных линий.

В кабельном канале совместно могут быть проложены силовые кабели напряжением до и выше 1 кВ, контрольные кабели, кабели связи.

Кабельным туннелем (рис. 3.41, в) называется закрытое сооружение (коридор) глубиной до 2,5 м, с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей, со свободными проходами по всей длине. Туннели оборудуют пожарной сигнализацией, обеспечивают надежной гидроизоляцией от грунтовых вод и вентиляцией для снижения температуры нагрева кабелей. Туннельная канализация электроэнергии целесообразна при совместной прокладке более 30 кабелей.

Коллектором называется подземное сооружение круглого или прямоугольного профиля, предназначенное для совместного размещения кабельных линий, трубопровода.

Кабельный блок (рис. 3.41, г) представляет собой сооружение с трубами (асбоцементными или бетонными) для прокладки в них кабелей. Трубы укладывают в один или несколько рядов в траншею на бетонное основание. После стыковки трубы скрепляют бетоном в общий блок. В местах соединений, ответвлений кабелей, а также на прямых участках длиной более 150 м устраивают кабельные колодцы, облегчающие протяжку кабелей через ответвления блоков.

Прокладка кабелей в закрытых *галереях* (рис. 3.41, д) и на открытых *эстакадах* (рис. 3.41, е) применяется на территории, загруженной подземными коммуникациями, при большой агрессивности почвы, коррозии, затрудняющих прокладку кабелей другими способами. Кабели могут прокладываться и на общих эстакадах с технологическими коммуникациями, а также по стенам зданий.

Надземный способ прокладки кабелей обеспечивает хороший отвод тепла от кабелей благодаря естественной вентиляции, удобство обслуживания.

3.5.2. Воздушные линии электропередачи

Воздушная линия электропередачи представляет собой устройство для передачи электроэнергии по неизолированным проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам, или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.).

Неизолированные провода могут быть однопроволочными (сечением до 10 мм^2) и многопроволочными (свыше 10 мм^2), алюминиевыми (А), сталеалюминиевыми (АС), стальными (С) или медными (М). Медные провода вследствие дефицита меди используются редко.

По условию механической прочности для ВЛЭП выше 1 кВ допускается применение алюминиевых проводов сечением не менее 35 мм^2 , сталеалюминиевых и стальных — не менее 25 мм^2 .

Фрагмент (участок) ВЛЭП и основные ее параметры приведен на рис. 3.42. ВЛЭП состоит из следующих конструктивных элементов: *проводов*; *защитных тросов*, монтируемых в верхней части опор для защиты проводов от атмосферных перенапряжений; *опор*, поддерживающих провода и тросы на определенной высоте; *изоляторов* для изоляции провода от опоры; *арматуры*, при помощи которой провода крепятся на изоляторах, а изоляторы — на опоре.

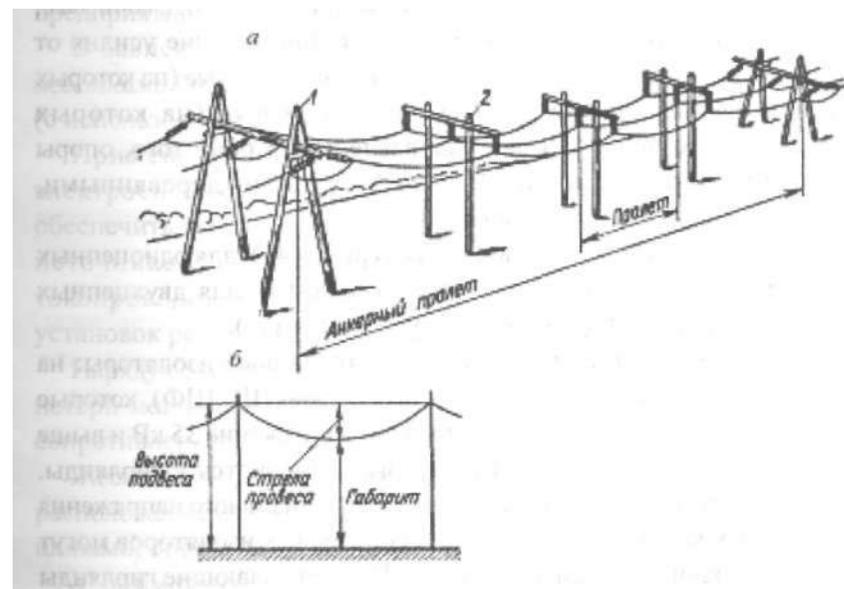


Рис. 3.42. Конструктивная схема одноцепной ВЛ (а) и параметры ВЛ (б):
1 — анкерная опора; 2 — промежуточная опора

Основными параметрами ВЛЭП являются: *пролет воздушной линии*, или расстояние между двумя соседними опорами; *высота подвеса линии* — расстояние от земли до места крепления провода на изоляторе; *стрела провеса провода* — расстояние по вертикали между горизонтальной прямой, соединяющей точки крепления провода на опорах, и нижней точкой провеса провода в пролете; *габарит провода над землей* — расстояние от провода до поверхности земли при наибольшей стреле провеса.

Воздушные линии электропередачи могут быть одно- и двухцепными. Под *цепью* понимается три провода трехфазной линии.

Для ВЛЭП применяются следующие типы опор [1]: *промежуточные*, устанавливаемые на прямых участках трассы ВЛЭП и в нормальных режимах работы не воспринимающие усилий, направленных вдоль ВЛЭП; *анкерные*, устанавливаемые на пересечениях с различными сооружениями и воспринимающие усилия проводов вдоль ВЛ; *угловые*, устанавливаемые в местах изменения направления трассы ВЛ; *концевые*, устанавливаемые в начале и конце ВЛ и воспринимающие усилия от одностороннего тяжения; *специальные — ответвительные* (на которых выполняется ответвление от ВЛ), *перекрестные* (на которых выполняется пересечение ВЛ двух направлений). Кроме того, опоры ВЛЭП могут быть одноцепными и двухцепными; деревянными, железобетонными и металлическими.

Провода на опорах могут располагаться (рис. 3.43): для одноцепных линий — треугольником (а) или горизонтально (б), для двухцепных линий — обратной елкой (в) или шестиугольником (г).

На ВЛЭП применяются фарфоровые и стеклянные изоляторы: на напряжение до 35 кВ включительно — штыревые (ШС, ШФ), которые крепятся к опорам на крюках или штырях; на напряжение 35 кВ и выше — подвесные изоляторы (ПС, ПФ), которые собираются в гирлянды. Количество изоляторов в гирлянде зависит от номинального напряжения и требуемого уровня изоляции. Гирлянды подвесных изоляторов могут быть поддерживающими или натяжными. Поддерживающие гирлянды располагаются вертикально на промежуточных опорах, натяжные — на анкерных опорах почти горизонтально.

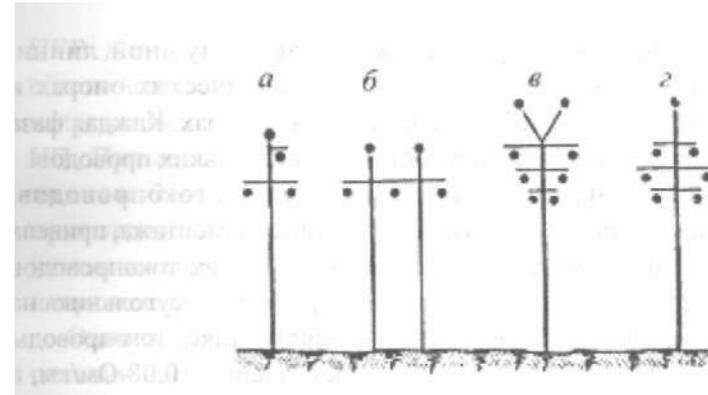


Рис. 3.43. Расположение проводов и защитных тросов на опорах

3.5.3. Токопроводы

Токопроводы напряжением 6—35 кВ находят применение в системах внешнего и внутривозвского электроснабжения промышленных предприятий.

В зависимости от вида проводников токопроводы могут быть *жесткими* (жесткие шины различного профиля и сечения) и *гибкими* (с использованием неизолированных проводов).

Применение токопроводов позволяет повысить надежность электроснабжения, упростить эксплуатационное обслуживание, обеспечить экономию кабельной продукции, сократить число ячеек в источнике питания. Значительное реактивное сопротивление токопроводов способствует уменьшению токов КЗ, поэтому от установок реакторов на отходящих линиях можно отказаться.

Наряду с этим токопроводы имеют, как правило, большие, чем КЛЭП, потери мощности и энергии вследствие значительного индуктивного сопротивления и потери в крепящих и строительных конструкциях.

Жесткие токопроводы могут быть с вертикальным и горизонтальным расположением фаз, а также симметричными (подвесными с жесткими шинами, опорными или подвесными изоляторами).

У симметричных токопроводов фазы расположены по вершинам равностороннего треугольника. Этим обусловлены меньшие потери мощности, меньшая реактивность, а следовательно, невелики и потери напряжения.

Гибкие токопроводы выполняются в виде воздушной линии, смонтированной на железобетонных или металлических опорах и подвешиваемой на натяжных или подвесных изоляторах. Каждая фаза гибкого токопровода расщеплена и состоит из нескольких проводов.

Необходимость применения компактных токопроводов, позволяющих использовать индустриальные способы монтажа, привела к разработке комплектных симметричных трехфазных токопроводов типа КСТ, в которых фазы расположены по вершинам треугольника на опорных изоляторах в общем корпусе. Выпускаются такие токопроводы на токи 1600 и 2500 А с индуктивным сопротивлением 0,08 Ом/км, в виде отдельных секций.

Основным недостатком КСТ является его высокая стоимость.

3.6. Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях

Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях определяется величиной и характером электрических нагрузок (требуемой надежностью электроснабжения и характером потребления электроэнергии), территориальным размещением нагрузок, их перспективным изменением и при необходимости обосновывается технико-экономическими расчетами.

Как правило, в системах электроснабжения применяются одно- и двухтрансформаторные подстанции. Применение трехтрансформаторных подстанций вызывает дополнительные капитальные затраты и повышает годовые эксплуатационные расходы. Трехтрансформаторные подстанции используются редко, как вынужденное решение при реконструкции, расширении подстанции, при системе раздельного питания силовой и осветительной нагрузок, при питании резкопеременных нагрузок.

На крупных подстанциях (ГПП) применяются в основном два трансформатора (два независимых источника питания), так как через такие подстанции должны обеспечиваться электроэнергией электроприемники I, II и III категорий надежности электроснабжения.

При нескольких пунктах приема электроэнергии на предприятии на ГПП, а также при питании предприятия по схеме глубокого ввода на

ПГВ допускается применять по одному трансформатору при обеспечении послеаварийного питания нагрузок по связям вторичного напряжения с соседними подстанциями (ПГВ, ГПП), с ТЭЦ или другими ИП. При магистральном питании однострансформаторных ПГВ по линиям 35—220 кВ ближайшие подстанции рекомендуется присоединять к разным линиям или цепям с последующим использованием в послеаварийных режимах связей на вторичном напряжении.

Однострансформаторные ТП 6—10/0,4—0,23 кВ применяются при питании нагрузок, допускающих перерыв электроснабжения на время не более одних суток, необходимых для ремонта или замены поврежденного элемента (питание электроприемников III категории), а также для питания электроприемников II категории, при условии резервирования мощности по переключкам на вторичном напряжении или при наличии складского резерва трансформаторов.

Однострансформаторные ТП выгодны еще и потому, что если работа предприятия сопровождается периодами малых нагрузок, то за счет наличия переключек между ТП на вторичном напряжении можно отключать часть трансформаторов, создавая этим экономически целесообразный режим работы. Под экономичным понимается такой режим работы, который обеспечивает минимальные потери мощности в трансформаторах. В данном случае решается задача выбора оптимального количества работающих трансформаторов.

Такие ТП могут быть экономичны и в плане максимального приближения напряжения 6—10 кВ к электроприемникам, поскольку за счет децентрализации трансформирования электрической энергии уменьшается протяженность сетей до 1 кВ. В этом случае вопрос решается в пользу применения двух однострансформаторных по сравнению с одной двухтрансформаторной подстанцией.

Двухтрансформаторные ТП применяются при преобладании электроприемников I и II категорий. При этом мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного другой трансформатор с учетом допустимой перегрузки принял бы на себя нагрузку всех потребителей (в этой ситуации можно временно отключить электроприемники III категории). Такие подстанции

желательны и независимо от категории потребителей, но при наличии неравномерного суточного или годового графика нагрузки. В этих случаях выгодно менять присоединенную мощность трансформаторов, например, при наличии сезонных нагрузок, одно- или двухсменной работы со значительными изменениями загрузки смен.

Электроснабжение населенного пункта, микрорайона города, цеха, группы цехов или всего предприятия может быть обеспечено от одной или нескольких ТП. Целесообразность сооружения одно- или двухтрансформаторных подстанций определяется в результате технико-экономического сравнения нескольких вариантов системы электроснабжения. Критерием выбора варианта является минимум приведенных затрат на сооружение системы электроснабжения. Сравнимые варианты должны обеспечивать требуемый уровень надежности электроснабжения.

В системах электроснабжения промышленных предприятий наиболее распространены следующие единичные мощности трансформаторов: 630, 1000, 1600 кВА, в электрических сетях городов — 400, 630 кВА. Практика проектирования и эксплуатации показала необходимость применения однотипных трансформаторов одинаковой мощности, так как разнообразие их создает неудобства в обслуживании и вызывает дополнительные затраты на ремонт.

В общем случае выбор мощности трансформаторов производится на основании следующих основных исходных данных: расчетной нагрузки объекта электроснабжения, продолжительности максимума нагрузки, темпов роста нагрузок, стоимости электроэнергии, нагрузочной способности трансформаторов и их экономической загрузки.

Основным критерием при выборе единичной мощности также, как и количества трансформаторов, является минимум приведенных затрат, полученный на основе технико-экономического сравнения вариантов.

Ориентировочно выбор единичной мощности трансформаторов может выполняться по удельной плотности расчетной нагрузки (кВА/м²) и полной расчетной нагрузки объекта (кВА). При удельной плотности нагрузки до 0,2 ВА/м² и суммарной нагрузке до 3000 кВА целесообразно применять трансформаторы 400; 630; 1000 кВА — с вторичным напряжением 0,4/0,23 кВ. При удельной плотности и

суммарной нагрузке выше указанных значений более экономичны трансформаторы мощностью 1600 и 2500 кВА.

Однако эти рекомендации не являются достаточно обоснованными вследствие быстроменяющихся цен на электрооборудование, и в частности, ТП.

В проектной практике трансформаторы ТП часто выбирают по расчетной нагрузке объекта и рекомендуемым коэффициентам

экономической загрузки трансформаторов ($K_{э} = \frac{S_p}{S_{нТ}}$), в соответствии с данными табл. 3.2.

Таблица 3.2. Рекомендуемые коэффициенты загрузки трансформаторов цеховых ТП

Коэффициент загрузки трансформатора	Вид ТП и характер нагрузки
0,65...0,7	Двухтрансформаторные ТП с преобладающей нагрузкой I категории
0,7...0,8	Однотрансформаторные ТП с преобладающей нагрузкой II категории при наличии взаимного резервирования по перемычкам с другими подстанциями на вторичном напряжении
0,9...0,95	ТП с нагрузкой III категории или с преобладающей нагрузкой II категории при возможности использования складского резерва трансформаторов

Важное значение при выборе мощности трансформаторов является правильный учет их нагрузочной способности. Под *нагрузочной способностью трансформатора* понимается совокупность допустимых нагрузок, систематических и аварийных перегрузок из расчета теплового износа изоляции трансформатора. Если не учитывать нагрузочную способность трансформаторов, то можно необоснованно завысить при выборе их номинальную мощность, что экономически нецелесообразно.

На значительном большинстве подстанций нагрузка трансформаторов изменяется и в течение продолжительного времени остается ниже номинальной. Значительная часть трансформаторов выбирается с учетом послеаварийного режима и поэтому нормально они остаются длительное время недогруженными. Кроме того, силовые трансформаторы рассчитываются на работу при допустимой температуре окружающей среды, равной +40 °С. В действительности они работают в обычных условиях при температуре среды до 20... 30 °С. Следовательно, силовой трансформатор в определенное время может быть перегружен с учетом рассмотренных выше обстоятельств без всякого ущерба для установленного ему срока службы (20.. 25 лет).

На основании исследований различных режимов работы трансформаторов разработан ГОСТ 14209-85, регламентирующий допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки силовых масляных трансформаторов общего назначения мощностью до 100 МВ·А включительно с видами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц с учетом температуры охлаждения среды $\theta_{\text{охл}}$.

Температура охлаждающей среды для определения допустимых систематических нагрузок принимается как эквивалентное значение для данной местности, вычисленное в соответствии с [24]. Для областных городов Республики Беларусь эквивалентная температура находится в пределах: 9,4...11 °С — годовая, -3,4...-6,7 °С — зимняя и 15,1...17,9 °С — летняя. При определении допустимых аварийных перегрузок температура охлаждающей среды принимается во время возникновения аварийной перегрузки.

Для определения систематических нагрузок и аварийных перегрузок в соответствии с [24] необходимо также знать начальную нагрузку, предшествующую перегрузке, и продолжительность перегрузки. Эти данные определяются по реальному исходному графику нагрузки (полной мощности или току), преобразованному в эквивалентный в тепловом отношении прямоугольный двух- или многоступенчатый график.

В связи с необходимостью иметь реальный исходный график нагрузки расчет допустимых нагрузок и перегрузок в соответствии с [24] может быть выполнен для действующих подстанций.

На стадии проектирования подстанций можно использовать типовые графики нагрузок или в соответствии с рекомендациями, также предлагаемыми в [24], выбирать мощность трансформаторов по условиям аварийных перегрузок согласно табл. 3.3.

Тогда для подстанций, на которых возможна аварийная перегрузка трансформаторов (двухтрансформаторные, однотрансформаторные с резервными связями по вторичной стороне), если известна расчетная нагрузка объекта S_p и коэффициент допустимой аварийной перегрузки $K_{\text{з.ав}}$ (табл. 3.3), номинальная мощность трансформатора определяется как

$$S_{\text{н.т.}} = \frac{S_p}{K_{\text{з.ав}}} \quad (3.8)$$

Следует также отметить, что нагрузка трансформатора свыше его номинальной мощности допускается только при исправной и полностью включенной системе охлаждения трансформатора.

Что касается типовых графиков, то на сегодняшний день они разработаны для ограниченного количества узлов нагрузок.

Частично типовые графики отдельных видов потребителей (коммунально-бытовых и сельскохозяйственных) обработаны и для практического удобства сведены в табл. 3.4, 3.5 [25].

В этих таблицах в сокращенном виде соответственно указаны интервалы допустимых нагрузок и аварийных перегрузок трансформаторов с естественным масляным охлаждением, напряжением 10/0,4 кВ, мощностью до 630 кВ·А для некоторых видов потребителей с учетом климатических условий Республики Беларусь.

По табл. 3.4 для необходимого вида нагрузки находится интервал минимальной и максимальной границы допустимой систематической нагрузки трансформатора ($S_{\text{д.мин}} \dots S_{\text{д.макс}}$), в котором находится величина расчетной нагрузки трансформатора S_p (для трансформаторов,

установленных на двухтрансформаторных подстанциях $S_p = \frac{S_{\text{т.м}}}{2}$, где

$S_{\text{т.м}}$ — расчетная нагрузка подстанции).

Условие

$$S_{\text{д.мин}} \leq S_p \leq S_{\text{д.макс}} \quad (3.9)$$

Таблица 3.3. Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов при выборе их номинальной мощности для промышленных подстанций при предшествующей нагрузке, не превышающей 0,8 от номинальной

Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузки, в долях номинального тока, в зависимости от эквивалентной температуры охлаждающего воздуха													
	-20°C		-10°C		0°C		10°C		20°C		30°C		40°C	
	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ	М, Д	ДЦ
0,5	2,0	1,9	2,0	1,8	2,0	1,8	2,0	1,7	2,0	1,6	2,0	1,5	2,0	1,5
1,0	2,0	1,8	2,0	1,7	2,0	1,7	2,0	1,6	2,0	1,5	1,9	1,5	1,7	1,4
2,0	2,0	1,7	2,0	1,6	1,9	1,6	1,8	1,5	1,7	1,4	1,6	1,4	1,4	1,3
4,0	1,8	1,6	1,7	1,5	1,7	1,5	1,6	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,3
6,0	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
8,0	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2
12,0	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2
24,0	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	1,3	1,1	1,2

Таблица 3.4. Данные для выбора трансформаторов по допустимым систематическим нагрузкам

Вид нагрузки	Интервалы нагрузки (кВ·А) для трансформаторов мощностью (кВ·А)									
	25	40	63	100	160	250	400	630		
Производственные потребители, хозяйства, мастерские по обслуживанию сельскохозяйственной техники, стройцеха, овощехранилища и насосные станции водоснабжения, котельные	до 40	41—64	65—101	102—154	155—247	248—386	387—617	618—972		
Коммунально-бытовые потребители	до 40	41—65	66—103	104—163	164—256	257—401	402—642	643—1011		
Общественные и административные предприятия (школы, клубы, столовые, бани, магазины) в сочетании с жилыми домами	до 41	42—66	67—104	105—163	164—260	261—407	408—652	653—1026		
Сельские жилые дома, группы сельских жилых домов (как правило, одноквартирной застройки)	до 40	41—64	65—101	102—161	162—249	250—390	391—624	625—982		
Коммунально-бытовые потребители поселков городского типа и городов районного подчинения	до 40	41—64	65—101	102—161	162—252	253—395	396—632	633—995		
Жилые дома, поселки городского типа и города районного подчинения	до 38	39—61	62—96	97—146	147—233	234—365	366—584	585—919		
Смешанная нагрузка с преобладанием (более 60 %) производственных потребителей	до 39	40—62	63—98	99—148	149—230	239—372	373—595	596—937		
Со смешанной нагрузкой с преобладанием (более 40 %) коммунально-бытовых потребителей										

Таблица 3.5. Данные для выбора трансформаторов по допустимым аварийным нагрузкам

Вид нагрузки	Интервалы нагрузки (кВ·А) для трансформаторов мощностью (кВ·А)							
	2,5	40	63	100	160	250	400	630
Производственные потребители, хозяйства, мастерские по обслуживанию сельскохозяйственной техники, стройцеха, овощехранилища и насосные станции водоснабжения, котельные	до 42	43—68	69—107	108—169	170—270	271—422	423—676	677—1064
Коммунально-бытовые потребители — общественные и административные предприятия (школы, клубы, столовые, бани, магазины) в сочетании с жилыми домами	до 44	45—70	71—110	111—176	177—278	279—435	436—696	697—1096
Сельские жилые дома, группы сельских жилых домов (как правило, одноэтажной застройки)	до 45	46—72	73—113	114—179	180—286	287—447	448—716	717—1127
Коммунально-бытовые потребители поселков городского типа и городов районного подчинения	до 43	44—68	69—108	109—172	173—270	271—422	423—676	677—1064
Жилые дома, поселки городского типа и города районного подчинения	до 42	43—68	69—107	108—170	171—273	274—427	428—684	685—1077
Смешанная нагрузка с преобладанием (более 60 %) производственных потребителей	до 42	43—67	68—106	107—161	162—257	258—402	403—644	645—1014
Со смешанной нагрузкой с преобладанием (более 40 %) коммунально-бытовых потребителей	до 42	43—68	69—107	108—164	165—262	263—410	411—656	657—1033

определяет номинальную мощность трансформатора по допустимой нагрузке для нормального режима работы подстанции.

По табл. 3.5 для соответствующего вида нагрузки устанавливается номинальная мощность трансформатора по допустимой аварийной нагрузке исходя из условия:

$$S_{ан.мин} \leq S_{ан} \leq S_{ан.макс} \quad (3.10)$$

где $S_{ан.мин}$, $S_{ан.макс}$ — соответственно минимальная и максимальная границы аварийных нагрузок трансформатора; $S_{ан}$ — аварийная нагрузка трансформатора, определяемая из условий необходимости и возможности резервирования нагрузки.

В зависимости от возможных режимов работы трансформатора выбор мощности его осуществляется по табл. 3.4 или по табл. 3.4, 3.5.

Поскольку выбор количества и мощности трансформаторов, в особенности потребительских подстанций 6—10/0,4—0,23 кВ, определяется чаще всего экономическим фактором, то существенным при этом является учет компенсации реактивной мощности в электрических сетях потребителя. Компенсируя реактивную мощность в сетях до 1 кВ, можно уменьшить количество ТП 10/0,4, их номинальную мощность. Особенно это существенно для промышленных потребителей, в сетях до 1 кВ которых приходится компенсировать значительные величины реактивных нагрузок. Существующая методика по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий предполагает выбор мощности компенсирующих устройств и одновременно — количества трансформаторов подстанций и их мощности (см. также гл. 4).

Таким образом, с учетом вышеизложенного, а также сложностей непосредственных экономических расчетов, быстроменяющихся стоимостных показателей строительства подстанций и стоимости электроэнергии выбор мощности силовых трансформаторов при проектировании новых и реконструкции действующих потребительских подстанций 6—10/0,4—0,23 кВ может быть осуществлен следующим образом:

в сетях промышленных предприятий

а) единичная мощность трансформаторов выбирается в соответствии с рекомендациями удельной плотности расчетной нагрузки и полной расчетной нагрузки объекта;

б) количество трансформаторов подстанции и их номинальную мощность определяют согласно указаниям по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий [3] (см. также раздел 4.3);

в) выбор мощности трансформаторов должен осуществляться с учетом рекомендуемых коэффициентов загрузки (табл. 3.2) и допустимых аварийных перегрузок трансформаторов (табл. 3.3);

г) при наличии типовых графиков нагрузки выбор следует вести в соответствии с ГОСТ 14209-85 [24] и с учетом компенсации реактивной мощности в сетях до 1 кВ;

в городских электрических сетях

а) располагая типовыми графиками нагрузки подстанции, выбор мощности трансформаторов следует выполнять в соответствии с ГОСТ 14209-85 [24];

б) зная вид нагрузки подстанции, при отсутствии типовых графиков ее целесообразно руководствоваться методическими указаниями института "Белэнергосетьпроект" [25], т.е. использовать данные табл. 3.4, 3.5.

3.7. Выбор места расположения подстанций

Правильный выбор мест размещения трансформаторных подстанций (ГПП, ПГВ, ТП) и распределительных пунктов (ГРП, РП) на территории электрифицированного объекта (цеха, микрорайона, промышленного предприятия, населенного пункта, города) позволяет построить наиболее рациональную электрическую сеть (с наименьшим расходом проводникового материала и потерей электроэнергии и др.).

Основными факторами, определяющими выбор места расположения подстанций, являются: величина, характер и размещение электрических нагрузок на плане (генплане) объекта, условия окружающей среды, применяемые схемы и способы прокладки проводов и кабелей для передачи и распределения электроэнергии, расположение строительных и коммуникационных сооружений.

Критерием выбора наиболее выгодного места расположения подстанции является минимум суммарных приведенных затрат на электрическую сеть, в которой находится данная подстанция.

Место (точка, область) размещения подстанции, определенное по критерию минимума приведенных затрат, принято условно называть *центром электрической сети* (ЦС) [26].

Выбор наиболее выгодных мест расположения подстанций связан с оптимальным построением всей сети, в которой размещены данные подстанции. При этом приведенные затраты на электрическую сеть составят:

$$Z = Z_{\text{л}} + Z_{\text{п}} + Z_{\text{н}}, \quad (3.11)$$

где $Z_{\text{л}}$, $Z_{\text{п}}$, $Z_{\text{н}}$ — затраты соответственно на линии, подстанции и на повышение надежности.

Все составляющие затрат $Z_{\text{л}}$, $Z_{\text{п}}$, $Z_{\text{н}}$ взаимосвязаны. При этом существуют достаточно широкие области с неизменными $Z_{\text{п}}$ и $Z_{\text{н}}$. Это

позволяет ставить задачу выбора рациональных мест размещения вполне определенных, конкретных подстанций при обеспечении требуемой надежности электроснабжения.

В условиях быстроменяющихся стоимостных показателей оборудования, линий электропередачи, стоимости электроэнергии, а также с учетом вероятностного характера изменения электрических нагрузок во времени, наличия реальных ограничений при определении местоположения подстанций значительный интерес представляет упрощенная приближенная оценка ЦС, основанная на факторах, определяющих его местоположение. Такими факторами являются расход проводникового материала (V) и средние потери мощности в сети (ΔP). Параметры V и ΔP находятся в прямо пропорциональной зависимости с моментом нагрузки сети $M_{\text{л}} = I \ell (M_{\text{п}} = P \ell)$ [26]. Таким

образом, момент нагрузки сети — это важнейший ее параметр, снижение которого ведет к комплексному повышению всех основных экономических показателей сети.

Центр сети, определенный по минимуму суммарного момента нагрузки сети, называется *центром нагрузки* (ЦН). Геометрический центр нагрузок при ряде ограничений в области схемного построения

сети находится следующим образом. Передвигая по плану (генплану) объекта вдоль оси абсцисс прямую, параллельную оси ординат, отыскивают такое ее положение, при котором разность сумм нагрузок, расположенных левее ($\sum P_{\text{л}}$) и правее ($\sum P_{\text{п}}$) этой прямой, меняет знак или равна нулю.

Точка пересечения упомянутой прямой с осью абсцисс (или интервал таких точек) укажет на координату $X_{\text{цн}}$ (или интервал координат) центра нагрузки.

Аналогичным образом передвигая вдоль оси ординат прямую, параллельную оси абсцисс, находят координату $Y_{\text{цн}}$ центра нагрузок. Найденные таким путем координаты центра нагрузок справедливы для трасс участков сети, располагающихся параллельно прямоугольным проездам (проходам) на генплане (плане) объекта. При применении лучевых схем распределения электроэнергии, когда отсутствуют ограничения прямоугольной сетки, за ЦН принимается точка, в которой сумма векторов нагрузок, выходящих из этой точки по направлению к расположению нагрузок, будет равна нулю ($\sum \vec{P}_i = 0$).

Широко распространенное понятие центра нагрузок, координаты которого определяются как координаты центра тяжести системы материальных точек [27]:

$$X_{\text{цн}} = \frac{\sum P_{\text{р}i} X_i}{\sum P_{\text{р}i}}; Y_{\text{цн}} = \frac{\sum P_{\text{р}i} Y_i}{\sum P_{\text{р}i}}, \quad (3.12)$$

где $P_{\text{р}i}$ — расчетная нагрузка i -го потребителя (электроприемника); X_i, Y_i — координаты на генплане (плане) объекта i -го потребителя (электроприемника), минимизирует момент нагрузки сети в частном случае, для радиальной сети, участки которой параллельны взаимно перпендикулярным направлениям, при равномерном расположении на плоскости одинаковых электрических нагрузок. При неравномерном же расположении различных нагрузок центр нагрузок, определенный как центр тяжести, отличается от искомого, для которого характерен минимум моментов нагрузки сети. Это объясняется тем, что координаты центра тяжести минимизируют, как известно из механики, момент инерции [26]. Однако при относительно равномерном размещении

нагрузок определение средневзвешенных значений координат ($X_{\text{цн}}; Y_{\text{цн}}$) для ориентировочного отыскания условного центра электрических нагрузок по выражениям (3.12) вполне допустимо.

Величина, структура и размещение нагрузок на плане (генплане) представляются *картограммой электрических нагрузок*. Картограмма — это размещенные на генплане электрифицированного объекта площади, ограниченные окружностями, которые в выбранном масштабе соответствуют расчетным нагрузкам потребителей (цехов, зданий).

Площадь круга в определенном масштабе равна расчетной нагрузке соответствующего потребителя:

$$P_{\text{р}i} = \pi r_i^2 m, \text{ откуда } r_i = \sqrt{\frac{P_{\text{р}i}}{\pi m}}, \quad (3.13)$$

где $P_{\text{р}i}$ — расчетная мощность i -го потребителя, кВт; m — масштаб для определения площади круга, кВт/мм²; r_i — радиус круга, мм.

Каждый круг может быть разделен на секторы, соответствующие осветительной и силовой (напряжением до 1 кВ и выше) нагрузкам. Угол сектора определяется по приведенному выражению, например для осветительной нагрузки:

$$\alpha_{\text{осв}} = \frac{360 \cdot P_{\text{осв}}}{P_{\text{р}i}}. \quad (3.14)$$

Картограмма наносится на генеральный план объекта отдельно для активных и реактивных нагрузок, т.к. питание их производится от различных источников. Питание активных нагрузок обеспечивается от электростанций энергосистемы, реактивных — кроме этого, от конденсаторных батарей, перевозбужденных синхронных двигателей и синхронных компенсаторов.

Первый план с картограммой нагрузок необходим для выбора рационального места расположения понизительных подстанций (ГПП, ПГВ, ТП), второй помогает определить рациональное размещение компенсирующих устройств в электрических сетях потребителя.

Фрагмент генплана предприятия с картограммой нагрузок приведен на рис. 3.44.

За центр окружности для каждого цеха принимается геометрический центр фигуры, изображающей цех на генплане. Для общественно-бытовых зданий центр окружности совмещают с вводно-распределительным устройством. В общем случае центр окружности должен совпадать с центром электрических нагрузок.

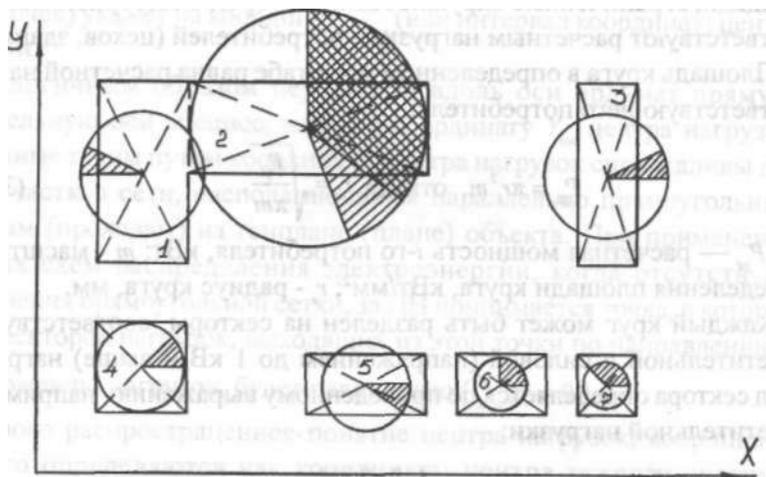


Рис. 3.44. Фрагмент генплана предприятия с картограммой нагрузок: 1, ... ,7— номера цехов

Выбор местоположения цеховых (потребительских) подстанций 6—10/0,4 кВ выполняется после определения их количества для проектируемого объекта (цеха, микрорайона и т.п.). Если подстанция одна, ее следует размещать в центре электрических нагрузок, если более одной, то необходимо разбить площадь цеха (микрорайона) на участки, каждый из которых обеспечивается питанием от одной подстанции. Это можно сделать, исходя из равных нагрузок всех участков [26].

Наивыгоднейшим местом расположения ГПП является центр электрических нагрузок.

Для выбора места расположения подстанций глубокого ввода следует предварительно определить группы потребителей, питающихся от каждой ПГВ, и выбор места ПГВ производить с учетом центра электрических нагрузок соответствующей группы потребителей.

На практике выбор местоположения трансформаторных подстанций зависит от местных условий, т.к. возможны неблагоприятные условия среды, наличие производственных загрязнений, вредно воздействующих на оборудование. Площадка предприятия может быть стеснена различными коммуникациями, сооружениями, поэтому выбор места расположения трансформаторных подстанций определяют условия технологического процесса.

Распределительные пункты (ГРП, РП) выгоднее размещать на границе питаемых ими участков сети таким образом, чтобы не было обратных потоков энергии (рис. 3.45).

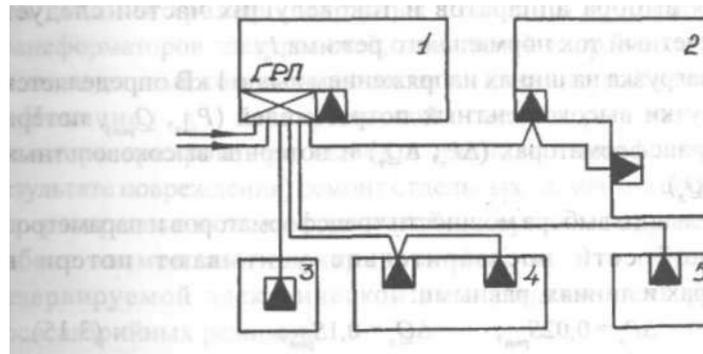


Рис. 3.45. Размещение ГРП (РП) на генплане предприятия:
1, — ,5 — номера цехов

Смещение РП к центру электрических нагрузок вызывает увеличение приведенных затрат на электрическую сеть.

3.8. Выбор токоведущих частей и аппаратов напряжением выше 1 кВ

3.8.1. Расчетные условия продолжительного режима

Продолжительный режим работы электроустановки — это режим, продолжающийся не менее чем необходимо для достижения установившейся температуры токоведущих частей при неизменной температуре охлаждающей среды. Продолжительным считаются нормальный, ремонтный и послеаварийный режимы.

Нормальный — это такой режим работы электротехнического устройства, при котором значения его параметров не выходят за пределы, допустимые при заданных условиях эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перегрузок. Ток нагрузки в этом режиме может изменяться в зависимости от графика нагрузки. Для выбора аппаратов и токоведущих частей следует принимать расчетный ток нормального режима I_p .

Расчетная нагрузка на шинах напряжением выше 1 кВ определяется с учетом нагрузки высоковольтных потребителей ($P_{рвн}$, $Q_{рвн}$), потерь мощности в трансформаторах (ΔP_τ , ΔQ_τ) и потерь в высоковольтных линиях (ΔP_λ , ΔQ_λ).

До окончательного выбора мощности трансформаторов и параметров высоковольтной сети предварительно учитывают потери в трансформаторах и линиях, равными:

$$\Delta P_\tau = 0,02S_{рвн}; \quad \Delta Q_\tau = 0,1S_{рвн}; \quad (3.15)$$

$$\Delta P_\lambda = 0,03S_{рвн}; \quad \Delta Q_\lambda \approx 0 \text{ (для КЛЭП)}, \quad (3.16)$$

где $S_{рвн}$ — расчетная мощность на напряжении до 1 кВ.

Суммарные активная и реактивная мощности на напряжении выше 1 кВ рассчитываются таким образом:

$$P_{P\Sigma} = (\sum P_{рвн} + \sum P_{рвн} + \Delta P_\tau + \Delta P_\lambda)K_\Sigma; \quad (3.17)$$

$$Q_{P\Sigma} = (\sum Q_{рвн} + \sum Q_{рвн} + \Delta Q_\tau + \Delta Q_\lambda)K_\Sigma, \quad (3.18)$$

где K_Σ — коэффициент совмещения максимумов нагрузок (0,9...0,95); $P_{рвн}$, $Q_{рвн}$ — соответственно активная и реактивная мощности на напряжении до 1 кВ.

Тогда расчетный ток определяется как

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{P\Sigma}^2 + Q_{P\Sigma}^2}}{\sqrt{3}U_n}, \quad (3.19)$$

а при учете мощности компенсирующих устройств в электрической сети ($Q_{св}$) —

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{P\Sigma}^2 + (Q_{P\Sigma} - Q_{св})^2}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{\sqrt{P_{P\Sigma}^2 + Q_{\Sigma 1}^2}}{\sqrt{3}U_n}, \quad (3.20)$$

где $Q_{\Sigma 1}$ — разрешенная к потреблению из энергосистемы величина реактивной мощности.

Таким образом определяется расчетная нагрузка РП, ГПП, ПГВ.

За максимальный расчетный ток линии ($I_{p, \max}$) для нерезервируемой

электрической сети в ряде случаев, исходя из принципа равнопрочности, при питании трансформаторных подстанций, преобразователей, трансформаторов электропечей, двигателей и пр. может быть принят их номинальный ток, независимо от их фактической нагрузки.

Наличие в электрической сети резервных связей, взаиморезервирования, вывод в плановый или вынужденный (в результате повреждения) ремонт отдельных элементов сопровождаются перераспределением электрической нагрузки между оставшимися в работе элементами электрической сети. Это обуславливает в резервируемой электрической сети возможность ремонтных и послеаварийных режимов.

Ремонтный — это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов. В ремонтном режиме часть элементов электроустановки отключена, поэтому на оставшиеся в работе элементы приходится повышенная нагрузка.

Послеаварийный — это режим, в котором часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного отключения. В этом режиме оставшиеся в работе элементы несут повышенную нагрузку.

Из ремонтного и послеаварийного режимов выбирают наиболее тяжелый, когда в рассматриваемом элементе электрической сети (электроустановки) проходит наибольший расчетный ток ($I_{p, \max}$). За

наибольший расчетный чаще всего принимается расчетный ток послеаварийного режима.

Таким образом, расчетными токами продолжительного режима являются: I_p — расчетный ток нормального режима; $I_{p, \max}$ — максимальный расчетный ток нормального режима для нерезервируемой электрической сети; $I_{p, \max}$ — максимальный расчетный ток ремонтного или послеаварийного режима для резервируемой электрической сети.

Анализ конкретных условий работы электрической сети, ее схемы, возможные аварийные отключения, допустимые перегрузки элементов позволяют определить расчетные токи.

Для некоторых случаев формулы определения расчетных токов приведены в табл. 3.6.

3.8.2. Выбор проводников

Кабели, неизолированные провода и шины выбираются по экономической плотности тока, по нагреву рабочим (расчетным) током продолжительного режима.

Экономически целесообразное сечение S_3 , мм², определяется по выражению

$$S_3 = I_p / j_3, \quad (3.21)$$

где I_p — расчетный ток нормального режима работы, А; j_3 — нормированное значение экономической плотности тока, А/мм² (принимают по табл. 3.7 в зависимости от времени использования максимальной нагрузки, вида и материала проводника).

Сечение, полученное в результате расчета, округляется до ближайшего меньшего или большего стандартного сечения.

Для определения сечений по нагреву вычисляется наибольший расчетный ток I_p в нормальном режиме, и по таблицам допустимых значений токов [1] или по табл. П13, П14, П15, приведенным в сокращенном варианте, в соответствии с условием

$$I_{\text{доп}} \geq I_p \quad (3.22)$$

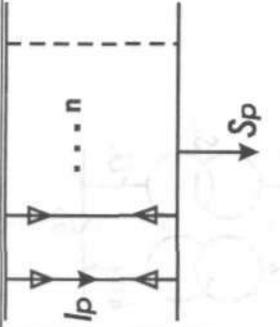
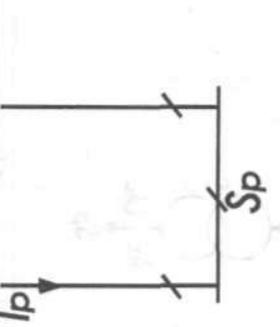
выбирается его стандартное значение.

При этом для конкретных условий работы кабелей допустимые значения токов уточняются по выражению

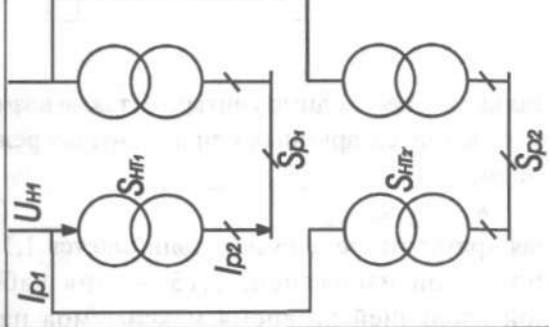
Таблица 3.6. Определение расчетных токов продолжительных режимов

Схема	I_p	$I_{p, \max}$
	$I_{p1} = \frac{\sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}}{\sqrt{3} U_{H1}} \approx \frac{K_3 S_{\text{нр}}}{\sqrt{3} U_{H1}}$ $I_{p2} = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_{H2}} = \frac{K_3 S_{\text{нр}}}{\sqrt{3} U_{H2}}$	$\frac{S_{\text{нр}}}{\sqrt{3} U_{H1}}$
	$I_{p1} = \frac{\sqrt{(P_p/2 + \Delta P_T)^2 + (Q_p/2 + \Delta Q_T)^2}}{\sqrt{3} U_{H1}} \approx \frac{K_3 S_{\text{нр}}}{\sqrt{3} U_{H1}}$ $I_{p2} = \frac{S_p}{2\sqrt{3} U_{H2}} = \frac{K_3 S_{\text{нр}}}{\sqrt{3} U_{H2}}$	$\frac{S_p}{\sqrt{3} U_{H1}} = \frac{K_3 S_{\text{нр}}}{\sqrt{3} U_{H1}}$ $\frac{K_{\text{авар}} S_{\text{нр}}}{\sqrt{3} U_{H1}}$

Продолжение табл. 3.6.

1	2	3
	$\frac{S_p}{n\sqrt{3}U_n}$	$\frac{S_p}{(n-1)\sqrt{3}U_n}$
	$\frac{S_p}{2\sqrt{3}U_n}$	$\frac{S_p}{\sqrt{3}U_n}$

Окончание табл. 3.6.

1	2	3
	$I_{\text{п1}} = \sqrt{\frac{P_{\text{п1}}^2 + Q_{\text{п1}}^2}{3U_{\text{н1}}^2}} \approx \frac{K_3 S_{\text{нп1}} + K_3 S_{\text{нп2}}}{\sqrt{3}U_{\text{н1}}}$ $P_{\text{п1}} = \frac{P_1}{2} + \Delta P_{11} + \frac{P_2}{2} + \Delta P_{12}$ $Q_{\text{п1}} = \frac{Q_1}{2} + \Delta Q_{11} + \frac{Q_2}{2} + \Delta Q_{12}$	$\sqrt{\frac{(P_{\text{п1}} + P_{\text{п2}})^2 + (Q_{\text{п1}} + Q_{\text{п2}})^2}{3U_{\text{н1}}^2}} = \frac{K^\Phi S_{\text{нп1}} + K^\Phi S_{\text{нп2}}}{\sqrt{3}U_{\text{н1}}}$

Примечания: K_3 - коэффициент загрузки трансформатора; K^Φ — фактический коэффициент перегрузки трансформатора.

$K_{\text{пер}}^\Phi \leq K_{\text{пер}}^{\text{доп}}$; $K_{\text{пер}}^{\text{доп}}$ — допустимый коэффициент перегрузки трансформатора.

$$I_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{н.д.}} \quad (3.23)$$

где K_1, K_2, K_3 — коэффициенты, учитывающие соответственно фактическую температуру окружающей среды (табл. 3.8), количество проложенных в земле рабочих кабелей (табл. 3.9), фактическое удельное тепловое сопротивление земли (табл. 3.10); $I_{\text{н.д.}}$ — допустимая по нагреву токовая нагрузка на кабель при нормальных условиях прокладки.

Таблица 3.7. Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

При выборе сечения кабеля необходимо учитывать также возможную допустимую перегрузку в послеаварийных или ремонтных режимах в соответствии с условием:

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.макс}}, \quad (3.24)$$

где $K_{\text{пер}}$ — допустимая кратность перегрузки, принимается 1,1 — для кабелей с полиэтиленовой изоляцией, 1,15 — для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток, если

Таблица 3.8. Поправочные коэффициенты на токи для кабелей, неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха

Условная температура среды, °С	Нормированная температура жил, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С												
		—5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50	
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68	
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74	
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67	
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55	
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61	
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47	
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54	
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36	
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41	
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—	
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	—	

нагрузка в остальные периоды времени этих суток не превышает номинальной.

Для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной изоляцией допускаются перегрузки в течение 5 суток в пределах, указанных в [1]. При отсутствии данных о длительности максимума и предварительной нагрузке для кабелей с бумажной изоляцией, проложенных в траншее, коэффициент кратности перегрузки может быть принят 1,2...1,25.

Таблица 3.9. Поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)

Расстояние между кабелями в свету, мм	Коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблица 3.10. Поправочный коэффициент на допустимый длительный ток для кабелей, проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли

Характеристика земли	Удельное сопротивление, см К/Вт	Поправочный коэффициент
Песок влажностью более 9 %, песчано-глинистая почва влажностью более 1 %	80	1,05
Нормальные почва и песок влажностью 7–9 %, песчано-глинистая почва влажностью 12–14%	120	1,00
Песок влажностью более 4 и менее 7 %, песчано-глинистая почва влажностью 8–12%	200	0,87
Песок влажностью до 4 %, каменистая почва	300	0,75

Выбранное по условиям продолжительного режима сечение кабеля необходимо проверить на термическую стойкость к токам КЗ.

Кабели, защищенные токоограничивающими предохранителями, на термическую стойкость не проверяются.

В инженерных расчетах минимально допустимое сечение проводника, термически стойкое к токам КЗ, определяется по выражению (5.35). При определении теплового импульса в нем $I_{н.о}$ — действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начале линии. Постоянная времени затухания периодической составляющей тока КЗ T_a определяется как

$$T_a = x_{\Sigma} / \omega r_{\Sigma}, \quad (3.16)$$

где x_{Σ} и r_{Σ} — результирующее индуктивное и активное сопротивления схемы относительно точки КЗ; ω — угловая частота, $\omega = 314$.

В распределительных сетях 6–10 кВ при отсутствии конкретных данных приближенно можно принять $T_a = 0,01$ с, а значения $t_{отк}$ — по табл. 3.11.

Таблица 3.11. Время действия токов КЗ для различных участков сети 6–10 кВ

Участок сети	Число ступеней защиты в схеме сети	Время действия токов КЗ, с
ГПП — ЦРП	3	2,6
ГПП — РП	2	1,6
ЦРП — РП	2	1,6
РП — ТП	2–3	0,6
ГПП — ТП	2–3	0,6

Кроме того, жесткие шины проверяют на электродинамическую стойкость по формуле (5.31), гибкие токопроводы — на схлестывание при токах трехфазного КЗ 20 кА и более [12, 28], неизолированные провода в установках 35 кВ и выше — по условиям коронного разряда [7].

Пример 3.1. Определить сечение кабелей для присоединения двухтрансформаторной цеховой подстанции 10/0,4 кВ с трансформаторами ТМЗ-1000 (рис. 3.46). Кабели должны быть проложены в земле при температуре почвы +20°C с расстоянием между

кабелями 100 мм. Нагрузка каждого трансформатора — $600+j \cdot 500$ кВ·А. Время использования максимальной нагрузки $T_{\text{м}} = 4500$ ч. Ток трехфазного КЗ на шинах РП-10 кВ, от которого питаются ТП, составляет 4,1 кА, $t_{\text{отк}} = 0,6$ с; $T_{\text{а}} = 0,01$ с.

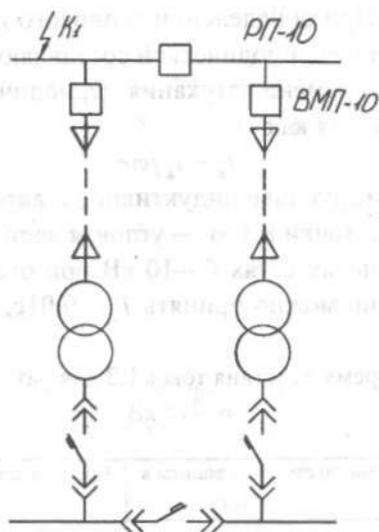


Рис. 3.46. К примеру 3.1

Паспортные данные трансформатора ТМЗ-1000:
 $\Delta P_{\text{xx}} = 3,3$ кВт; $\Delta P_{\text{кз}} = 12,2$ кВт; $i_{\text{xx}} = 2,8$ %; $U_{\text{кз}} = 5$ %.

Решение. Определяем потери активной и реактивной мощности в трансформаторах

$$K_3 = \frac{S_p}{S_{\text{нт}}} = \frac{\sqrt{600^2 + 500^2}}{1000} = 0,78;$$

$$\Delta P_{\text{т}} = \Delta P_{\text{xx}} + K_3^2 \Delta P_{\text{кз}} = 3,3 + 0,78^2 \cdot 12,2 = 10,7 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{т}} = \frac{S_{\text{н}}}{100} (i_{\text{xx}} \% + K_3^2 U_{\text{кз}} \%) = \frac{1000}{100} (2,8 + 0,78^2 \cdot 5) = 58,4 \text{ квар};$$

Расчетная нагрузка кабеля с учетом потерь в трансформаторе составляет:

$$S_p = \sqrt{(600 + 10,7)^2 + (500 + 58,4)^2} = 827,5 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

расчетный ток линии

$$I_p = \frac{827,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 47,8 \text{ А}.$$

Выбираем сечение жил кабеля по экономической плотности тока (при $T_{\text{м}} = 4500$ ч $j_3 = 1,4$ А/мм²):

$$S_3 = \frac{47,8}{1,4} = 34,1 \text{ мм}^2.$$

Принимаем трехжильный кабель напряжением 10 кВ марки ААШв с сечением жил кабеля 35 мм². Выбранный кабель ААШв — 10(3×35) при прокладке в земле в нормальных условиях имеет $I_{\text{н.д}} = 115$ А.

Проверяем выбранное сечение кабеля по нагреву в длительном (послеаварийном) режиме:

$$I_{\text{н.д}} \geq \frac{K_{\text{пер.т}} \cdot S_{\text{н.т}}}{K_{\text{пер.к}} \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3};$$

$K_1 = 0,94$ — коэффициент, учитывающий фактическую температуру земли; $K_2 = 0,9$ — коэффициент, учитывающий количество совместно проложенных кабелей; $K_3 = 1$ — коэффициент, учитывающий удельное сопротивление земли; $K_{\text{пер.к}} = 1,25$ — коэффициент, учитывающий возможную перегрузку кабеля; $K_{\text{пер.т}} = 1,4$ — допустимая аварийная перегрузка трансформатора в соответствии с ГОСТ 14209-85 (приложение 3, табл. 2).

При условии передачи всей нагрузки подстанции через один трансформатор фактический коэффициент перегрузки трансформатора составит:

$$K_{\text{пер.т}} = \frac{2 \cdot 827,5}{1000} = 1,66 > K_{\text{пер.т}} = 1,4;$$

$$I_{\text{н.д}} \geq \frac{1,4 \cdot 1000}{1,25 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,94 \cdot 0,9 \cdot 1} = 76,5 \text{ А};$$

$$115 > 76,5 \text{ А.}$$

Кабель ААШв-10(3×35) проходит по нагреву длительным током.

Выбираем сечение жил кабеля по нагреву током КЗ. С этой целью определим тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{п.о.}^2 (t_{отк} + T_a) = 4,1^2(0,6+0,01)=10,25 \text{ кА}^2\cdot\text{с.}$$

Минимальное сечение жил кабеля по термической стойкости составит:

$$F_T = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = \frac{\sqrt{10,25 \cdot 10^6}}{100} = 32 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, для присоединения трансформаторов подстанции выбираем кабель ААШв-10(3г35).

3.8.3. Выбор электрических аппаратов

Надежная работа электрических аппаратов напряжением выше 1 кВ обеспечивается:

а) в длительном режиме — правильным выбором их по номинальному напряжению и номинальному току;

б) в режиме перегрузки — ограничением величины и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых гарантируется нормальная работа за счет запаса прочности;

в) в режиме короткого замыкания — их термической и электродинамической стойкостью.

С учетом этих требований, определив тип аппарата (попутно установив для открытых или закрытых распределительных устройств, имеется ли он в соответствующей ячейке КСО, КРУ и т.п.), осуществляют его выбор в соответствии с рядом условий, сопоставляющих технические данные аппарата и сети, в которой он устанавливается.

Выключатели выбираются:

$$\text{по напряжению установки } U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (3.26)$$

$$\text{по длительному току } I_p \leq I_{ном}; I_{p, макс} \leq I_{ном}; \quad (3.27)$$

по отключающей способности

$$I_{п.о.} \leq I_{отк. ном} \text{ или } S_{п.о.} \leq S_{отк. ном}; \quad (3.28)$$

$$\text{по электродинамической стойкости } i_y \leq i_{дн}; \quad (3.29)$$

$$\text{по термической стойкости } B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (3.30)$$

где $I_{п.о.}$, i_y , $B_k = I_{п.о.}^2 (t_{отк} + T_a)$ определяются по расчету; $I_{п.о.}$ — начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ; i_y — ударный ток КЗ; B_k — тепловой импульс тока КЗ; $t_{отк}$ — время отключения КЗ; T_a — постоянная затухания аperiodической составляющей; $I_{отк. ном}$ и $S_{отк. ном}$ — соответственно ток и мощность отключения, на которые рассчитывается выключатель; $S_{п.о.} = \sqrt{3} I_{п.о.} U_n$ — расчетное значение отключаемой аппаратом мощности КЗ; $i_{дн}$ — ток электродинамической стойкости; $I_{тер}$ — ток термической стойкости; $t_{тер}$ — время протекания тока термической стойкости, которое принимается по каталогу.

Выключатели нагрузки не предназначены для отключения токов КЗ, поэтому они не проверяются по условию (3.28). Если выключатель нагрузки выбирается с высоковольтным предохранителем, то *предохранитель* — по условиям (3.26, 3.27, 3.28).

Разъединители и отделители выбираются по условиям (3.26, 3.27, 3.29, 3.30); *короткозамыкатели* — по условиям (3.26, 3.29, 3.30); *трансформаторы тока* — по условиям (3.26, 3.27, 3.29, 3.30), а также по номинальному току вторичной цепи, классу точности и номинальной мощности вторичной обмотки.

Условие электродинамической стойкости выполняется, если

$$k_{дн} \geq \frac{i_y}{\sqrt{2} I_{ном1}} \text{ или } \quad (3.31)$$

$$i_y \leq i_{дн}, \quad (3.32)$$

где $k_{дн}$ — кратность электродинамической стойкости по каталогу; $I_{ном1}$ — номинальный первичный ток трансформатора тока.

$$\text{Условие термической стойкости выполняется, если } B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \text{ или } \quad (3.33)$$

Глава 4

Качество электроэнергии и компенсация реактивной мощности в электрических сетях

4.1. Показатели и средства улучшения качества электроэнергии

Надежность и экономичность работы электроприемников в значительной степени зависят от качества подводимой к ним электроэнергии. Качество электроэнергии влияет на технологический процесс производства и качество выпускаемой продукции, на расход электроэнергии, на все параметры системы электроснабжения потребителя и зависит не только от питающей электрической системы, но и от потребителей, приемников электроэнергии, так как на современных предприятиях имеется большое количество электроустановок, снижающих качество электроэнергии. К ним относятся: мощные электрические дуговые печи, регулируемые вентильные преобразователи, магнитные усилители с нелинейными вольтамперными характеристиками и т.д.

Качество электроэнергии, как степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям, характеризуется соответствующими показателями. Под параметрами электрической энергии понимается напряжение, частота, форма кривой электрического тока [30].

Показатели и нормы (предельные значения показателей) качества электрической энергии регламентируются ГОСТ 13109-87 [18].

Показатели качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-87 в основном характеризуют изменения напряжения (отклонение и колебание), несимметрию напряжения, несинусоидальность формы кривой напряжения и токов, отклонение частоты.

4.1.1. Отклонение напряжения

Отклонением напряжения ($\pm\delta U\%$) называется разность между фактическим (U) и номинальным (U_n) значениями напряжения, отнесенная к U_n :

$$B_k \leq (k_{\text{тер}} I_{\text{ном1}})^2, \quad (3.34)$$

где $k_{\text{тер}}$ — кратность термической стойкости трансформаторов тока.

Номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора тока S_2 должна быть не меньше суммы мощности, потребляемой приборами $S_{\text{приб}}$, и мощности, теряемой в проводах и переходных контактах:

$$S_2 \geq S_{\text{приб}} + I_2^2 (r_{\text{пр}} + r_k), \quad (3.35)$$

где $r_{\text{пр}}, r_k$ — сопротивление проводов и контактов, Ом; I_2 — ток вторичной обмотки, А.

Сопротивление всех переходных контактов принимается равным 0,1 Ом, величина тока $I_2 = 5$ А.

Таким образом можно определить сопротивление проводов между трансформатором тока и измерительными приборами:

$$r_{\text{пр}} = \frac{S_2 - S_{\text{приб}} - I_2^2 r_k}{I_2^2}. \quad (3.36)$$

Тогда сечение проводов

$$F = \frac{\ell_p}{\gamma r_{\text{пр}}}, \quad (3.37)$$

где γ — удельная проводимость материала провода; ℓ_p — расчетная длина провода; $\ell_p = \ell$ — при соединении трансформаторов тока в полную звезду; $\ell_p = \sqrt{3}\ell$ — при соединении в неполную звезду; $\ell_p = 2\ell$ — при установке одного трансформатора тока; ℓ — длина провода, соединяющего трансформатор тока и прибор, в один конец, м.

Трансформаторы напряжения выбираются по условию (3.26), а также классу точности и нагрузке, определяемой мощностью, которая потребляется катушками измерительных приборов и реле, подключенных к одному трансформатору.

Номинальная мощность трансформатора напряжения $S_{\text{ном}}$ в выбранном классе точности должна быть равна или больше мощности потребляемой параллельными катушками приборов и реле S_2 :

$$S_{\text{ном}} \geq S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2}, \quad (3.38)$$

где $P_2; Q_2$ — суммарные соответственно активные и реактивные мощности, потребляемые катушками приборов.

$$\pm \delta U \% = \frac{U - U_n}{U_n} \cdot 100\%. \quad (3.34) \quad (4.1)$$

На выводах электроприемников напряжением до 1 кВ допускается отклонение напряжения в нормальных режимах работы в пределах $\pm 5\%$ в течение не менее 95 % времени каждых суток, в послеаварийных режимах — $\pm 10\%$ [18].

Основными причинами отклонений напряжения в системах электроснабжения потребителей являются: изменения режимов работы приемников электроэнергии, изменения режимов питающей энергосистемы, значительные индуктивные сопротивления линий 6–10 кВ.

Из всех показателей качества электроэнергии отклонения напряжения от допустимых значений приносят наибольший, причем значительный экономический ущерб.

Понижение напряжения вызывает рост скольжения и уменьшение скорости вращения двигателей, а тем самым и исполнительных механизмов. При этом возрастает потребляемый ток, двигатели перегреваются, быстрее изнашивается изоляция. Вращающий момент асинхронных двигателей пропорционален квадрату напряжения, поэтому при понижении напряжения затрудняется пуск и самозапуск их под нагрузкой.

Реактивная мощность, генерируемая статическими конденсаторами, пропорциональна квадрату подводимого напряжения. При понижении напряжения на 10 % генерируемая мощность снижается до 81 %, повышение напряжения на 10 % увеличивает выдаваемую реактивную мощность до 121 % и приводит конденсаторы к перегрузке.

Повышение напряжения на 1 % на выводах электродвигателей единой серии А номинальной мощностью 20–100 кВт приводит к росту потребления реактивной мощности на 3 %, а для электродвигателей меньшей мощности — на 5...7 %.

От подведенного напряжения зависит световой поток (освещенность рабочей поверхности), срок службы, потребляемая мощность источников света. Для ламп накаливания повышение напряжения на 1 % вызывает увеличение потребляемой мощности на 1,5 %, светового

потока — на 3,7 %, сокращение срока службы — на 14 %. Увеличение напряжения на 5 % приводит к сокращению срока службы ламп накаливания в 2 раза. Повышение напряжения на 10 % вызывает сокращение срока службы люминесцентных ламп на 20–30 %. При снижении напряжения на 20 % и более загорание газоразрядных ламп становится невозможным.

Следует особо подчеркнуть чувствительность к отклонениям напряжения маломощных устройств автоматики.

Изменение напряжения на зажимах приемника электроэнергии даже в установленных пределах вызывает изменение его технико-экономических показателей. В распределительных и питающих сетях уровни напряжения в различных точках влияют на потери активной мощности и энергии, обусловленные перетоками реактивных мощностей.

Отклонение напряжения в любой точке сети может быть определено по формуле (2.84).

Для определения способов и средств регулирования рассмотрим формулу, определяющую величину напряжения U_2 у потребителей при напряжении источника питания U_1 , добавочном напряжении $U_{доб}$, создаваемом регулируемыми устройствами, мощностях нагрузок потребителя P_p и Q_p , наличии у него компенсирующих устройств мощностью Q_k и параметров сети R, X_L, X_C :

$$U_2 = U_1 \pm U_{доб} - \Delta U = U_1 \pm U_{доб} - \frac{P_p R + (Q_p - Q_k)(X_L - X_C)}{U_n}. \quad (4.2)$$

Анализ формулы (4.2) показывает, что при малоизменяющихся значениях U_1, R, X_L , а также не прибегая к регулированию нагрузки P_p и Q_p , регулирование напряжения у потребителей в основном можно вести средствами воздействия на величину добавочного напряжения регулирующих устройств $U_{доб}$, в том числе источника питания, и на величину компенсирующей мощности Q_k (§ 4.2), а также конденсаторными установками, включенными последовательно (продольная компенсация) в линии (X_C).

Все способы поддержания уровней напряжения в допустимых пределах можно разделить на две группы: не требующие затрат на

установку специальных регулирующих устройств и связанные с установкой таких устройств.

Первая группа мероприятий включает: а) рациональное построение системы электроснабжения путем применения повышенного напряжения для линий, питающих предприятие; широкое внедрение глубоких вводов; применение силовых трансформаторов с оптимальными коэффициентами загрузки; обоснованное применение токопроводов для распределительных сетей; б) правильный выбор ответвлений обмоток у трансформаторов, имеющих устройство переключения обмоток без возбуждения (ПБВ); в) использование перемычек на напряжении до 1 кВ между цеховыми трансформаторами, обеспечивающими отключение части трансформаторов в режиме минимума нагрузок (в нерабочие смены, выходные и праздничные дни); г) регулирование напряжения генераторов собственных источников питания предприятия в соответствии с изменением напряжения на шинах вторичного напряжения цеховых подстанций; д) использование синхронных электродвигателей с автоматическим регулированием тока возбуждения.

Ко второй группе мероприятий по регулированию напряжения относятся: а) установка на ГПП или ПГВ трансформаторов и автотрансформаторов, имеющих устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН); б) применение компенсирующих устройств — батарей конденсаторов и синхронных компенсаторов, обеспечивающих регулирование напряжения путем изменения потоков реактивной мощности; в) применение специальных регуляторов напряжения в тех случаях, когда на подстанции установлены нерегулируемые трансформаторы, а замена их нецелесообразна экономически или по техническим причинам.

Вопросы регулирования напряжения в системах электроснабжения более полно изложены в [29].

4.1.2. Колебание напряжения

Колебанием напряжения называются серии единичных изменений напряжения во времени со скоростью более 1 % в секунду.

Колебания напряжения обусловлены резкими толчками потребляемой мощности при пуске крупных электроприемников и работе электроприемников с резкопеременной нагрузкой (сварочные машины, дуговые печи и т.д.). Колебания напряжения влияют как на сами источники колебаний, так и на другие приемники электроэнергии. Они вызывают ускоренное старение изоляции оборудования и сетей, увеличивают потери мощности и энергии. Наиболее чувствительны к изменениям напряжения осветительные установки.

Колебания напряжения оцениваются:

а) размахом изменения напряжения (δU) — разностью между амплитудными или действующими значениями напряжения до и после одиночного изменения напряжения:

$$\delta U, \% = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{\sqrt{2}U_n} \cdot 100, \quad (4.3)$$

где U_i, U_{i+1} — значения следующих друг за другом экстремумов (или экстремума и горизонтального участка) огибающей амплитудных значений напряжения, В (кВ);

б) частотой изменения напряжения (f) — числом изменений напряжения в единицу времени:

$$F = \frac{m}{T}, \quad (4.4)$$

где m — число изменений напряжения за время T ; T — интервал времени изменения, с, мин, ч;

в) интервалом времени между следующими друг за другом изменениями напряжения ($\Delta t_{i,i+1}$):

$$\Delta t_{i,i+1} = t_{i+1} - t_i, \quad (4.5)$$

где t_{i+1}, t_i — начальные моменты следующих друг за другом изменений напряжения, с, мин, ч.

Если интервал времени между окончанием одного изменения и началом следующего, происходящего в том же направлении, менее 30 мс, то эти изменения рассматриваются как одно.

ГОСТ 13109-87 устанавливает допустимые значения размахов изменений напряжения (колебания напряжения) на зажимах источников

света (рис. 4.1) в зависимости от частоты их повторения или интервала между следующими друг за другом изменениями напряжения.

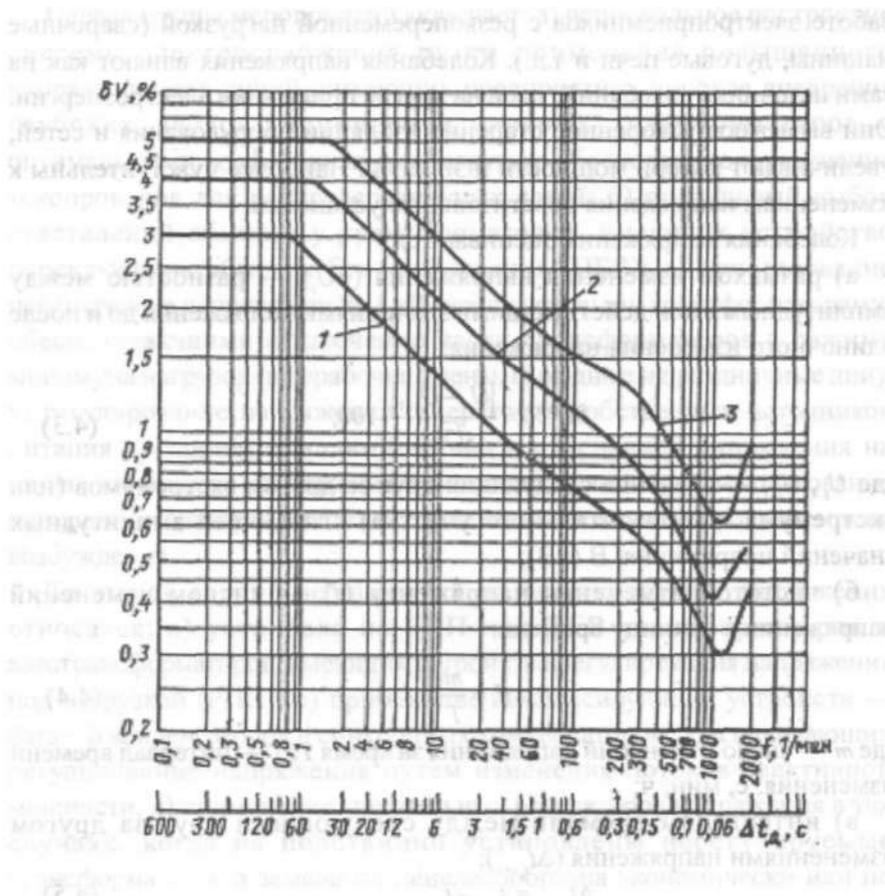


Рис. 4.1. Зависимость допустимых колебаний напряжения от частоты колебаний или от интервалов между следующими друг за другом колебаниями для входов осветительных установок и точек электрических сетей, к которым присоединяют потребители с такими установками:

1 — для ламп накаливания в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение; 2 — для ламп накаливания в остальных помещениях, в том числе в жилых зданиях; 3 — для люминесцентных ламп

Ограничить колебания напряжения можно рациональным построением схем электроснабжения, применением специальных технических устройств.

Наиболее простыми методами снижения колебаний напряжения являются раздельное питание резкопеременной и прочей нагрузки. Это достигается: выделением мощных ударных нагрузок на отдельный питающий трансформатор; подключением ударной и прочих нагрузок на различные плечи сдвоенного реактора; применением силовых трансформаторов с расщепленными обмотками, на одну ветвь которой подключают ударную нагрузку, а на другую — остальные потребители; выделением на отдельную линию наиболее чувствительной к колебаниям напряжения нагрузки (обычно осветительной).

Размахи колебаний напряжения находятся в обратной зависимости от мощности КЗ сети. Поэтому целесообразно подключать агрегаты, обуславливающие колебания напряжения в точках сети с наибольшей мощностью КЗ. В свою очередь, мощность КЗ можно повысить увеличением единичных мощностей силовых трансформаторов и параллельным их включением. Однако в последнем случае требуется установка усиленного коммутационного оборудования.

Перечисленные способы ограничения колебаний напряжения должны использоваться в первую очередь. Если они оказываются недостаточными, применяют специальные технические средства. Наиболее эффективно применение устройств продольно-емкостной компенсации (УПК), позволяющих уменьшить реактивное сопротивление линий 6—35 кВ; быстродействующих статических компенсирующих устройств (СКУ), генерирующих в сеть реактивную мощность.

4.1.3. Несимметрия напряжения

Несимметрия напряжения — неравенство фазных и (или) линейных напряжений по амплитуде и углам сдвига между ними. Причинами возникновения несимметрии напряжения являются включение в трехфазную сеть однофазных электроприемников, а также различие нагрузок фаз на отдельных участках сети. В этих случаях в сетях появляются дополнительные потери электроэнергии, сокращаются

сроки службы и в целом снижаются экономические показатели работы электрооборудования. Несимметрия напряжения приводит к появлению вращающегося магнитного поля обратной последовательности, дополнительному нагреву двигателя и сокращению его срока службы. При несимметрии напряжения, равной 4 %, срок службы двигателя, работающего с полной нагрузкой, сокращается в 2 раза, мощность снижается на 5... 10 %.

Несимметрия трехфазной системы характеризуется относительной величиной напряжения обратной или нулевой последовательности основной частоты и в нормальном режиме работы электрической сети допускается до 2 % [18].

Наиболее простыми и эффективными методами симметрирования являются: равномерное распределение однофазных нагрузок по фазам; подключение несимметричных нагрузок на участках сети с большей мощностью КЗ или увеличение мощности КЗ; выделение несимметричных нагрузок большей мощности на отдельные трансформаторы.

В сетях напряжением до 1 кВ несимметрия может быть снижена путем замены силовых трансформаторов со схемой соединения обмоток «звезда—звезда» с нулем на трансформаторы со схемой соединения обмоток «треугольник—звезда с нулем» или «звезда—зигзаг с нулем».

Для симметрирования токов и напряжений применяются также различного типа симметрирующие устройства (СУ) на базе реактора и конденсаторных батарей.

4.1.4. Несинусоидальность формы кривой напряжений и токов

Эта характеристика создает искажение напряжения в сетях и является результатом нелинейности отдельных элементов сети. Главная причина искажений формы синусоидальных токов и напряжений — вентильные преобразователи, электродуговые сталеплавильные и рудно-термические печи, установки дуговой и контактной электросварки, газоразрядные источники света и др. Для этих устройств характерно потребление из сети несинусоидальных токов при подведении к их зажимам синусоидального напряжения.

Несинусоидальную периодическую функцию можно представить в виде суммы постоянной величины и бесконечного ряда синусоидальных величин с кратными частотами. Такие синусоидальные составляющие называются гармоническими составляющими, или гармониками. Синусоидальная составляющая, период которой равен периоду несинусоидальной периодической величины, называется основной или первой гармоникой. Остальные составляющие синусоиды с частотами со второй по n -ую называют высшими гармониками.

Высшие гармонические тока и напряжения обуславливают дополнительные потери электроэнергии (до 10...15 % потерь при синусоидальном напряжении), приводят к нагреву электрооборудования, увеличивают интенсивность старения изоляции электрооборудования и кабелей, оказывают влияние на коммутационные процессы вентильных преобразователей. Особенно неблагоприятно влияют эти гармоники на работу конденсаторных батарей, вызывая дополнительные потери в них и даже выход из строя конденсаторов.

Искажение формы кривой переменного напряжения характеризуется

коэффициентом несинусоидальности кривой напряжения $K_{исл}$:

$$K_{исл} \% = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N U_{(n)}^2}}{U_n} \cdot 100, \quad (4.6)$$

где $U_{(n)}$ — действующее значение n -й гармонической составляющей напряжения, В, кВ; n — порядок гармонической составляющей напряжения; N — порядок последней из учитываемых гармонических составляющих напряжения.

При определении $K_{исл}$ допускается не учитывать гармонические составляющие порядка $n > 40$, значение которых менее 0,3 %. Значение этого коэффициента в электрической сети до 1 кВ при нормальном режиме работы не должно превышать 5 %, в сети напряжением 6—20 кВ — 4 % [18].

Снижение несинусоидальности напряжения в системе электроснабжения достигается рациональным построением схемы электроснабжения (выделение нелинейных нагрузок на отдельную секцию шин, рассредоточение нелинейных нагрузок по различным

узлам электрической сети, увеличение мощности КЗ в общей точке присоединения нелинейной и прочей нагрузок), применением многофазных схем выпрямления, резонансных фильтров.

4.1.5. Отклонение частоты

Отклонением частоты называется разность между значением частоты в системе электроснабжения в рассматриваемый момент времени и его номинальным значением [30]. В соответствии с ГОСТ 13109-87, отклонение частоты в нормальном режиме работы электрической сети должно составлять $\pm 0,2$ Гц, в послеаварийном режиме — $\pm 0,4$ Гц. В послеаварийных режимах работы электрической сети допускается отклонение частоты от $\pm 0,5$ Гц до -1 Гц общей продолжительностью в год не более 90 ч.

Причиной понижения частоты в системе электроснабжения является дефицит активной мощности в питающей энергосистеме. Регулирование частоты по всей электрической системе осуществляется вводом дополнительных генерирующих мощностей или отключением части менее ответственных потребителей с помощью устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР).

4.2. Реактивная мощность и способы ее компенсации

Под *реактивной мощностью* понимается электрическая нагрузка, создаваемая колебаниями энергии электромагнитного поля. В отличие от активной, реактивная мощность, циркулируя между источниками и потребителями, не выполняет полезной работы. Принято считать, что реактивная мощность потребляется (Q_p), если нагрузка носит индуктивный характер (ток отстает по фазе от напряжения), и генерируется (Q_k) при емкостном характере нагрузки (ток опережает по фазе напряжение).

Реактивная мощность запасается в виде магнитного и электрического полей в элементах электрической сети, электроприемниках, обладающих индуктивностью и емкостью.

Основными электроприемниками реактивной мощности на промышленных предприятиях являются асинхронные двигатели — на их долю приходится 60..65 % потребляемой реактивной мощности,

20..25 % — на трансформаторы, 10..15 % — на другие электроприемники (преобразователи, реакторы, газоразрядные источники света), линии электропередачи.

Реактивная мощность производится генераторами электрических станций, синхронными компенсаторами, синхронными двигателями, конденсаторными установками, линиями электропередачи. Естественными источниками реактивной мощности являются только генераторы и линии электропередачи.

Под *компенсацией реактивной мощности* понимается снижение реактивной мощности, циркулирующей между источниками тока и электроприемниками, а следовательно, и снижение тока в генераторах и сетях.

Проведение мероприятий по компенсации реактивной мощности дает значительный технико-экономический эффект, заключающийся в снижении потерь активной мощности:

$$\Delta P = \frac{P_p^2 + (Q_p - Q_k)^2}{U_n^2} \cdot R, \quad (4.7)$$

потерь напряжения

$$\Delta U = \frac{P_p R + (Q_p - Q_k) X}{U_n}, \quad (4.8)$$

в лучшем использовании основного оборудования, в увеличении пропускной способности элементов сети по активной мощности:

$$S = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_k)^2}, \quad (4.9)$$

где Q_k — мощность компенсирующих устройств, квар, мвар.

Во вновь проектируемых электрических сетях компенсация реактивной мощности позволяет снизить число и мощность силовых трансформаторов, сечения проводников линий и габариты аппаратов распределительных устройств.

Компенсировать реактивную мощность экономически целесообразно до определенных, нормативных значений, установленных для характерных узлов электрической сети.

До 1974 г. основным нормативным показателем, характеризующим потребляемую реактивную мощность, был коэффициент мощности

($\cos\varphi$), определяющий, какую часть при неизменной полной (S) составляет активная мощность (P):

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{3UI}} = \frac{W_{av}}{\sqrt{W_{av}^2 + W_{pr}^2}} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}, \quad (4.10)$$

где W_{av} и W_{pr} — расход соответственно активной и реактивной энергии за время t .

На границе раздела потребителя и энергоснабжающей организации в зависимости от места присоединения потребителя в энергетической системе средневзвешенное значение коэффициента мощности должно было находиться в пределах 0,85...0,95.

Выбор коэффициента мощности в качестве нормативного не давал четкого представления о динамике изменения реального значения реактивной мощности. Например, при уменьшении коэффициента мощности с 0,95 до 0,94 реактивная мощность изменяется на 10 %, а при уменьшении этого же коэффициента с 0,99 до 0,98 — уже на 42 %. Поэтому был введен коэффициент реактивной мощности, который на границе раздела системы электроснабжения предприятия и энергосистемы определяется как

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q_1}{P_1}, \quad (4.11)$$

где Q_1 — оптимальная реактивная нагрузка предприятия в часы максимума активной нагрузки в энергосистеме; P_1 — заявленная предприятием активная мощность, участвующая в максимуме энергосистемы.

В дальнейшем с 1982 г. с целью более эффективного управления режимами реактивной мощности для предприятий устанавливаются экономически оптимальные значения реактивной мощности, которая может быть передана предприятию в режимах наибольшей и наименьшей активной нагрузки энергосистемы, соответственно Q_{s1} и Q_{s2} .

Для промышленных предприятий с присоединенной мощностью менее 750 кВА мощность компенсирующих устройств задается энергосистемой и является обязательной при выполнении проекта

электроснабжения предприятия. Для жилых и общественных зданий компенсация реактивной нагрузки не предусматривается [16].

Существуют два пути снижения реактивных нагрузок: а) снижение без применения средств компенсации, не требующее больших материальных затрат, которое должно проводиться в первую очередь; б) установка специальных компенсирующих устройств.

К мероприятиям, не требующим применения компенсирующих устройств, относятся: а) создание рациональной схемы электроснабжения за счет уменьшения количества ступеней трансформации; б) выравнивание графика нагрузки и улучшение энергетического режима работы оборудования; в) замена, перестановка или отключение трансформаторов, загруженных в среднем менее 30 % от их номинальной мощности; г) правильный выбор электродвигателей по мощности и типу; д) замена малозагруженных (менее 60 %) двигателей двигателями меньшей мощности; е) переключение статорных обмоток асинхронных двигателей напряжением до 1 кВ с треугольника на звезду, если их нагрузка составляет менее 40 %; ж) улучшение качества ремонта электродвигателей; з) ограничение продолжительности холостых ходов двигателей и сварочных трансформаторов; и) замена асинхронных двигателей синхронными, где это возможно по технико-экономическим соображениям.

К специальным компенсирующим устройствам относятся: а) синхронные компенсаторы (СК); б) конденсаторные батареи (КБ); в) статические источники реактивной мощности (ИРМ).

Наибольшее применение в сетях потребителей нашли КБ. В сетях с резкопеременной ударной нагрузкой на напряжении 6—10 кВ рекомендуется применение ИРМ. Для компенсации больших реактивных нагрузок, чаще всего в энергосистемах, применяются СК.

4.3. Расчет мощности батарей конденсаторов и схемы их присоединения

Для предприятий с присоединенной мощностью 750 кВА и более экономическое значение реактивной мощности Q_1 , потребляемой из сети энергосистемы в часы больших нагрузок электрической сети, определяется выражением:

$$Q_s = P_p \operatorname{tg} \varphi_{3,н}, \quad (4.12)$$

где P_p — расчетная активная нагрузка предприятия; $\operatorname{tg} \varphi_{3,н}$ — нормативное значение реактивной мощности.

Значение $\operatorname{tg} \varphi_{3,н}$ потребитель может определить по следующей формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi_{3,н} = \frac{240}{ad_{\max} + 50b} \operatorname{tg} \varphi_b K_1, \quad (4.13)$$

где a — основная ставка тарифа на активную мощность, руб./кВт·год; b — дополнительная ставка тарифа на активную энергию, коп./кВт·ч; d_{\max} — отношение потребления энергии в квартале максимума нагрузки энергосистемы к потреблению в квартале его максимальной нагрузки при отсутствии указанных данных принимают $d_{\max} = 1$; $\operatorname{tg} \varphi_b$ — базовый коэффициент реактивной мощности, принимаемый равным 0,25; 0,3 и 0,4 для сети 6—20 кВ, присоединенной к шинам подстанции с высшим напряжением соответственно 35, 110—150 и 220—330 кВ; K_1 — коэффициент, отражающий изменение цен на конденсаторы, принимается равным $K_1 = K_w$ (K_w — коэффициент увеличения ставки двухставочного тарифа на электроэнергию по сравнению со значениями, указанными в преискуранте № 09-01).

$$K_w = \frac{aK_{w1} + bT_m \cdot 10^{-2} K_{w2}}{a + bT_m \cdot 10^{-2}}, \quad (4.14)$$

где K_{w1} , K_{w2} — коэффициенты увеличения соответственно основной и дополнительной ставок тарифа на электроэнергию; T_m — число часов использования максимальной нагрузки.

Если по расчету окажется, что $\operatorname{tg} \varphi_{3,н} > 0,6$, его значение принимают равным 0,6. Такое же значение принимают и для шин генераторного напряжения. Для потребителей, питающихся от сети 0,4 кВ, принадлежащей энергоснабжающей организации, принимается $\operatorname{tg} \varphi_{3,н} = 0,15$.

Выбор мощности компенсирующих устройств осуществляется в два этапа [3]: при потреблении реактивной мощности (РМ) из энергосистемы в пределах экономического значения и потреблении РМ, превышающем экономическое значение.

На первом этапе определяется мощность батарей низковольтных конденсаторов (БНК), устанавливаемых в сети до 1 кВ по критерию выбора минимального числа цеховых трансформаторных подстанций; рассчитывается РМ СД, которую экономически целесообразно использовать для целей компенсации РМ по сравнению с потреблением из энергосистемы, не превышающим экономического значения. По завершении расчетов первого этапа составляется баланс РМ на границе балансового разграничения с энергосистемой. В случае дисбаланса РМ выполняется второй этап — рассматривается экономическая целесообразность получения дополнительной РМ за счет увеличения мощности БНК, более полного использования РМ, генерируемой СД, при сопоставлении этих источников с потреблением РМ из энергосистемы, превышающим экономическое значение. На втором этапе расчетов также определяется целесообразность установки батарей высоковольтных конденсаторов (БВК) в сети 6—10 кВ.

Для каждой технологически концентрированной группы электроприемников (цеха, корпуса и т.д.) определяется минимальное число цеховых трансформаторов одинаковой единичной мощностью:

$$N_{\tau \min} = \frac{P_{p,н}}{\beta_{\tau} S_{\tau}}, \quad (4.15)$$

где $P_{p,н}$ — расчетная активная нагрузка до 1 кВ данной группы трансформаторов; β_{τ} — коэффициент загрузки трансформаторов; S_{τ} — принятая номинальная мощность одного трансформатора.

Полученное $N_{\tau \min}$ округляется до ближайшего большего целого числа. По найденному количеству трансформаторов рассчитывается наибольшая мощность, которая может быть передана через трансформаторы в сеть до 1 кВ:

$$Q_{\tau} = \sqrt{(K_{\text{пер}} N_{\tau \min} \beta_{\tau} S_{\tau})^2 - P_{p,н}^2}, \quad (4.16)$$

где $K_{\text{пер}}$ — коэффициент, учитывающий допустимую систематическую перегрузку трансформаторов в течение одной смены [24], $K_{\text{пер}} = 1,1$ — для трансформаторов масляных и заполненных негорючей жидкостью, $K_{\text{пер}} = 1,05$ — для сухих трансформаторов.

Тогда суммарная мощность БНК определится по выражению:

$$Q_{\text{нк1}} = Q_{\text{рн}} - Q_{\text{т}}, \quad (4.17)$$

где $Q_{\text{рн}}$ — расчетная реактивная нагрузка до 1 кВ рассматриваемой группы трансформаторов.

Если расчетное значение $Q_{\text{нк1}} \leq 0$, то установка конденсаторов не требуется, а $Q_{\text{нк1}}$ принимается равным нулю.

В целях использования генерируемой синхронными двигателями РМ для компенсации реактивной мощности каждая их группа рассматривается в зависимости от номинальной мощности и частоты вращения СД.

Значение РМ, генерируемой синхронными двигателями единичной номинальной мощностью свыше 2500 кВт и СД с частотой вращения свыше 1000 1/мин независимо от номинальной мощности, за исключением РМ, учтенной при определении электрических нагрузок, может быть определено по выражению:

$$Q_{\text{д1}} = \sum (Q_{\text{др}} - Q_{\text{дн}}) \approx 0,2 Q_{\text{дн}}, \quad (4.18)$$

где $Q_{\text{др}}$ — располагаемая мощность СД, $Q_{\text{др}} \approx 1,2 Q_{\text{дн}}$; $Q_{\text{дн}} = P_{\text{дн}} \text{tg}\varphi_{\text{н}}$ — номинальная мощность СД; $P_{\text{дн}}$ — номинальная активная мощность СД; $\text{tg}\varphi_{\text{н}}$ — номинальный коэффициент реактивной мощности СД.

Значение РМ, генерируемой СД номинальной мощностью до 2500 кВт и с частотой вращения до 1000 1/мин, определяется по выражению:

$$Q_{\text{д2}} = \sum \alpha Q_{\text{дн}}, \quad (4.19)$$

где $\alpha = 0,2 \dots 1,2$ — коэффициент загрузки СД по РМ, определяется значением величины R [3] ($R = C_{\text{Qs}} / C_{\text{Pr}}$ — соотношение удельной стоимости на производство реактивной мощности (C_{Qs}) и удельной стоимости потерь активной мощности при генерации РМ в СД (C_{Pr}) при получении из энергосистемы РМ, не превышающей экономического значения).

Тогда РМ СД ($Q'_{\text{сд}}$), которую экономически целесообразно использовать для компенсации при одновременном потреблении РМ из энергосистемы, не превышающем экономическое значение, составит:

$$Q'_{\text{сд}} = Q_{\text{д1}} + Q_{\text{д2}} \quad (4.20)$$

При $Q_{\text{р}} - Q_{\text{нк1}} - Q'_{\text{сд}} - Q_{\text{з}} < 0$ рекомендуется уменьшить значение указанной в договоре на пользование электроэнергией (ДПЭ) величины $Q_{\text{з}}$ до обеспечения условия:

$$Q_{\text{р}} - Q_{\text{нк1}} - Q'_{\text{сд}} - Q_{\text{з}} = 0, \quad (4.21)$$

где $Q_{\text{р}}$ — расчетная реактивная нагрузка предприятия.

В этом случае при проектировании выбор мощности установок компенсации следует считать законченным.

В случае $Q_{\text{р}} - Q_{\text{нк1}} - Q'_{\text{сд}} \leq 0$, что может иметь место при установке в узле нагрузки значительного количества СД, которые генерируют РМ, превосходящую реактивную расчетную нагрузку остальных электроприемников, рекомендуется руководствоваться следующим:

- а) в ДПЭ указывается предельное значение РМ, передаваемой в сеть энергосистемы в часы больших нагрузок электрической сети;
- б) в целях ограничения выдачи РМ в сеть энергосистемы в часы больших и малых нагрузок электрической сети должна быть рассмотрена возможность работы СД со значением коэффициента мощности, близким к единице;
- в) технический предел генерации РМ в сеть энергосистем $\text{tg}\varphi$, в часы малых нагрузок принимается равным 0,1;
- г) батареи конденсаторов БВК не устанавливаются. Целесообразность установки БВК определяется потребителем.

При $Q_{\text{р}} - Q_{\text{нк1}} - Q'_{\text{сд}} - Q_{\text{з}} = \Delta Q' > 0$ должно быть рассмотрено получение недостающей РМ из следующих источников:

- а) СД мощностью до 2500 кВт и частотой вращения до 1000 1/мин (в случае, если располагаемая мощность этой группы СД не используется полностью при потреблении РМ из энергосистемы, не превышающем экономическое значение);
- б) дополнительная, сверх $Q_{\text{нк1}}$, установка БВК;
- в) установка в узлах нагрузки 6—10 кВ БВК;
- г) потребление РМ из энергосистемы, превышающее экономическое значение, $Q_{\text{пэ}} = \Delta Q'$.

Указанные источники рассматриваются во взаимосвязи. При их выборе следует учитывать, что для предприятий с одно-, двух- и

трехсменным режимом работы рекомендуется устанавливать БНК, а для предприятий с непрерывным режимом работы — БВК.

Целесообразность более полного использования РН СД решается на основании сопоставления затрат на генерирование РМ СД с затратами при потреблении РМ из энергосистемы, превышающем экономическое значение, генерировании РМ установками БНК (для предприятий с одно-, двух- и трехсменным режимом работы) и генерировании РМ установками БВК (для предприятий с непрерывным режимом работы) [3].

Считая, что $Q''_{сд}$ — мощность, генерируемая СД с учетом более полного использования РМ СД номинальной мощностью до 2500 кВт и частотой вращения до 1000 1/мин, при $Q_p - Q_{нк1} - Q''_{сд} - Q_3 = \Delta Q'' > 0$ для предприятий с одно-, двух- и трехсменным режимом работы, должна быть рассмотрена целесообразность дополнительной установки БНК мощностью $Q_{нк2}$ в сеть до 1 кВ по критериям минимизации потерь в сети 6—10 кВ, стоимости БНК и стоимости потребляемой энергии из энергосистемы [3].

При условии $Q_p - Q_{нк1} - Q_{нк2} - Q''_{сд} - Q_3 = 0$ выбор средств компенсации следует считать законченным.

В случае $Q_p - Q_{нк1} - Q_{нк2} - Q''_{сд} - Q_3 > 0$ недостающая РМ, превышающая экономическое значение, должна быть получена из энергосистемы.

При условии $Q_p - Q_{нк1} - Q''_{сд} - Q_3 > 0$ для предприятий с непрерывным режимом работы должна быть в первую очередь рассмотрена целесообразность установки БВК мощностью [3]:

$$Q_{вк} = Q_p - Q_{нк1} - Q''_{сд} - Q_3 \quad (4.22)$$

В осветительных и силовых сетях напряжением 380/220 В применяют главным образом трехфазные конденсаторные установки с параллельным соединением конденсаторов, соединяемых по схеме треугольника. Подключение КБ к сетевым узлам возможно через автоматический выключатель (QE), рубильник (QS) с предохранителями (FU), контактор (KM) или магнитный пускатель с предохранителями (рис. 4.2).

В схемах КБ предусматриваются разрядные сопротивления (лампы накаливания, трансформаторы напряжения, резисторы). Эти

сопротивления необходимы для разряда конденсаторов после их отключения, так как естественный саморазряд происходит медленно.

Для более экономичного использования компенсирующих устройств (СД и КБ) в условиях эксплуатации они могут быть оборудованы устройствами автоматического или ручного управления, позволяющими полностью или частично регулировать мощность КУ в периоды наименьших и наибольших нагрузок предприятия.

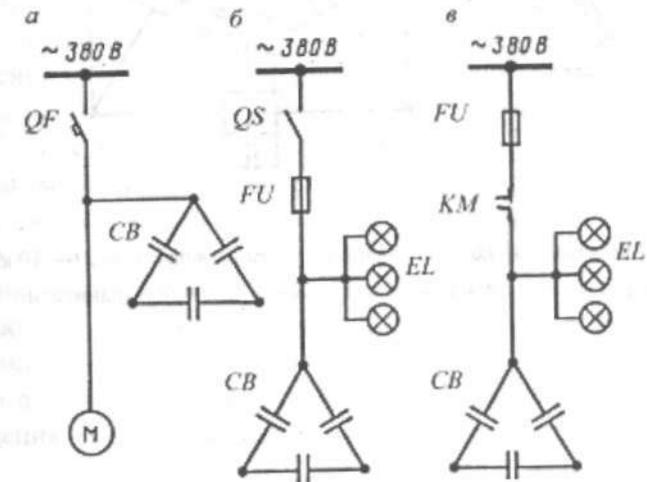


Рис. 4.2. Присоединение конденсаторов к шинам на напряжении 380 В

Схема соединения однофазных КБ напряжением 6—10 кВ в треугольник приведена на рис. 4.3.

Глава 5

Короткие замыкания в системах электроснабжения

5.1. Основные положения расчета токов короткого замыкания

Короткие замыкания (КЗ) являются основной причиной возникновения переходных режимов в системах электроснабжения. Они оказывают значительное влияние на выбор структуры электроэнергетической системы, противоаварийной автоматики и пропускной способности линий электропередачи.

Электрическая система — совокупность устройств, связанных одновременно процессов производства, распределения и потребления электрической энергии, что обуславливает важность всех режимов работы системы и особую ответственность персонала за бесперебойное электроснабжение потребителей. Это относится как к нормальным (установившимся), так и переходным режимам работы электрических систем. Переходные режимы возникают в электрических системах при нормальной эксплуатации и в аварийных условиях (обрыв нагруженной цепи, короткое замыкание и т. д.)

Целью изучения переходных режимов является формирование необходимых знаний о причинах возникновения физической сущности этих режимов, а также о практических методах их количественной оценки для предвидения и предотвращения их опасных последствий.

5.1.1. Основные определения

Электрическая система состоит из *силовых* элементов и элементов *управления*.

К *силовым* относятся элементы, на которых вырабатывается (генераторы), преобразуется (трансформаторы, выпрямители, инверторы), передается и распределяется (линии электропередачи, сети), а также потребляется (нагрузки) электроэнергия.

К *элементам* управления относят устройства, с помощью которых регулируется и изменяется состояние системы (регуляторы возбуждения синхронных машин, регуляторы частоты, реле, выключатели и т. п.).

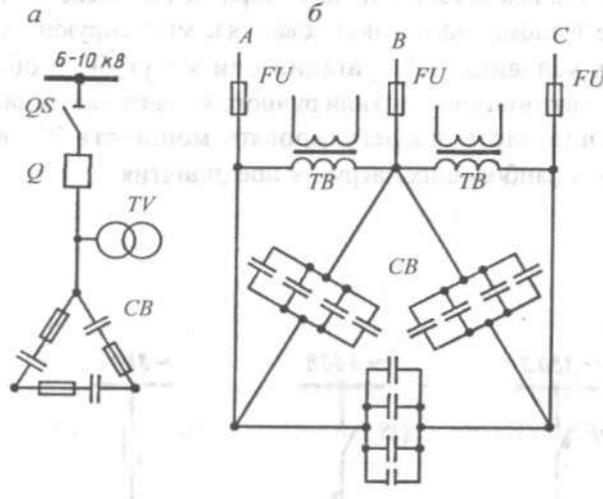


Рис. 4.3. Присоединение конденсаторов к шинам на напряжение 6—10 кВ: *a* — через разъединитель и выключатель; *б* — через предохранители

Состояние системы характеризуется параметрами режима и параметрами системы. *Параметры режима*—это мощности, напряжения, токи, углы сдвига векторов токов, напряжений, частота и т.д. *Параметры системы* определяются физическими свойствами элементов системы, схемами, допущениями. К ним относятся полные, активные и реактивные сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации и т.д.

Если режимные и системные параметры постоянны или мало изменяются, то режим системы называют *установившимся*. Если же происходят значительные изменения параметров режима и системы, то возникают переходные режимы. Различают нормальные и аварийные переходные режимы.

Нормальные переходные режимы сопровождают текущую эксплуатацию системы, так как возникают при обычных эксплуатационных операциях — включении и отключении трансформаторов и отдельных ЛЭП, нормальных эксплуатационных изменениях схемы системы, включении и отключении отдельных генераторов, нагрузок или значительных изменениях их мощности.

Аварийные переходные режимы возникают вследствие резких и существенных изменений параметров системы или режима. Наиболее частыми причинами их возникновения могут быть: 1) короткие замыкания в системе; 2) отключение или обрыв одной или двух фаз в трехфазной системе.

Наиболее тяжелые нарушения нормальной работы систем электроснабжения вызываются КЗ.

Коротким замыканием называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или землей, или четвертым проводом, при котором токи в ветвях электроустановки возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

5.1.2. Причины возникновения и последствия КЗ

Основной причиной возникновения КЗ является нарушение изоляции электрооборудования, которое вызывается следующими факторами:

перенапряжениями; прямыми ударами молнии; старением изоляции; механическими повреждениями изоляции; набросами посторонних тел; ошибками обслуживающего персонала; неудовлетворительным уходом за оборудованием.

При возникновении КЗ в системе электроснабжения ее общее сопротивление уменьшается (степень уменьшения зависит от расположения точки КЗ в системе), что приводит к увеличению токов по сравнению с токами нормального режима, а также к снижению напряжения отдельных точек системы, которое особенно велико вблизи места КЗ.

При большой удаленности величина тока короткого замыкания может составлять лишь незначительную часть номинального тока питающих генераторов и возникновение такого КЗ воспринимается ими как небольшое увеличение нагрузки. Значительные снижения напряжения получаются только вблизи места КЗ, в то время как в других точках системы это снижение едва заметно. Следовательно, опасные последствия КЗ проявляются лишь в ближайших к месту аварии частях системы.

Ток КЗ обычно во много раз превышает номинальный ток ветви, где произошло КЗ. Поэтому и при кратковременном протекании КЗ может вызвать перегрев токоведущих элементов и проводников выше допустимого.

Токи КЗ вызывают между проводниками большие механические усилия, которые особенно велики в начале КЗ, когда ток достигает максимального значения. При недостаточной прочности проводников и их креплений могут иметь место механические разрушения.

Внезапное глубокое снижение напряжения при КЗ отражается на работе потребителей. В первую очередь это касается двигателей, так как даже при кратковременном понижении напряжения на 30—40 % они могут остановиться (происходит опрокидывание двигателей). Восстановление нормального производственного процесса требует длительного времени и может вызвать брак продукции.

При малой удаленности и достаточной длительности КЗ возможно выпадение из синхронизма параллельно работающим генераторов станций, т.е. нарушается нормальная работа всей системы, что является самым опасным последствием КЗ.

Возникающая при замыкании на землю неуравновешенная система токов способна создать магнитные поля, достаточные для наведения в соседних сетях (линиях связи, трубопроводах) значительных ЭДС, опасных для обслуживающего персонала и аппаратуры этих сетей.

Таким образом, токи КЗ могут вызвать целый ряд разнообразных последствий: механические и термические повреждения электрооборудования; возгорания в электроустановках; падение уровня напряжения в сети, ведущее к снижению вращающего момента электродвигателей, их торможению, уменьшению производительности или даже к опрокидыванию их; выпадение из синхронизма отдельных генераторов, электростанции и частей электрической системы; электромагнитное влияние на линии связи, коммуникации, ЛЭП низкого напряжения и т.п.

5.1.3. Виды КЗ в трехфазных системах

В системах электроснабжения в зависимости от режима нейтралей электрических сетей могут иметь место различные виды КЗ. Их классификация представлена в табл. 5.1.

Трехфазное КЗ является симметричным, так как при нем все фазы находятся в одинаковых условиях. Все остальные виды несимметричны, и поэтому системы токов и напряжений при этих видах КЗ искажены.

Важным фактором анализа работы системы электроснабжения является относительная частота возникновения различных видов КЗ (табл. 5.2).

Как видно из таблицы 5.2, подавляющее большинство КЗ связано с замыканием на землю, в то время как трехфазные КЗ очень редки. Однако с ними следует считаться, потому что часто они являются решающими при рассмотрении возможностей работы системы в условиях КЗ.

Иногда при развитии аварии вид КЗ изменяется. Например, в кабельных сетях почти все виды КЗ переходят в трехфазные, так как дуга, возникающая при этом, быстро разрушает изоляцию между жилами кабеля.

Какой из видов КЗ наиболее опасен, однозначно установить нельзя. Это прежде всего зависит от того, применительно к решению каких задач рассматривается возможный в данной системе вид КЗ.

Таблица 5.1. Классификация видов КЗ

Схема	Виды КЗ			
	Сети глухозаземленные или эффективно заземленные		Сети незаземленные или резонансно заземленные	
	Термин	Обозначение	Термин	Обозначение
	Трехфазное КЗ	К(3)	Трехфазное КЗ	К(3)
	Двухфазное КЗ	К(2)	Двухфазное КЗ	К(2)
	Двухфазное КЗ на землю	К(1,1)	Двухфазное КЗ с землей	К(2)
	Однофазное КЗ	К(1)	Однофазное замыкание на землю	З(1)

Таблица 5.2. Относительная частота возникновения различных видов КЗ

Вид КЗ	Относительная частота, % в сетях					
	6-20 кВ	35 кВ	110кВ	220 кВ	330 кВ	750кВ
К(1)	61	67	83	88	91	97
К(2)	17	18	5	3	4	1
К(1,1)	11	7	8	7	4	1
К(3)	11	8	4	2	1	1

5.1.4. Общая характеристика переходного режима КЗ

Переходным называют режим от возникновения КЗ и до момента, когда ток КЗ становится неизменным (установившимся). Переходный режим в общем случае характеризуется появлением свободной аperiodической составляющей тока КЗ i_a , которая накладывается на периодическую составляющую i_n , изменяющуюся с частотой сети, и вместе с ней образует полный ток КЗ i_k (рис.5.1, б).

Правильно оценить электродинамическое и термическое действие тока КЗ без учета переходного режима невозможно, так как мгновенное и действующее значения полного тока КЗ в переходном режиме существенно больше их значений в установившемся режиме.

Рассмотрим протекание переходного режима при трехфазном КЗ в трехфазной симметричной сети при питании от системы бесконечной мощности (рис.5.1, а). Предположим, что в момент $t = 0$ произошло КЗ.

Аperiodическая составляющая i_a затухает по экспоненциальному закону. Начальное значение аperiodической составляющей $i_{a,0}$ равно мгновенному значению периодической составляющей $i_{n,0}$ в момент КЗ. Переходный режим КЗ заканчивается в тот момент, когда затухнет аperiodическая составляющая (время t_f на рис. 5.1).

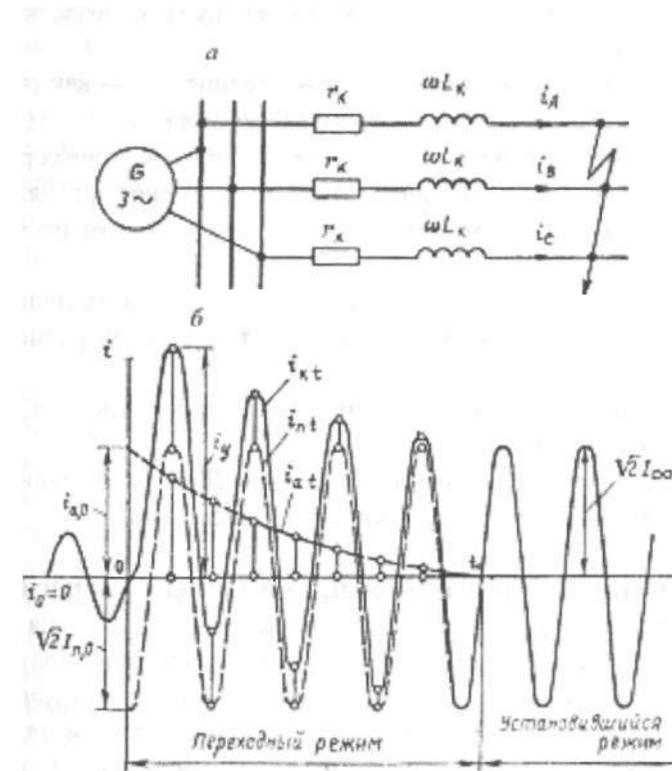


Рис. 5.1. Трехфазная электрическая сеть (а) и изменение периодической (i_n) и аperiodической i_a составляющих, а также полного i_k тока при удаленном КЗ (б)

5.1.5. Назначение расчетов

При проектировании и эксплуатации системы электроснабжения в целом и отдельных электроустановок для решения многих технических вопросов требуется провести расчеты токов КЗ, т.е. произвести вычисление токов в рассматриваемой системе электроснабжения при заданных условиях. В зависимости от назначения такого расчета находят ток для заданного момента времени или его изменение в течение всего переходного режима.

К числу задач, для практического решения которых производят расчеты токов КЗ, относятся:

- 1) оптимизация схемы электрических соединений — как отдельных установок, так и всей системы электроснабжения в целом;
- 2) выявление условий работы потребителей при аварийных режимах;
- 3) выбор электрических аппаратов, проводников, разрядников и ограничителей перенапряжений (ОПН) и их проверка по условиям работы при КЗ;
- 4) проектирование устройств релейной защиты и автоматики;
- 5) определение числа заземленных нейтралей и их размещение в системе;
- 6) выбор числа и мощности компенсирующих устройств в сетях с изолированной нейтралью;
- 7) определение электромагнитного влияния ЛЭП на коммуникации;
- 8) проектирование и проверка защитных заземлений.

5.1.6. Основные допущения, принимаемые при расчетах

Расчет токов КЗ в современной системе электроснабжения с учетом всех имеющихся условий и факторов очень сложен, поэтому для упрощения задачи и реализации ее решения вводят ряд допущений, которые зависят прежде всего от постановки самой задачи. Те допущения, которые вполне приемлемы для решения одной из них, могут быть совершенно неприемлемы при решении другой.

Каждый из практических методов расчета токов КЗ основан на ряде допущений, среди которых наиболее важны следующие:

- 1) отсутствие насыщения магнитных систем. При этом все схемы замещения оказываются линейными, что упрощает расчеты;
- 2) пренебрежение токами намагничивания трансформаторов;
- 3) сохранение симметрии трехфазной системы. Она нарушается обычно лишь для какого-либо одного элемента, что происходит в результате его повреждения;
- 4) пренебрежение емкостными проводимостями ЛЭП напряжением до 330 кВ включительно;
- 5) приближенный учет нагрузок. В зависимости от стадии переходного режима нагрузку заменяют некоторым постоянным сопротивлением;

б) пренебрежение активными сопротивлениями. Это допущение приемлемо для высоковольтных сетей напряжением выше 1 кВ. В тех же случаях, когда расчет производится для протяженной кабельной сети или воздушной сети малого сечения, а также для установок и сетей напряжением до 1 кВ, данное допущение непригодно.

Указанные допущения приводят к погрешностям в расчетах, которые не превышают 2—5 %, что в большинстве случаев допустимо для решения многих инженерных задач.

5.1.7. Порядок определения токов КЗ

При решении задач по определению токов КЗ можно выделить следующие основные этапы:

- 1) выбор расчетных условий;
- 2) определение параметров элементов расчетных схем.

Параметры элементов расчетной схемы устанавливаются в соответствии с их паспортными данными, а при их отсутствии выбираются из справочной литературы;

- 3) составление схемы замещения.

Схемы замещения выполняют в однолинейном изображении, при этом все входящие в них элементы и приложенные ЭДС целесообразно отмечать порядковыми номерами и указывать их величины.

- 4) расчет токов КЗ.

После составления схемы замещения расчет представляет собой обычную задачу определения токов и напряжений в схеме с известными сопротивлениями и приложенными ЭДС.

5.1.8. Выбор расчетных условий

В соответствии с целевым назначением расчета токов КЗ устанавливают расчетные условия, к которым относится выбор: расчетной схемы, вида КЗ, момента времени от начала КЗ, места расположения точки КЗ.

1. Выбор вида и момента времени от начала КЗ зависит от назначения расчета (табл. 5.3).

2. Выбор места КЗ в зависимости от назначения расчета определяется следующими основными соображениями:

ток КЗ должен проходить по ветвям, для которых выбирается или проверяется аппаратура или токоведущие части;

место КЗ выбирается у места установки аппарата, релейной защиты (в начале линии, до реактора, до трансформатора и т. д., считая от источника питания). Для определения наименьшего значения место КЗ выбирается в конце участка.

Таблица 5.3. Рекомендации для определения расчетных условий

Назначение расчета	Вид КЗ	Момент времени от начала КЗ
Выбор или проверка коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей и др.), реакторов, трансформаторов тока, шин, кабелей:		
а) на термическую устойчивость	К(3)	∞
б) на динамическую устойчивость	К(3)	0
в) выключателей на допустимый отключаемый ток или мощность	К(3)	$t = t_{\text{заш}} + t_{\text{выкл}}^*)$
Выбор или проверка разрядников	К(1)	∞

^{*)} Примечание: $t_{\text{заш}}$ — полное время действия релейной защиты, $t_{\text{выкл}}$ — время действия выключателя на отключение.

3. Выбор режима питающей системы существенно влияет на величину токов КЗ. Так, если расчет выполняется для выбора или проверки аппаратуры, то расчетный режим должен быть таким, при котором ток КЗ имеет наибольшее значение.

Таким образом, для определения максимального или минимального значения тока КЗ режим работы питающей системы принимается соответственно максимальным или минимальным.

Максимальный режим характеризуется следующими условиями:

- включены все источники питания (генераторы), а также трансформаторы, линии, питающие сеть или распределительное устройство, в которых рассматривается КЗ;
- при расчете КЗ на землю включены все трансформаторы и автотрансформаторы, нормально работающие с заземленной нейтралью;

- схема участка сети, непосредственно примыкающая к месту КЗ, такова, что по элементу проходит максимальный ток КЗ.

Минимальный режим характеризуется условиями, противоположными максимальному (при отключенной практически возможной части источников питания, генераторов, трансформаторов, линий), а схема соединений принимается такой, при которой по защищаемому элементу проходит минимальный ток КЗ.

4. Составленная расчетная схема должна включать участвующие в питании КЗ генераторы и все элементы их связей как с местом КЗ, так и между собой (линии, кабели, трансформаторы, реакторы).

Очень крупные источники (смежные системы и др.) часто можно заменять источниками бесконечной мощности, т.е. считать, что напряжения в точках их присоединения в схеме остаются неизменными в течение всего процесса КЗ.

Пример расчетной схемы и ее оформления приведен на рис.5.2.

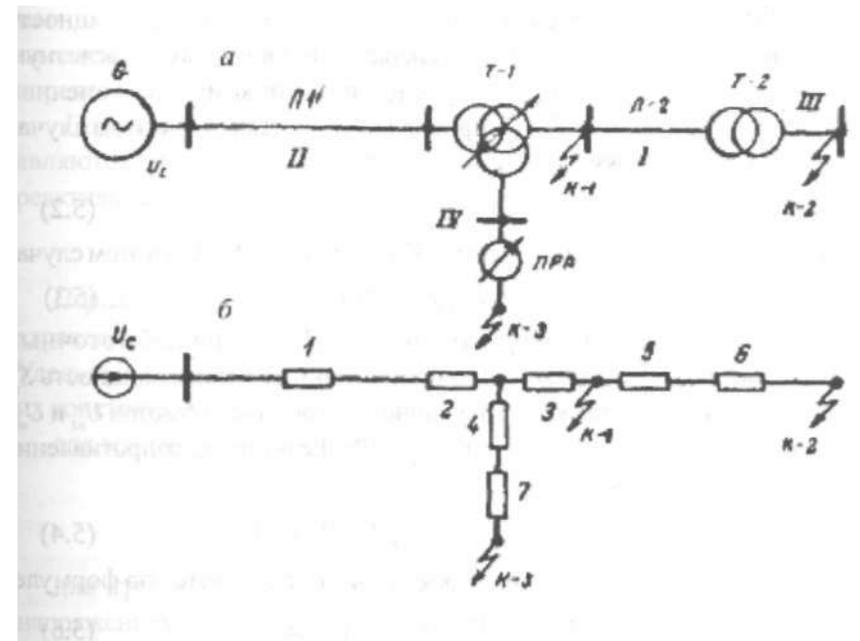


Рис. 5.2. Расчетная схема (а) и схема замещения (б)

5.1.9. Определение параметров элементов расчетной схемы

К элементам электрических систем, сопротивления которых учитываются в расчетах токов КЗ, относятся: системы, силовые трансформаторы, воздушные и кабельные линии, реакторы и нагрузки. Значения сопротивлений определяются либо по каталожным данным (трансформаторы, реакторы), либо по удельным параметрам (воздушные и кабельные линии).

Параметры системы. Электрическая система характеризуется параметрами: мощностью КЗ $S_{кз}$, МВ·А, напряжением U_c , кВ и реактивным сопротивлением X_c , Ом. Параметры, которыми система вводится в расчет, зависят от ее мощности и удаленности от места КЗ. Если система удалена от точки КЗ или ее мощность велика по сравнению с другими источниками, то система вводится в расчет источником ЭДС бесконечной мощности с параметрами:

$$U_c = 1 = \text{const}, S_{кз} = \infty, X_c = 0, R_c = 0. \quad (5.1)$$

Если КЗ рассматривается вблизи от шин системы или ее мощность соизмерима с мощностями других генераторов, вводимых в расчетную систему, то система вводится в расчет источником ЭДС конечной мощности: $U_c \neq 1, X_c \neq 0, S_{кз}$. Сопротивление системы X_c в этом случае определяется по ее току КЗ $I_{кз}$:

$$X_c = U_c / \sqrt{3} I_{кз}. \quad (5.2)$$

Иногда вместо $I_{кз}$ задана мощность КЗ, равная $S_{кз}$, МВ·А, и в этом случае

$$X_c = U_c^2 / S_{кз}, \text{ Ом}. \quad (5.3)$$

Параметры трансформаторов. Для двухобмоточных трансформаторов паспортными данными являются полная мощность S_n , МВ·А; номинальное напряжение первичной и вторичной обмоток $U_{н1}$ и $U_{н2}$, кВ, напряжение КЗ $U_{кз}$, %; потери КЗ P_k , МВт. Реактивное сопротивление определяется из выражения:

$$X_r = (U_{кз} \% / 100) (U_{н1}^2 / S_n), \text{ Ом}. \quad (5.4)$$

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$R_r = (P_k / S_n) (U_{н1}^2 / S_n), \text{ Ом}. \quad (5.5)$$

Паспортные данные трехобмоточных трансформаторов таковы: полная мощность S_n , МВ·А; номинальные напряжения обмоток $U_{н1}, U_{н2}, U_{н3}$, кВ; напряжения КЗ между обмотками $U_{к1-2}, U_{к1-3}, U_{к2-3}$, %. Напряжения КЗ определяются из опыта КЗ трансформатора между парой обмоток при разомкнутой третьей и задается в процентах. Напряжения КЗ обмоток определяются из соотношений:

$$\begin{aligned} U_{к1} &= 0,5(U_{к1-2} + U_{к1-3} - U_{к2-3}), \%, \\ U_{к2} &= 0,5(U_{к2-3} + U_{к1-2} - U_{к1-3}), \%, \\ U_{к3} &= 0,5(U_{к1-3} + U_{к2-3} - U_{к1-2}), \%. \end{aligned} \quad (5.6)$$

Сопротивление обмотки, расположенной на сердечнике между двумя другими, имеет обычно отрицательное значение. На практике сопротивление этой обмотки принимают равным нулю. Используемые в электрических системах автотрансформаторы имеют две обмотки, связанные электрически и магнитно, и одну, связанную с остальными только магнитно. Схемы замещения автотрансформатора аналогично схеме замещения трехобмоточного трансформатора и сопротивления его обмоток определяют по формулам (5.4 — 5.6).

Параметры реакторов, служащих для ограничения токов КЗ, являются: номинальное напряжение U_n , кВ; номинальный ток I_n , кА; реактивность X_p , %. Сопротивление реактора определяется из выражения:

$$X_p = (X_p \% / 100) (U_n / \sqrt{3} I_n), \text{ Ом}. \quad (5.7)$$

Параметры воздушных и кабельных линий. Линии электропередачи характеризуются удельным сопротивлением X_o , Ом/км и длиной L , км. Удельные сопротивления воздушных и кабельных линий определяются их конструкцией и в среднем имеют следующие значения:

для воздушных ЛЭП	750—500 кВ	$X_o = 0,29$ Ом/км,
	330 кВ	$X_o = 0,32$ Ом/км,
	220—6 кВ	$X_o = 0,4$ Ом/км,
	до 1000 В	$X_o = 0,3$ Ом/км,
для трехжильных кабелей	напряжением 35 кВ	$X_o = 0,12$ Ом/км,
	напряжением 10-6 кВ	$X_o = 0,07... 0,08$ Ом / км.

Сопротивление ЛЭП длиной L определяется по формуле:

$$X = X_o L, \text{ Ом} \quad (5.9)$$

5.1.10. Приведение сопротивлений элементов схем к базисным условиям

Определение результирующего сопротивления в именованных единицах.. Для расчетов токов КЗ возникает необходимость в определении результирующего сопротивления, связывающего место возникновения КЗ с источником питания.

Если расчетная схема содержит несколько магнитосвязанных цепей (элементов схемы, связанных между собой трансформаторами), то сопротивления всех элементов цепи должны быть приведены к напряжению одной из ступеней, что позволяет перейти к электрической схеме замещения (рис. 5.3).

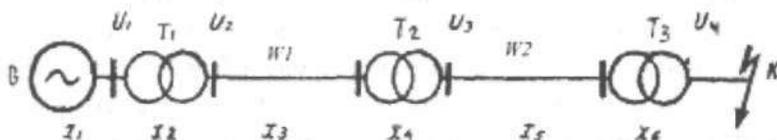


Рис. 5.3. Схема к приведению сопротивлений

Электрические величины E, U, I, X могут быть приведены к выбранной ступени (например, к точке КЗ) по формулам:

$$E_{np} = (K1 K2 \dots Kn) E; \quad (5.10)$$

$$U_{np} = (K1 K2 \dots Kn) U;$$

$$I_{np} = 1 / (K1 K2 \dots Kn I); \quad (5.11)$$

$$X_{np} = (K1 K2 \dots Kn)^2 X, \quad (5.12)$$

где $K1, K2, \dots, Kn$ — коэффициенты трансформации, через которые величины E, U, I, X связаны с выбранной ступенью.

Под коэффициентом трансформации каждого трансформатора или автотрансформатора (как повышающего, так и понижающего) понимается отношение междуфазного напряжения холостого хода его обмотки, обращенной в сторону основной ступени напряжения, к аналогичному напряжению его другой обмотки, находящейся ближе к ступени, элементы которой подлежат приведению.

Если для схемы на рис. 5.3 за основную (базисную) ступень принять точку КЗ, то сопротивления элементов, приведенные в этой ступени, определяются по следующим соотношениям:

$$\text{для системы} \quad X_{1(б)} = X_1 \left((U_6/U_5)(U_4/U_3)(U_2/U_1) \right)^2,$$

$$\text{для трансформатора} \quad X_{2(б)} = X_2 \left((U_6/U_5)(U_4/U_3) \right)^2,$$

$$\text{для линии ЛП} \quad X_{3(б)} = X_3 \left((U_6/U_5)(U_4/U_3) \right)^2 \text{ и т. д.}$$

Здесь и далее индекс (б) обозначает, что величина приведена к базисным условиям.

В этих выражениях U_1, U_2, \dots, U_6 — действительные напряжения на выводах трансформаторов для одного из расчетных режимов (максимальный, минимальный и др.), для которого рассчитывается ток КЗ.

Данное приведение элементов к базисным условиям называется точным, т.к. коэффициенты трансформации трансформаторов определяются по действительным напряжениям на их выводах.

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить схему замещения.

Сущность такого приведения заключается в следующем. Для каждой ступени трансформации устанавливают среднее номинальное напряжение U_{cp} , а именно: 340; 230; 115; 10,5; 6,3 кВ и при этом условно принимают, что номинальные напряжения всех элементов, находящихся на одной ступени трансформации, одинаковы и равны соответствующим значениям по указанной шкале. Тогда коэффициент трансформации каждого трансформатора равен отношению U_{cp} тех ступеней, которые он связывает, а результирующий коэффициент трансформации каскада трансформаторов будет определяться как отношение U_{cp} крайних ступеней. Следовательно, при приближенном приведении в именованных единицах выражения для пересчета принимают более простой вид:

$$\begin{aligned} E_{np} &= (U_{cpб}/U_{cp}) E; & U_{np} &= (U_{cpб}/U_{cp}) U; \\ I_{np} &= (U_{cpб}/U_{cp}) I; & Z_{np} &= (U_{cpб}/U_{cp})^2 Z; \end{aligned} \quad (5.13)$$

где U_{cp} — среднее номинальное напряжение ступени, с которой производится пересчет; $U_{cpб}$ — то же выбранной основной ступени.

Например, для схемы на рис. 5.3 сопротивления, приведенные к базисному напряжению $U_6 = U_6$, будут

$$\text{для системы: } X_{1(6)} = X_1 \left(\frac{U_6}{U_5} \right) \left(\frac{U_4}{U_3} \right) \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2 = X_1 \left(\frac{U_6}{U_1} \right)^2,$$

$$\text{трансформатора Т1: } X_{2(6)} = X_2 \left(\frac{U_6}{U_5} \right) \left(\frac{U_4}{U_3} \right)^2 = X_2 \left(\frac{U_6}{U_3} \right)^2, \text{ т.к. } U_4 = U_5,$$

$$\text{линии Л1: } X_{3(6)} = X_3 \left(\frac{U_6 U_4}{U_5 U_3} \right)^2 = X_3 \left(\frac{U_6}{U_3} \right)^2, \text{ т.к. } U_2 = U_3.$$

Таким образом, благодаря тому, что для каждой ступени принято среднее номинальное напряжение, промежуточные коэффициенты трансформации сокращаются.

При расчетах, связанных с определением устойчивости электрических систем, с выбором и настройкой устройств РЗА, следует пользоваться формулами точного приведения, а при расчетах, проводимых с целью выбора электрического оборудования, — приближенными.

5.1.11. Система относительных единиц

Электрические величины могут быть выражены в именованных единицах (/ — Амперах (А), U — Вольтах (В), Z — Омах (Ом) и т. д.), процентах (%) и относительных единицах (ОЕ), т.е. в долях от некоторых одноименных величин, называемых в дальнейшем базисными. Относительные единицы широко используются в электротехнических расчетах, так как позволяют значительно упростить математические выкладки и придают им обобщенный характер.

Определение результирующего сопротивления в относительных единицах возможно только в том случае, если относительные сопротивления всех элементов сети вычислены при одних и тех же базисных условиях.

Например, если в схеме имеются два элемента с параметрами S_1, I_1, U_1, X_1 и S_2, I_2, U_2, X_2 , то просто сложить значения X_1 и X_2 нельзя, так как они определены при разных условиях. Здесь и далее индекс * указывает, что величина выражена в относительных единицах. Если же относительные сопротивления этих элементов определить при одной и той же мощности или токе, отнести к одному и тому же напряжению, т.е. подсчитать при

одинаковых базисных условиях, то результирующее сопротивление можно определить путем обычных преобразований схемы замещения.

Таким образом, под относительным значением какой-либо величины следует понимать ее отношение к другой одноименной величине, выбранной за единицу измерения.

Следовательно, чтобы выразить отдельные величины в относительных единицах, нужно выбрать такие, которые должны служить соответствующими единицами измерения, т. е. установить базисные единицы или условия.

Пусть за базисный ток и базисное междуфазное напряжение приняты величины I_6 и U_6 . Тогда базисную мощность трехфазной системы можно выразить как

$$S_6 = \sqrt{3} U_6 \cdot I_6, \quad (5.14)$$

а базисное сопротивление —

$$Z_6 = U_6 / (\sqrt{3} I_6) = U_6^2 / S_6. \quad (5.15)$$

Как видно, из четырех базисных единиц I_6, U_6, S_6, Z_6 только две могут быть выбраны произвольно, а две другие получаются из соотношений (5.14)—(5.15).

При выбранных базисных условиях относительные значения ЭДС, напряжений, токов, мощностей и сопротивлений будут:

$$\begin{aligned} E_{(6)} &= E/E_6; \quad U_{(6)} = U/U_6; \quad I_{(6)} = I/I_6; \\ S_{(6)} &= S/S_6; \quad Z_{(6)} = Z/Z_6. \end{aligned} \quad (5.16)$$

Поскольку выбор базисных условий произволен, то одна и та же действительная величина может иметь разные численные значения при выражении ее в относительных единицах.

Перепишем из выражения (5.16) сопротивление

$$Z_{(6)} = Z/Z_6 = Z \sqrt{3} \cdot I_6 / U_6 = Z S_6 / U_6^2, \quad (5.17)$$

где Z — заданное сопротивление, Ом; I_6 — базисный ток, кА; U_6 — базисное междуфазное напряжение, кВ; S_6 — базисная мощность, МВ·А.

Для различных элементов системы электроснабжения параметры, характеризующие их сопротивления, заданы в разных формах. Так, для

воздушных и кабельных ЛЭП задается удельное сопротивление на фазу (X_0) и длина L . Поэтому для этих элементов пользуются выражением:

$$X_{(6)} = X_0 L S_6 / U_6^2. \quad (5.18)$$

Напряжение КЗ трансформатора задается в процентах от его номинального напряжения. Пренебрегая весьма малой составляющей активного сопротивления обмоток трансформатора, можно считать $U_k \cong Z\% \cong X\%$. При этом реактивное сопротивление трансформатора в относительных единицах определяется так:

$$X_{(6)} = (U_k \% / 100) U_n^2 S_6 / S_n U_6^2. \quad (5.19)$$

Для реактора обычно задается его реактивное сопротивление в процентах $X_p \%$, определенное при нормальных напряжении и токе. Сопротивление реактора, приведенное к базисным условиям, будет:

$$X_{(6)} = (X_p \% / 100) (U_n I_6 / U_6 I_n). \quad (5.20)$$

При выборе базисных условий следует стремиться к тому, чтобы вычислительная работа была по возможности упрощена и порядок числовых значений относительных величин достаточно удобным для оперирования с ними. Для базисной мощности S_6 целесообразно принимать круглые числа (1000, 100, 10 МВ·А) или часто повторяющуюся в заданной схеме номинальную мощность. За U_6 рекомендуется принимать U_n или

Формулы для приведения элементов электрических схем в относительные единицы приведены в табл. 5.4.

5.1.12. Преобразование схем замещения

При определении переходных режимов возникает необходимость в преобразовании исходной схемы к более простому виду. Для этого выполняют ряд преобразований, аналогичных обычным расчетам линейных электрических цепей. После получения простейшей схемы, содержащей место КЗ, эквивалентные ЭДС и эквивалентное сопротивление, рассчитывают ток в месте КЗ, токи и напряжения в других ветвях схемы.

Ток трехфазного КЗ при расчете сопротивлений в именованных единицах кА определяется по формуле:

Таблица 5.4. Формулы для определения сопротивлений

Элемент	Реактивность X элементов		
	Именованные единицы, Ом	Относительные единицы	
		Точное приведение	Приближенное приведение
Синхронный генератор (двигатель, компенсатор)	$X''_d \frac{U_n^2}{S_n}$	$X''_d \frac{U_n^2}{S_n} \frac{S_6}{U_6^2}$	$X''_d \frac{S_6}{S_n}$
Двухобмоточный трансформатор	$\frac{U_k \%}{100} \frac{U_n^2}{S_n}$	$\frac{U_k \%}{100} \frac{U_n^2}{S_n} \frac{S_6}{U_6^2}$	$\frac{U_k \%}{100} \frac{S_6}{S_n}$
Кабельная или воздушная ЛЭП	$X_0 L$ X_0 (Ом/км)	$X_0 L \frac{S_6}{U_6^2}$	$X_0 L \frac{S_6}{U_{cp}^2}$
Токоограничивающий реактор	$\frac{X_p \%}{100} \frac{U_n}{\sqrt{3} I_n}$	$\frac{X_p \%}{100} \frac{I_6 U_n}{I_n U_6}$	$\frac{X_p \%}{100} \frac{I_6}{I_n}$
Асинхронный двигатель	$\frac{1}{K_n^{(*)}} \frac{U_n}{\sqrt{3} I_n}$	$\frac{1}{K_n} \frac{U_n^2}{S_n} \frac{S_6}{U_6^2}$	$\frac{1}{K_n} \frac{S_6}{S_n}$
Обобщенная нагрузка	$0.35 \frac{U_n^2}{S_n}$	$0.35 \frac{U_n^2}{S_n} \frac{S_6}{U_6^2}$	$0.35 \frac{S_6}{S_n}$

* Примечание: K_n — кратность пускового тока I_n , $K_n = I_n / I_{н.н.}$

$$I_k = U_{cp} / \sqrt{3} X_{рез}, \quad (5.21)$$

где U_{cp} — среднее напряжение той ступени, где находится точка КЗ, кВ; $X_{рез}$ — результирующее сопротивление от источника до точки КЗ, Ом.

При расчете сопротивлений в относительных единицах ток КЗ в именованных единицах (кА) определяется по выражению:

$$I_k = I_6 / X_{рез} \quad \text{или} \quad I_k = I_6 / Z_{рез}, \quad (5.22)$$

где $I_6 = S_6 / \sqrt{3} U_{cp}$ — базисный ток на ступени напряжения точки КЗ.

Если напряжение на шинах источника неизменно (точка КЗ удалена от источника или мощность ответвления мала по сравнению с мощностью источника, что обычно имеет место при расчете токов КЗ в системе электроснабжения промышленных предприятий), то периодическая составляющая тока КЗ не изменяется по значению:

$$I_k = I_n. \quad (5.23)$$

Ударный ток КЗ (рис. 5.1.) определяется:

$$i_y = \sqrt{2} K_y I_k, \quad (5.24)$$

где K_y — ударный коэффициент принимается равным 1.8.

Пример 5.1. Вычислить сверхпереходный и ударный токи при КЗ в точке К. Исходная схема и схема замещения приведены на рис. 5.4. Расчет произвести с учетом всех присоединенных нагрузок.

1. Выбираем базисные условия:

$$S_6 = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad U_6 = U_{cp} = 6,3 \text{ кВ}, \quad I_6 = 100 / \sqrt{3} \cdot 6,3 = 9,16 \text{ кА}.$$

2. Приводим величины сопротивлений к выбранным базисным условиям:

генератора $X_{\cdot 1} = x_{\cdot d}^* S_6 / S_{гр} = 0,12 \cdot 100 / 100 = 0,12$;

нагрузки Н1 $X_{\cdot 2} = x_{\cdot n}^* S_6 / S_{н1} = 0,35 \cdot 100 / 40 = 0,875$;

трансформатора Т1 $X_{\cdot 3} = U_k \% S_6 / 100 S_{т1} = 10,5 \cdot 100 / 100 \cdot 40 = 0,262$;

ЛЭП Л1 $X_{\cdot 4} = x_0 l S_6 / U_{cp}^2 = 0,4 \cdot 50 \cdot 100 / 115^2 = 0,151$;

ЛЭП Л2 $X_{\cdot 8} = 0,4 \cdot 20 \cdot 100 / 115^2 = 0,0605$;

ЛЭП Л3 $X_{\cdot 5} = 0,4 \cdot 15 \cdot 100 / 115^2 = 0,0454$;

трансформатора Т3 $X_{\cdot 6} = U_k \% S_6 / 100 S_{гр} = 10,5 \cdot 100 / 100 \cdot 16 = 0,656$;

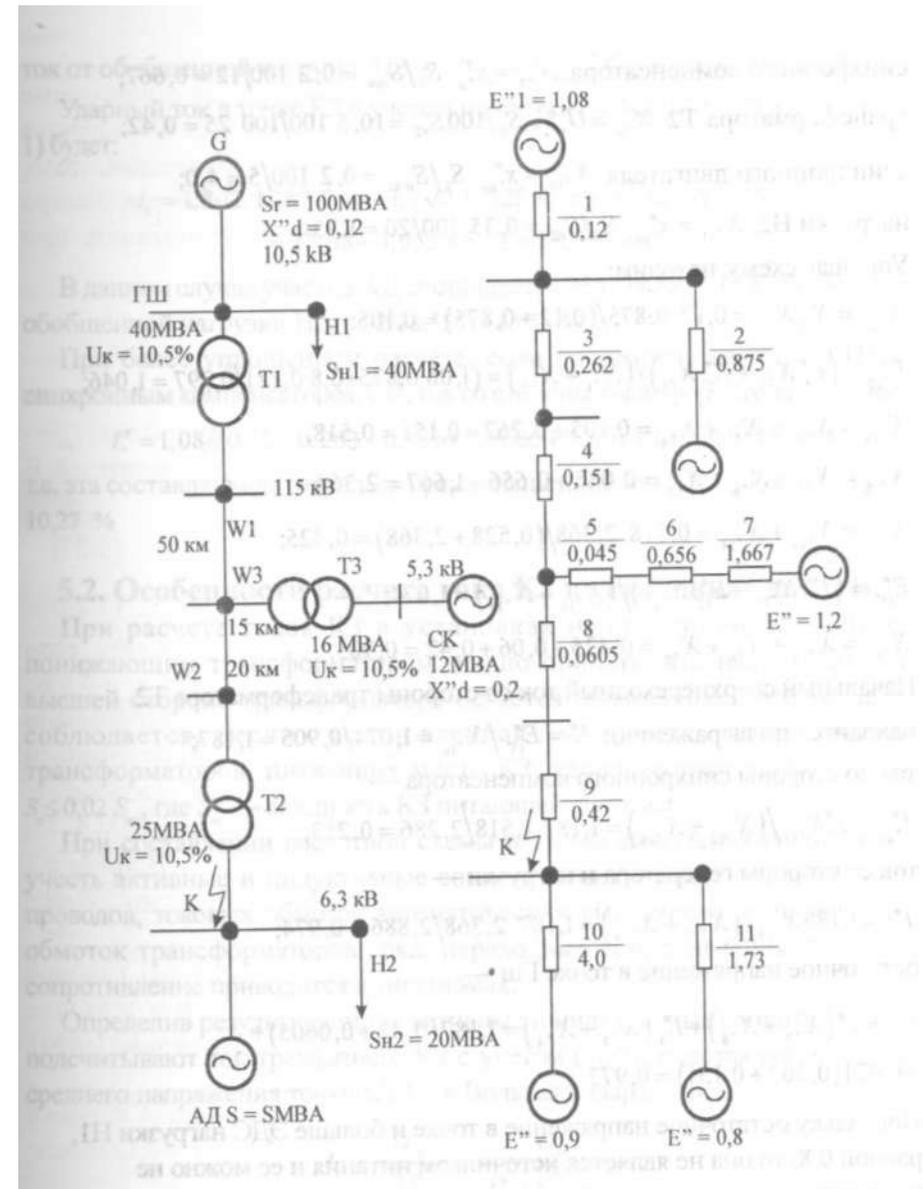


Рис. 5.4. Схема к примеру 5.1 и схема замещения при расчете КЗ в точке К

синхронного компенсатора $X_{\cdot 7} = x_{\cdot d}^* S_6 / S_{\text{иск}} = 0,2 \cdot 100 / 12 = 0,667$;

трансформатора Т2 $X_{\cdot 9} = U_{\text{к}} \% S_6 / 100 S_{\text{T2}} = 10,5 \cdot 100 / 100 \cdot 25 = 0,42$;

асинхронного двигателя $X_{\cdot 10} = x_{\cdot \text{ан}}^* S_6 / S_{\text{и ан}} = 0,2 \cdot 100 / 5 = 4,0$;

нагрузки Н2 $X_{\cdot 11} = x_{\cdot \text{он}}^* S_6 / S_{\text{н2}} = 0,35 \cdot 100 / 20 = 1,75$.

Упрощая схему, находим:

$$X_{\cdot 12} = X_{\cdot 1} X_{\cdot 2} = 0,12 \cdot 0,875 / (0,12 + 0,875) = 0,105;$$

$$E_{\cdot 12}^* = (E_{\cdot 1}^* X_{\cdot 2} + E_{\cdot 2}^* X_{\cdot 1}) / (X_{\cdot 1} + X_{\cdot 2}) = (1,08 \cdot 0,875 + 0,8 \cdot 0,12) / 0,997 = 1,046;$$

$$X_{\cdot 13} = X_{\cdot 12} + X_{\cdot 3} + X_{\cdot 4} = 0,105 + 0,262 + 0,151 = 0,518;$$

$$X_{\cdot 14} = X_{\cdot 5} + X_{\cdot 6} + X_{\cdot 7} = 0,045 + 0,656 + 1,667 = 2,368;$$

$$X_{\cdot 15} = X_{\cdot 13} + X_{\cdot 14} = 0,518 + 2,368 / (0,528 + 2,368) = 0,425;$$

$$E_{\cdot 15}^* = (E_{\cdot 7}^* X_{\cdot 13} + E_{\cdot 12}^* X_{\cdot 14}) / (X_{\cdot 13} + X_{\cdot 14}) = 1,074;$$

$$X_{\cdot 16} = X_{\cdot 15} + X_{\cdot 8} + X_{\cdot 9} = 0,425 + 0,06 + 0,42 = 0,905.$$

Начальный сверхпереходный ток со стороны трансформатора Т2

находится по выражению: $I_{\cdot}^* = E_{\cdot 15}^* / X_{\cdot 16} = 1,074 / 0,905 = 1,187$;

ток со стороны синхронного компенсатора —

$$I_{\cdot \text{ск}}^* = I_{\cdot}^* X_{\cdot 13} / (X_{\cdot 13} + X_{\cdot 14}) = 1,187 \cdot 1,518 / 2,286 = 0,213;$$

ток со стороны генератора и нагрузки —

$$I_{\cdot \text{г}}^* = 1,187 X_{\cdot 14} / (X_{\cdot 13} + X_{\cdot 14}) = 1,187 \cdot 2,368 / 2,886 = 0,974;$$

остаточное напряжение в точке Гш —

$$U_{\cdot} = I_{\cdot}^* (X_{\cdot 9} + X_{\cdot 8}) + I_{\cdot \text{г}}^* (X_{\cdot 3} + X_{\cdot 4}) = 1,187 (0,42 + 0,0605) + 0,974 (0,262 + 0,151) = 0,973.$$

Поскольку остаточное напряжение в точке и больше ЭДС нагрузки Н1, равной 0,8, то она не является источником питания и ее можно не учитывать.;

ток от асинхронного двигателя — $I_{\cdot \text{ан}}^* = 0,9 / 4,0 = 0,225$;

ток от обобщенной нагрузки Н2 — $I_{\cdot \text{он2}}^* = E_{\cdot \text{он2}}^* / X_{\cdot 11} = 0,8 / 1,75 = 0,457$.

Ударный ток в точке КЗ с учетом подпитки от АД ($K_{\text{у}} = 1,7$) и ОН2 ($K_{\text{у}} = 1$) будет:

$$i_{\cdot} = 1,8\sqrt{2} \cdot 1,187 \cdot 9,16 + 1,7\sqrt{2} \cdot 0,225 \cdot 9,16 + \sqrt{2} \cdot 0,457 \cdot 9,16 = 27,68 + 4,955 + 5,92 = 38,555 \text{ кА}.$$

В данном случае участие АД составляет: $4,955 / 38,555 = 12,85\%$; участие обобщенной нагрузки Н2: $5,92 / 38,555 = 15,35\%$.

При более упрощенном расчете, если пренебречь нагрузкой Н1 и синхронным компенсатором СК, ток со стороны трансформатора Т2 будет:

$$I_{\cdot}^* = 1,08 / (0,12 + 0,262 + 0,151 + 0,0605 + 0,42) = 1,08 / 1,014 = 1,065,$$

т.е. эта составляющая оказалась преуменьшенной на $(1,187 - 1,065) / 1,187 = 10,27\%$

5.2. Особенности расчета тока КЗ в установках до 1 кВ

При расчете токов КЗ в установках напряжением до 1 кВ за понижающим трансформатором можно принять, что напряжение на высшей стороне трансформатора остается неизменным. Это условие соблюдается, если установленная мощность понижающих трансформаторов, питающих место КЗ, удовлетворяет требованию: $S_{\text{T}} \leq 0,02 S_{\text{кз}}$, где $S_{\text{кз}}$ — мощность КЗ питающей системы.

При составлении расчетной схемы и схемы замещения необходимо учесть активные и индуктивные сопротивления трансформатора, шин, проводов, токовых обмоток автоматических выключателей, первичных обмоток трансформаторов тока, переходные сопротивления. Обычно сопротивление приводится в миллиомах.

Определив результирующие активные и индуктивные сопротивления, подсчитывают ток трехфазного КЗ с учетом (5.23), подставляя значение среднего напряжения точки КЗ $U_{\text{ср}}$ в Вольтах в выражение:

$$I_{\text{к}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} Z_{\text{рез}}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \sqrt{X_{\text{рез}}^2 + r_{\text{рез}}^2}},$$

где $Z_{\text{рез}} = jX_{\text{рез}} + r_{\text{рез}}$ — результирующее сопротивление цепи КЗ.

Ударный ток КЗ определяется по (5.24).

На величину тока КЗ могут оказать влияние мощные асинхронные электродвигатели, если они присоединены вблизи места КЗ. Объясняется это тем, что при КЗ резко снижается напряжение, и электродвигатели, вращаясь по инерции, генерируют ток в точку КЗ. Этот ток быстро затухает, поэтому влияние электродвигателей учитывают при определении $I_{кд}$ и i_y .

Ток $I_{кд}$ от асинхронных электродвигателей

$$I_{кд} = 0,9 I_{дн} / X_{д}^*$$

где 0,9 — расчетная относительная ЭДС; $X_{д}^*$ — относительное сверхпереходное сопротивление асинхронного электродвигателя; $I_{дн}$ — номинальный суммарный ток одновременно работающих двигателей. В среднем можно принять

$$X_{д}^* = 0,2, \text{ тогда } I_{кд} = 0,9/0,2 = 4,5 I_{дн} \quad (5.27)$$

$$i_y = \sqrt{2} I_{кд} = \sqrt{2} \cdot 4,5 I_{дн} = 6,5 I_{дн}. \quad (5.28)$$

Пример 5.2. Определить ток КЗ в точке К1 (рис.5.5) цеховой сети, если на цеховой подстанции установлен трансформатор ТМ-630/6; $u_k = 5,5\%$; $P_k = 7,6$ кВт. К шинам 0,4 кВ трансформатор присоединен алюминиевыми шинами сечением 60×8 мм², расположенными горизонтально с расстоянием между фазами $a = 200$ мм. На вводе установлен автоматический выключатель АВМ-15. В цехе проложен магистральный шинопровод ШМА-73, ответвление от него выполнено шинопроводом ШРА-73. В точке К1 присоединена группа электродвигателей М1 общей мощностью 200 кВт; $U_n = 380$ В; $\eta = 0,92$; $\cos \varphi = 0,84$.

Решение. Принимаем, что напряжение на шинах 6 кВ цеховой подстанции неизменно, сопротивление от источника питания до этих шин не учитываем, расчет сопротивлений ведем в именованных единицах (мОм), $U_6 = 400$ В.

Сопротивление трансформатора и сопротивление токовой катушки автоматического выключателя определяем из справочника $r_a = 0,12$ мОм; $x_a = 0,094$ мОм;

Переходное сопротивление контактов $r_k = 0,25$ мОм.

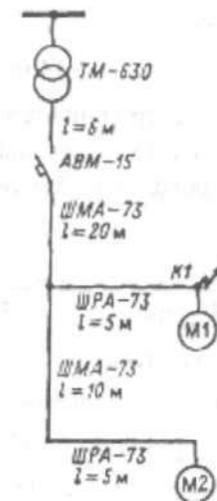


Рис. 5.5. Расчетная схема к примеру 5.2

Сопротивление шин до щита 0,4 кВ $r_{ш} = r_0 l = 0,074 \cdot 6 = 0,444$ мОм; $r_{ш} = x_0 l = 0,176 \cdot 6 = 1,056$ мОм, где r_0, x_0 определено для шин 60×8 при $a_{cp} = 1,26 \cdot 200 = 252$ мм.

Сопротивление магистрального шинопровода ($r_0 = 0,031$ мОм/м; $x_0 = 0,017$ мОм/м) $r_{ШМА} = 0,031 \cdot 20 = 0,62$ мОм; $x_{ШМА} = 0,017 \cdot 20 = 0,34$ мОм.

Сопротивление шинопровода ШРА-73 ($r_0 = 0,13$ мОм/м; $x_0 = 0,1$ мОм/м) $r_{ШРА} = 0,13 \cdot 5 = 0,65$ мОм; $x_{ШРА} = 0,1 \cdot 5 = 0,5$ мОм.

Резльтирующее сопротивление до точки КЗ

$$r_{рез} = r_t + r_a + r_k + r_{ШМА} + r_{ШРА} = 3,06 + 0,12 + 0,25 + 0,444 + 0,62 + 0,65 = 5,144 \text{ мОм;}$$

$$X_{рез} = x_t + x_a + x_k + x_{ШМА} + x_{ШРА} = 13,63 + 0,094 + 1,056 + 0,34 + 0,5 = 15,62 \text{ мОм.}$$

Определяем ток КЗ от источника (системы):

$$I_{кз} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \sqrt{X_{рез}^2 + r_{рез}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{15,62^2 + 5,144^2}} = 14,06 \text{ кА.}$$

Поправку на изменения сопротивления шин в процессе КЗ не вносим, так как активное сопротивление шин составляет всего 1,71 мОм.

Находим при: $x/r = 15,62/5,144 = 3,03$ $k_y = 1,33$ и

$$i_y = \sqrt{2} k_y I_{кв} = \sqrt{2} 1,33 14,06 = 26,37 \text{ кА.}$$

Учтем влияние группы электродвигателей М1 на ток КЗ. Вторая группа М2, удаленная от места КЗ магистральным шинопроводом $l = 10$ м и распределительным шинопроводом $l = 5$ м, не оказывает влияние на ток КЗ.

$$I_{под} = 4,5 I_{ном} = 4,5 \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} U_{ном} \eta \cos \varphi} = 4,5 \frac{200}{\sqrt{3} 380 0,94 0,91} = 1,6 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ от электродвигателей

$$i_{уд} = 6,5 I_{нд} = 6,5 0,36 = 2,34 \text{ кА,}$$

Ток КЗ в точке $I_k = I_{кв} + I_{под} = 14,06 + 1,6 = 15,66 \text{ кА;}$

$$i_y = i_y + i_{уд} = 26,37 + 2,34 = 28,71 \text{ кА.} \quad (5.27)$$

5.3. Воздействие токов короткого замыкания

5.3.1. Электродинамическое действие токов КЗ

При КЗ по токоведущим частям проходят токи переходного режима, вызывая механические усилия в шинах, конструкциях и аппаратах электрических установок. Эти усилия изменяются во времени по значению, направлению и имеют колебательный характер. Согласно требованиям [1], усилия, действующие на жесткие шины и поддерживающие их изоляторы, следует рассчитывать по ударному току трехфазного КЗ с учетом сдвига между токами в фазах и без учета механических колебаний в шинах конструкции. Пользуясь законом о взаимодействии проводников с током, можно определить максимальное усилие на шинную конструкцию, Ньютон:

$$F_{\max}^{(3)} = \sqrt{3} \frac{l}{a} i_y^2 10^{-7}, \quad (5.29)$$

где l — расстояние между изоляторами шинной конструкции (пролет), м; a — расстояние между фазами, м; i_y — ударный ток при трехфазном КЗ, А.

Электродинамическая сила $F^{(3)}$ создает изгибающий момент, который можно определить, если рассматривать шину как равномерно нагруженную балку:

$$M = \frac{F^{(3)} l}{10}. \quad (5.30)$$

Напряжение в материале шин от изгиба, МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = M/W, \quad (5.31)$$

где W — момент сопротивления сечения, зависящий от формы и расположения шин.

При горизонтальном креплении изоляторов и расположении шин плашмя (рис. 5.6, а):

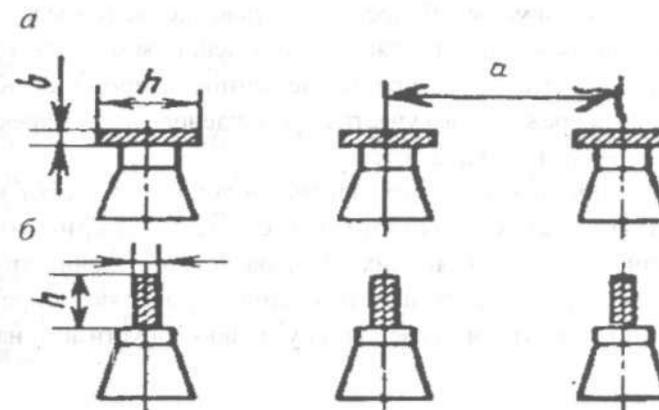


Рис. 5.6. Расположение шин на изоляторах плашмя (а) и на ребро (б)

$$W = \frac{b h^2}{6}. \quad (5.32)$$

При расположении шин на ребро (рис. 5.6, б)

$$W = \frac{b^2 h}{6}, \quad (5.33)$$

где b и h — размеры поперечного сечения шины, см.

Полученное по (5.31) расчетное напряжение в материале шин не должно превышать допустимые значения: для медного сплава марки МГТ $s_{\text{доп}} = 171,5$ —206 МПа; для алюминиевого сплава марки АДЗ1Т $s_{\text{доп}} = 89$ МПа.

Электродинамические усилия в токоведущих частях выключателей, разъединителей и других аппаратов трудно поддаются расчету, поэтому заводы-изготовители указывают предельный сквозной ток КЗ (амплитудное значение) $i_{пр.скв}(i_{дин})$, который не должен быть меньше найденного в расчете ударного тока при трехфазном КЗ. Таким образом, проверка аппаратов по электродинамической стойкости производится по условию

$$i_{пр.скв}(i_{дин}) \geq i_y. \quad (5.34)$$

5.3.2. Термическое действие токов КЗ

Токи КЗ вызывают нагрев токоведущих частей, значительно превышающий нормальный. Чрезмерное повышение температуры может привести к повреждению изоляции, разрушению контактов и даже к их плавлению, несмотря на кратковременность процесса КЗ. После отключения поврежденного участка прохождение тока КЗ прекращается, токоведущие части охлаждаются.

При выборе токоведущих частей необходимо найти конечную температуру нагрева токами КЗ с учетом периодической и аperiodической составляющих. Этот расчет достаточно трудоемкий, поэтому термическую стойкость обычно проверяют определением минимально допустимого сечения по условию допустимого нагрева при КЗ:

$$S_{тер мин} = \frac{\sqrt{B_{тер}}}{C_T}, \quad (5.35)$$

где $B_{тер} = I_{п.о}^2 (t_{стк} + T_a)$ — тепловой импульс тока КЗ, $A^2 \cdot c$; T_a — постоянная затухания аperiodической составляющей; $t_{отк} = t_z + t_a$ — время отключения КЗ, с; t_z — время действия основной защиты, с; t_a — полное время отключения выключателя, с; C_T — коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника. Его рекомендуемые значения приведены ниже:

шины медные	170;
шины алюминиевые	71—90;
кабели до 10 кВ с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами	90;

кабели и провода с поливинилхлоридной изоляция, алюминиевыми жилами	75;
то же с полиэтиленовой изоляцией	65.

Выбранные шины или кабель термически стойки, если их сечение больше $S_{тер мин} (S \geq S_{тер мин})$.

Проверка аппаратов на термическую стойкость производится по току термической стойкости $I_{тер}$, заданному заводом-изготовителем, и расчетному времени термической стойкости по каталогу $t_{тер}$. Аппарат термически стоек, если

$$B_K < I_{тер}^2 t_{тер}. \quad (5.36)$$

По режиму КЗ в электроустановках до 1 кВ проверяют только шины, токопроводы и силовые шкафы.

5.3.3. Ограничение токов короткого замыкания

Ограничение токов КЗ позволяет применять аппараты и токоведущие части, рассчитанные на меньшую электродинамическую и термическую стойкость, что окупается применением более легкой аппаратуры, кабелей меньших сечений.

Ограничение токов КЗ может быть достигнуто путем соответствующего построения схемы электроснабжения:

- секционированием сетей, что исключает параллельную работу источников и линий, а следовательно, уменьшает токи КЗ;
- раздельной работой трансформаторов на шинах вторичного напряжения на ГПП, РП, ТП, что увеличивает сопротивление цепи короткого замыкания и, следовательно, уменьшает токи КЗ.

Применение трансформаторов с расщепленной обмоткой также ограничивает ток КЗ, так как их сопротивление в режиме КЗ примерно в два раза больше, чем у трансформаторов без расщепления обмотки 6—10 кВ. Начиная с мощности 25 МВА, все понижающие трансформаторы изготавливаются с расщепленной обмоткой.

Для искусственного увеличения сопротивления короткозамкнутой цепи широко применяют *токоограничивающие реакторы*. Токоограничивающие реакторы — это катушка без стального магнитопровода с витками, укрепленными в бетонных колоннах. Отсутствие стального

магнитопровода обеспечивает неизменность индуктивного сопротивления от величины тока. От заземленных конструкций реактор изолируется фарфоровыми опорными изоляторами. Реактор обладает значительной индуктивностью и малым активным сопротивлением.

Реакторы устанавливают в распределительных устройствах 6—10 кВ ТЭЦ, районных подстанциях или ГПП. Для каждой отходящей линии можно установить индивидуальный реактор (рис.5.7, а), однако экономичнее применять групповые реакторы (рис.5.7, б) на три-четыре линии. В цепях понижающих трансформаторов можно устанавливать сдвоенные реакторы (рис. 5.7, в), обеспечивающие меньшие потери напряжений в нормальном режиме.

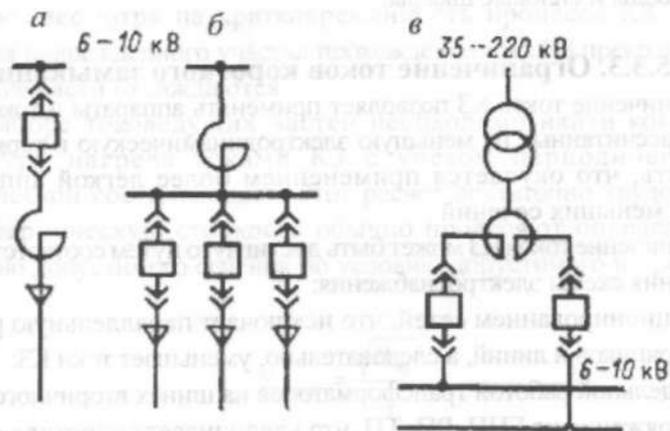


Рис. 5.7. Схемы включения реакторов на стороне 6—10 кВ ГПП

Выбор реакторов производится после расчета токов КЗ на шинах 6—10 кВ, если отключающая способность выключателей, предполагаемых для установки в сети 6—10 кВ, окажется меньше, чем ток КЗ, $I_{отк,ном} < I_{п,о}$.

Установка реакторов может быть продиктована необходимостью применения в системе электроснабжения кабелей меньших сечений. Максимальный допустимый ток КЗ для кабелей определенного сечения можно определить из выражения:

$$I_{п,о,доп} = \frac{F_{рас} C_T}{\sqrt{(t_{отк} + t_A)}}, \quad (5.37)$$

где $F_{рас}$ — заданное сечение кабеля, мм².

Для выбора реактора необходимо знать:

- максимальный ток в цепи с учетом перспективного роста нагрузки I_{max} ;
- ток КЗ на шинах 6—10 кВ до реактора $I_{п,о}$; ток КЗ, до которого надо ограничить его величину $I_{п,о,треб}$.

Реактор выбирают по напряжению и номинальному току:

$$U_{ном,р} \geq U_{уст}; \quad I_{ном,р} \geq I_{max};$$

по сопротивлению, Ом:

$$X_{р,рас} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3}} \left(\frac{1}{I_{п,о,треб}} - \frac{1}{I_{п,о}} \right), \quad (5.38)$$

где $I_{п,о,треб} = I_{отк,ном}$ или $I_{п,о,треб} = I_{п,о,доп}$.

Выбранный реактор проверяют на электродинамическую стойкость по (5.34) и на термическую стойкость по (5.36). Для проверки рассчитывают ток КЗ за реактором, остаточное напряжение на шинах при КЗ — непосредственно за реактором:

$$U_{ост} = x_p \frac{\sqrt{3} I'_{п,о}}{U_n} 100\%, \quad (5.39)$$

где $I'_{п,о}$ — ток КЗ за реактором; x_p — сопротивление реактора (по каталогу), Ом.

По условию работы потребителей $U_{ост}$ должно быть не менее 65 %.

Электробезопасность

При освоении человеком технических и научных достижений растет опасность для жизни и здоровья людей. Это в значительной степени относится к применению электроэнергии в промышленности, на транспорте, в коммунальном хозяйстве, быту, строительстве и других областях. В последние годы число смертельных поражений электрическим током составляет в мире, по данным только официальной статистики, от двух до семи случаев на один миллион жителей в год.

Под электрической травмой понимают травму, вызванную воздействием электрического тока или электрической дуги. Особенность электротравматизма состоит в том, что человек не имеет органов, с помощью которых можно дистанционно определить наличие напряжения, поэтому защитная реакция организма появляется только после попадания под напряжение, т.е. когда ток уже протекает через человека. Поражение электрическим током происходят:

- из-за недостаточного, а порой неудовлетворительного качества или конструкции оборудования, сетей, несвоевременных их испытаний, ремонта и замены пришедших в негодность;
- несоблюдения правил устройства электроустановок при проектировании и монтаже, необоснованной, в ущерб электробезопасности, экономии;
- неосторожного обращения с приемниками электрической энергии, иногда вследствие неосведомленности, а чаще из-за нарушения правил техники безопасности, поспешных, непродуманных действий.

6.1. Воздействие электрического тока на человека

Тело человека способно проводить электрический ток. Электрическое сопротивление тела человека при прохождении через него тока состоит из внутреннего сопротивления и сопротивления на входе и выходе тока, т.е. двух сопротивлений кожи. Основное сопротивление создает верхний роговой слой кожи. Сопротивление прохождению тока через тело человека зависит в основном от состояния верхнего рогового слоя кожи, от размера поверхности прикосновения (плотный охват или кратковременное

прикосновение) и ряда других факторов. При проектировании защитных мер безопасности сопротивление тела человека принимают равным 1000 Ом.

При прохождении через тело человека тока величиной 15... 18 мА самостоятельное освобождение (отпускающий ток) вследствие судороги затруднено. Токи около 25—30 мА уже могут быть опасными для жизни и вызвать паралич дыхания.

При поражениях электрическим током и значении тока в несколько десятков миллиампер могут возникать крайне опасные беспорядочные сокращения волокон сердечной мышцы (фибрилляция) и прекращение кровообращения. Фибрилляцию можно устранить подачей с помощью прибора — дефибриллятора кратковременного импульса (разряд конденсатора) тока значительной величины (20...40 А) при напряжении до 6 кВ. Токи большой величины возбуждают все волокна сердечной мышцы и восстанавливают сердечную деятельность. Применять дефибрилляцию имеют право только врачи.

Поражения электрическим током можно разделить на три основных вида:

- обусловленные недопустимым приближением к частям, находящимся под напряжением, в результате чего может возникнуть дуга через тело человека и как следствие — ожоги;
- ставшие следствием прикосновения к частям, находящимся под напряжением, а также к металлическим частям электрических установок или к корпусам электроприемников, оказавшимся под напряжением в результате повреждения электрической изоляции;
- вызванные "напряжением шага", т.е. разностью напряжений, возникающих на поверхности земли, вблизи мест повреждения электрической изоляции или мест замыкания токоведущих частей на землю.

Поражения и травмы от электрического тока возможны под воздействием напряжений разной величины. Большинство несчастных случаев происходит при наиболее распространенных напряжениях 380—220 В, с которыми часто имеют дело люди, не имеющие специальной подготовки. Известны случаи поражения при электросварке при напряжении 65В и более низких напряжениях (12—42 В).

6.2. Защитные меры электробезопасности.

Защитные средства

Для защиты от поражения электрическим током применяются меры, которые называют защитными мерами электробезопасности: заземление; зануление; выравнивание потенциалов; малые напряжения; изоляция; защитное отключение; разделяющие трансформаторы; ограждения.

6.2.1. Заземление

Заземление — одна из основных защитных мер. При этой защитной мере все металлические корпуса электроприемников, металлические конструкции и т.п., которые могут оказаться из-за повреждения изоляции под напряжением, должны быть заземлены, т.е. преднамеренно соединены с землей.

При наличии заземления человек, прикасающийся к заземленному корпусу, оказавшемуся под напряжением, присоединен параллельно цепи замыкания на участке между корпусом и землей (рис. 6.1).

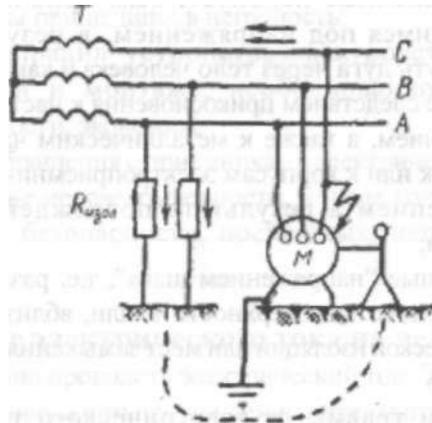


Рис. 6.1. Заземление и зануление электроприемника

Назначение защитного заземления заключается в создании между корпусом защищаемого устройства и землей электрического соединения с

достаточно малым сопротивлением для того, чтобы в случае замыкания фазы на корпус этого устройства прикосновение к корпусу человека (параллельное присоединение) не могло вызвать прохождения через его тело тока, величина которого угрожала бы жизни или здоровью. Отсюда следует, что для обеспечения безопасности пригодно не всякое соединение с землей, а только имеющее достаточно малое сопротивление. Тогда основная часть тока замыкания будет проходить через землю, а ток, проходящий через тело человека, будет мал, и опасность прикосновения к заземленному корпусу не возникнет. Соединение заземляемых частей электроустановки с землей осуществляется при помощи заземлителей и заземляющих проводников.

6.2.2. Зануление

Зануление обеспечивает безопасность путем соединения всех корпусов электроприемников с заземленной нейтралью трансформаторов, благодаря чему отключается участок сети, в котором произошло замыкание на корпус.

Зануление должно быть выполнено так, чтобы ток КЗ в аварийном участке имел величину, достаточную для перегорания плавкой вставки ближайшего предохранителя или отключения ближайшего автомата. Для этого сопротивление цепи КЗ должно быть достаточно малым.

Это сопротивление имеет, таким образом, решающее значение в обеспечении отключения, т.е. в выполнении занулением своего назначения — отключения аварийного участка. Сопротивление цепи замыкания в сети с занулением условно называют *сопротивлением цепи фаза — нуль*. В действительности (рис. 6.1) цепь замыкания состоит из питающего трансформатора, фазного провода и нулевого провода (или специального проводника, прокладываемого для соединения корпусов оборудования с нейтралью трансформатора).

6.2.3. Растекание тока в земле. Выравнивание потенциалов

Допустим, в земле в точке О (рис. 6.2) находится один электрод и через него проходит ток замыкания на землю. Вокруг электрода образуется зона повышенных потенциалов, а на самом электроде в результате прохождения через него тока возникает напряжение по отношению к земле

U_3 . Под землей в данном случае следует понимать достаточно удаленные от электрода зоны в земле, в которых не проявляется влияние проходящего через них тока; они называются зонами *нулевого потенциала*.

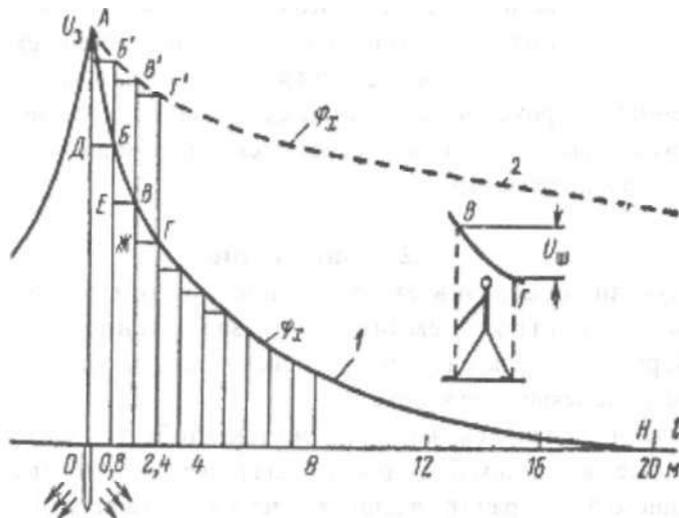


Рис. 6.2. Напряжения по отношению к земле на различных расстояниях от электрода и напряжение шага

Если измерять напряжение между точками, находящимися на разных расстояниях в любом направлении от электрода, и удаленной землей, а затем построить график зависимости от этих напряжений, от расстояния до электрода, то получится кривая I (рис. 6.2). Эта кривая одновременно изображает распределение потенциалов точек земли на разных расстояниях от электрода. Из кривой 7 рис. 6.2 видно, что напряжение по отношению к удаленной земле всех точек (или потенциалы этих точек), расположенных вокруг одиночного электрода на расстояниях примерно больших 20 м, близко к нулю. Причина этого явления заключается в том, что объем земли, через который проходит ток замыкания на землю, по

мере удаления от заземлителя быстро увеличивается; при этом происходит растекание тока в земле.

На расстоянии примерно 20 м и более от электрода объем земли настолько возрастает, что плотность тока становится весьма малой; напряжение между точками земли и точками, еще более удаленными, ощутимо не обнаруживается.

Кривая J на рис. 6.2 показывает распределение напряжений по отношению к земле в зоне растекания тока замыкания на землю (точки А, Б, В, Г и т.д.), а отрезки АД, БЕ, ВЖ и т.д. дают разности напряжений между этими точками. Таким образом, если разбить линию ОН (точка О соответствует месту расположения заземлителя) на участки длиной 0,8 м, что соответствует длине шага человека, то ноги его могут оказаться в точках разного потенциала. Чем ближе к заземлителю, тем больше будут напряжения между этими точками на земле (АД больше, чем БЕ; БЕ больше, чем ВЖ и т.д.). Через тело человека, если он находится в зоне растекания тока, через его ноги может проходить ток, величина которого может оказаться опасной.

Заземлителями обычно служат не одиночные электроды, а группа их, в которой они соединены металлической полосой. В этом случае распределение потенциалов (кривая 2 на рис. 6.2) имеет более пологий характер. Поэтому напряжения тех же точек земли по отношению к удаленной земле и потенциалы этих точек будут выше, чем при одном электроде, и распространяются они на расстояния более 20 м.

Напряжение, воздействию которого в подобном случае может подвергаться человек, называется напряжением шага $U_{ш}$. На рис. 6.2 показано в увеличенном масштабе напряжение шага, когда ноги человека перекрывают участок, соответствующий точкам В и Г кривой при одном электроде.

Опасное напряжение шага может возникнуть вблизи упавшего на землю и находящегося под напряжением провода. Такие случаи особо опасны для крупных животных — лошадей, коров, т.к. шаг их значительно больше шага человека.

При падении провода на землю необходимо отключать аварийную линию, а до того не допускать приближения людей и животных к месту падения провода.

Если человек прикасается к корпусу электроприемника Э с поврежденной изоляцией (рис. 6.3), он оказывается под напряжением по отношению к земле. Часть напряжения, возникшего на теле человека в цепи замыкания, называется напряжением прикосновения ($U_{\text{п}}$); величина его зависит от напряжения U_3 , действующего в цепи замыкания, т.е. от величины тока замыкания и сопротивления заземляющего устройства.

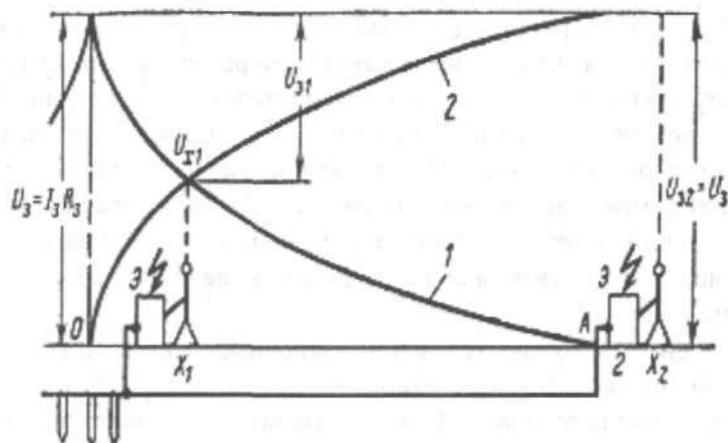


Рис. 6.3. Напряжения прикосновения в зоне растекания тока замыкания на корпус:

1 — распределение напряжений при пробое изоляции, 2 — распределение напряжения, действующего на человека на разных расстояниях x от заземлителя

Если электрооборудование находится внутри промышленного здания с большим количеством станков, машин, трубопроводов, металлоконструкций и т.д., которые связаны между собой и с корпусами электрооборудования, то при замыкании на корпус в каком-либо из электроприемников все указанные части получают примерно близкое по величине напряжение по отношению к земле. В результате напряжение между корпусом электроприемника и полом существенно уменьшается, происходит выравнивание потенциалов по всей площади помещения.

Благодаря выравниванию потенциалов, тело человека, находящегося в цепи замыкания между корпусом электроприемника и полом, оказывается под сравнительно малым напряжением. Иными словами, напряжение прикосновения снижается до безопасной величины.

В электроустановках (рис. 6.4) для выравнивания потенциалов укладываются в землю стальные полосы в виде сетки на всей площади, занятой оборудованием.

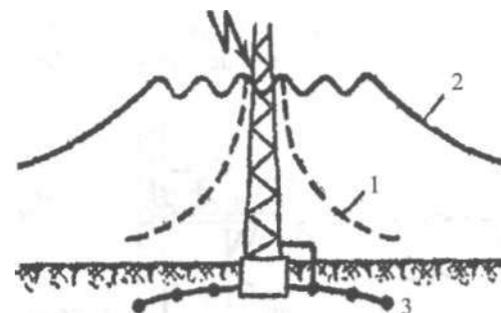


Рис. 6.4. Пример выравнивания потенциалов:

1 — кривая распределения потенциалов без выравнивания; 2 — то же с выравниванием;
3 — электроды

Укладка выравнивающих потенциалы полос применяется в ряде случаев и в установках напряжением до 1000 В, например в помещениях для скота.

Известно, что отключение электроприемников с поврежденной изоляцией при системе зануления может происходить с задержкой по времени до десятков секунд. На всех корпусах и конструкциях, связанных с системой зануления, при этом возникает напряжение по отношению к земле. Только благодаря естественному выравниванию потенциалов в промышленных установках очень редки несчастные случаи, вызванные задержкой отключения.

Пример выравнивания потенциалов при однофазном замыкании на металлическую опору показан на рис. 6.4. На рис. 6.5 дан другой пример, когда отсутствие выравнивания потенциалов послужило причиной смертельного поражения. Человек, стоящий в ванне, был поражен током

при прикосновении к водопроводной трубе. Как оказалось, сточная труба из ванны случайно оказалась под напряжением из-за соприкосновения с ней в нижнем этаже провода с поврежденной изоляцией. Измерения показали, что водопроводная труба имела сопротивление растеканию 0,4 Ом, сточная — 200 Ом. Если бы имелось соединение корпуса ванны с водоподводящей трубой металлическим проводником, т.е. было выполнено выравнивание их потенциалов, через тело человека проходил бы ток ничтожной величины, определяемый падением напряжения в соединительном проводнике. Соединение корпусов ванн с трубой водопровода введено в правила безопасности как обязательное.

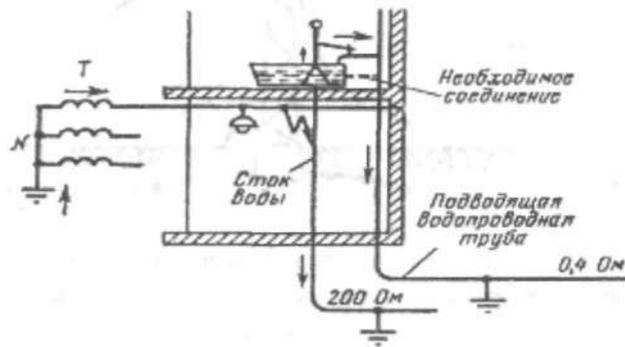


Рис. 6.5. Случай поражения при отсутствии выравнивания потенциалов

6.2.4. Малые напряжения

Малым называется номинальное напряжение не более 42 В между фазами и по отношению к земле. Применяется в электрических установках для обеспечения электробезопасности, переносных электроприемниках для местного, ремонтного освещения и т.п. Напряжение 12 В используют в особо опасных условиях—при работе внутри металлических резервуаров, котлов, на металлоконструкциях и т.п. Вторичная обмотка трансформаторов напряжением до 42 В в соответствии с требованиями [1] заземляется. Это делается для обеспечения безопасности в случае повреждения изоляции трансформатора с переходом напряжения сети на сторону низшего напряжения.

6.2.5. Изоляция

Изоляция от земли служит для обеспечения безопасности, например, при использовании изолирующих от земли площадок при ремонтных работах и обслуживании оборудования, корпус которого или токоведущие части находятся под напряжением.

Широко применяется двойная изоляция. Суть этой защитной меры заключается в том, что каждый электроприемник имеет основную изоляцию токоведущих частей от его корпуса, а для обеспечения безопасности кроме основной применяется дополнительная изоляция корпуса и других металлических частей, которые могут оказаться под напряжением при повреждении основной изоляции.

6.2.6. Защитное отключение

Многие случаи поражения электрическим током происходят при прикосновениях к частям, находящимся под напряжением. Система заземления и зануления здесь ничем помочь не может, эти недостатки устраняет система защитного отключения.

Защитным отключением называется мера, обеспечивающая безопасность путем быстрого действия (время действия 0,1...0,2 с и меньше) отключения аварийного участка или сети при возникновении замыкания на корпус или непосредственно на землю, а также при прикосновении к частям, находящимся под напряжением. Благодаря высокой чувствительности (многие устройства защитного отключения имеют токи срабатывания 10...30 мА), устройства защитного отключения реагируют на снижение сопротивления изоляции, когда токи утечки достигают уставки токов срабатывания, т.е. одновременно осуществляют контроль изоляции. Тем самым они успешно предотвращают возникновение пожаров.

Эта защитная мера получила распространение благодаря быстрому действию и высокой чувствительности, т.е. току срабатывания, обеспечивающему отключение как при снижении сопротивления изоляции, так и при прикосновении человека к частям, находящимся под напряжением (рис. 6.6).

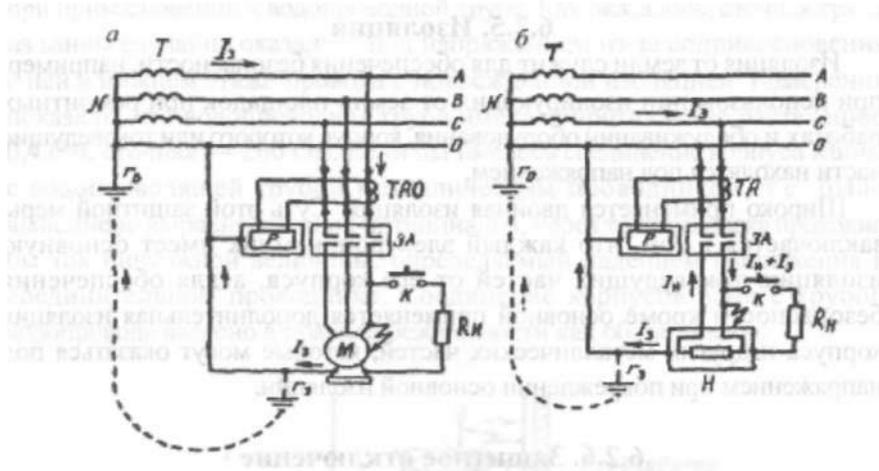


Рис. 6.6. Защитное отключение по току утечки в сети с заземленной нейтралью:
a — трехфазного электроприемника; *б* — однофазного электроприемника ТА — фильтр токов нулевой последовательности, Р — защитное отключающее устройство (например, ЗОУ-25) в комплекте с магнитным пускателем ЗА, К — кнопка опробования работоспособности устройства, /з — ток замыкания на землю при пробое изоляции или прикосновении к токоведущим частям

6.2.7. Разделительные трансформаторы

Разделительным называется трансформатор, предназначенный для электрического отделения сети, питающей электроприемник, от первичной электрической сети, а также от сети заземления или зануления.

ПУЭ требуют заземления вторичных обмоток понижающих трансформаторов с вторичным напряжением ниже 42 В из-за опасности при повреждении трансформатора перехода высшего напряжения на сторону низшего. Такая схема (рис. 6.7) имеет и недостаток. Вспомним, что в случае замыкания на корпус в первичной сети защитные проводники или нулевой провод получают некоторое напряжение по отношению к земле на время до отключения поврежденного участка. Но то же напряжение по отношению к земле получают все части, металлически соединенные с поврежденным корпусом, в том числе вторичные обмотки и цепи малого напряжения. Это аварийное напряжение может значительно

превышать напряжение 42 В. Этот недостаток устраним, если применить разделительные трансформаторы.

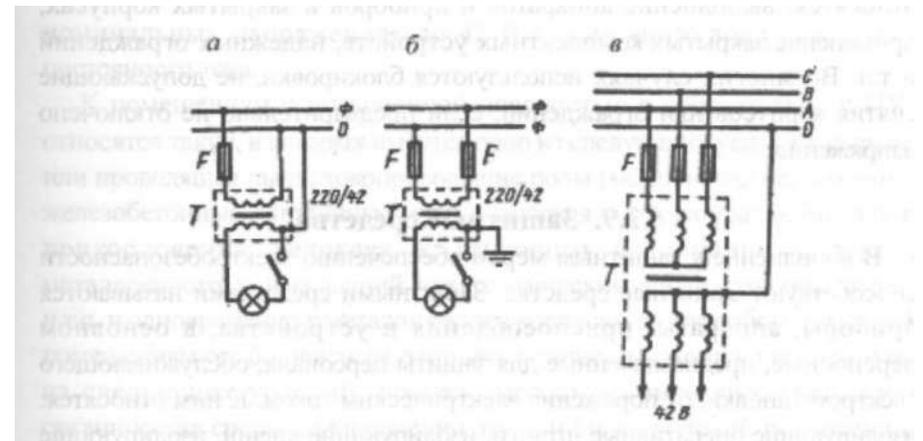


Рис. 6.7. Включение понижающих трансформаторов малого напряжения:
a — однофазного в сети с заземленной нейтралью; *б* — однофазного в сети с изолированной нейтралью; *в* — трехфазного в сети с заземленной нейтралью

Применение разделительных трансформаторов имеет целью изолировать электроприемники от первичной сети, а также от сети заземления или зануления и тем самым от возможных аварийных состояний первичной сети, повреждений изоляции, однофазных и двойных замыканий на землю, т.е. условий, вызывающих повышенную опасность.

К разделительным трансформаторам предъявляются повышенные требования, чтобы исключить повреждения изоляции внутри трансформатора при переходе напряжения первичной стороны на вторичную. Разделительные трансформаторы могут применяться не только с одновременным понижением напряжения, но и как чисто разделительные, например 220/220 В.

6.2.8. Ограждения

Как показывает статистика, многие случаи поражения электрическим током происходят вследствие прикосновении к частям, находящимся под

напряжением. Снижение травматизма по этой причине можно достигнуть с помощью надежных ограждений. К этой защитной мере относятся: выполнение аппаратов и приборов в закрытых корпусах, применение закрытых комплектных устройств, надежных ограждений и т.п. Во многих случаях используются блокировки, не допускающие снятия корпусов или ограждений, если предварительно не отключено напряжение.

6.2.9. Защитные средства

В дополнение к защитным мерам обеспечению электробезопасности способствуют защитные средства. Защитными средствами называются приборы, аппараты, приспособления и устройства, в основном переносные, предназначенные для защиты персонала, обслуживающего электроустановки, от поражения электрическим током. К ним относятся: изолирующие оперативные штанги, изолирующие клещи, изолирующие лестницы и площадки, инструмент с изолированными ручками, резиновые диэлектрические перчатки, боты, галоши, коврики, изолирующие подставки, изолирующие колпаки и накладки, переносные заземления, временные ограждения, предупреждающие плакаты, защитные очки, предохранительные пояса, страхующие канаты и др.

Приведенный перечень свидетельствует о важности и значимости защитных средств. Они должны быть исправны, при приемке — проверены независимо от заводского испытания, а в процессе эксплуатации должны подвергаться периодическим контрольным осмотрам, электрическим и механическим испытаниям в сроки и по нормам, указанным в ПТЭ потребителей.

6.3. Выполнение заземляющих устройств

6.3.1. Область применения заземления и зануления

В соответствии с требованиями [1] следует выполнять заземление или зануление в следующих случаях:

- 1) при напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока — во всех электроустановках;
- 2) при номинальных напряжениях выше 42 В, но ниже 380 В переменного тока и выше 110 В, но ниже 440 В постоянного

тока — только в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках.

Заземление или зануление электроустановок не требуется при номинальных напряжениях до 42 В переменного тока и до 110 В постоянного тока.

К помещениям с повышенной опасностью в соответствии с ПУЭ относятся такие, в которых имеется одно из следующих условий: сырость или проводящая пыль; токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т.п.); высокая температура; возможность прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п. и одновременно к металлическим корпусам электрооборудования. К помещениям особо опасным относятся такие, в которых имеется одно из следующих условий: особая сырость; химически активная или органическая среда; одновременно два или более условий повышенной опасности.

Заземлять или занулять следует: корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников и т.п., в том числе переносных и передвижных; приводы электрических аппаратов; каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов; металлические и железобетонные конструкции подстанций и открытых распределительных устройств, металлические корпуса кабельных муфт, металлические оболочки кабелей, стальные трубы электропроводки, металлические и железобетонные опоры воздушных линий и т.п.

Не требуется заземлять или занулять: арматуру изоляторов всех типов, кронштейны и осветительную арматуру при установке их на деревянных опорах и деревянных конструкциях открытых подстанций (дерево рассматривается как изоляция); однако заземление или зануление этих частей выполняется, если на опоре имеются другие части, требующие заземления, например разрядники, разъединители и иное оборудование, установленное на заземленных металлических конструкциях; на опорных поверхностях должен быть обеспечен надежный электрический контакт (зачистка); корпуса электроизмерительных приборов, реле и т.п., установленные на щитках, в шкафах, на стенах распределительных устройств; съемные или открывающиеся части на металлически

заземленных каркасах в камерах распределительных устройств, на ограждениях, в шкафах и т.п., электроприемники, имеющие двойную изоляцию, например, электроинструмент с корпусом из пластмассы и т.п.

Во взрывоопасных установках заземление или зануление следует выполнять при любых напряжениях.

6.3.2. Электрофизические свойства грунта

Электрофизические свойства фунта, в котором находится заземлитель, определяются удельным сопротивлением. Удельное сопротивление принято обозначать греческой буквой ρ . Чем меньше удельное сопротивление, тем благоприятнее условия для расположения заземлителя. Удельным сопротивлением грунта называют сопротивление между противоположными плоскостями куба грунта с ребрами размером 1 м; оно измеряется в омметрах (Ом-м).

Ниже приведены приближенные значения удельных сопротивлений грунта средней влажности, а также речной и морской воды. Для сооружения заземлителей необходимо знать не приближенные, а точные величины удельных сопротивлений грунта в месте их сооружения. Они определяются на местах измерениями.

	Удельное сопротивление ρ , Ом-м
Песок	400... 1000 и более
Суперпесок	150...400
Суглинок	40...150
Глина	8...70
Чернозем	10...50
Торф	20
Скала, валуны	2000...4000
Речная вода	10...80
Морская вода	0,2

Свойства грунта могут изменяться в зависимости от его состояния — влажности, температуры и других факторов — и могут поэтому иметь разные значения в разные времена года из-за высыхания или промерзания. Эти факторы учитываются при измерениях удельного сопротивления грунта сезонными коэффициентами и коэффициентами, учитывающими состояние земли при измерениях, для того чтобы требующееся

сопротивление заземляющего устройства сохранялось в любой сезон и при любой влажности грунта, т.е. при неблагоприятных условиях.

Значения сезонных коэффициентов для вертикальных и горизонтальных электродов в разных климатических зонах приведены в табл. 6.1. Предполагается, что влажность грунта нормальная. Коэффициенты, учитывающие состояние грунта при измерениях, приведены в табл. 6.2.

Коэффициент k_1 применяется, если грунт влажный, измерениям предшествовало выпадение большого количества осадков; k_2 — грунт нормальной влажности, измерению предшествовало выпадение небольшого количества осадков; k_3 — грунт сухой, количество осадков ниже нормы.

Таким образом, расчетное значение удельного сопротивления грунта принимается равным: $\rho_{\text{расч}} = k_c k \rho_{\text{ном}}$, где k_c — сезонный коэффициент из таблицы 6.1; k — один из коэффициентов из таблице 6.2, $\rho_{\text{ном}}$ — измеренное удельное сопротивление грунта.

Таблица 6.1. Признаки климатических зон и значения сезонного коэффициента k_c

Данные, характеризующие климатические зоны и тип применяемых электродов	Климатические зоны			
	1	2	3	4
Климатические признаки зон:				
средняя многолетняя температура:				
низшая (январь), С...	-15... -20	-10...-14	0...-10	0...+5
высшая (июль), С...	+16...+18	+18...+22	+22...+24	+24...+26
Продолжительность заморозания вод, дней	170...190	≥ 150	≥ 100	0
Коэффициент k_c для электродов вертикальных:				
длинной 3 м	1,65	1,45	1,3	1,1
длинной 5 м	1,35	1,25	1,15	1,1
горизонтальных:				
длинной 10 м	5,5	3,5	2,5	1,5
длинной 50 м	4,5	3,0	2,0	1,4

Таблица 6.2. Коэффициенты к измеренным значениям удельного сопротивления земли, учитывающие ее состояние во время измерения

Электрод	k_1	k_2	k_3
Вертикальный			
$l = 3\text{ м}$	1,15	1	0,92
$l = 5\text{ м}$	1,1	1	0,95
Горизонтальный			
$l = 10\text{ м}$	1,7	1	0,75
$l = 50\text{ м}$	1,6	1	0,8

6.3.3. Сопротивление заземляющих устройств и заземлителей

Для обеспечения безопасности заземляющее устройство должно иметь сопротивление — по возможности малое и во всяком случае не выше определенной величины. Некоторые данные о требуемых [1] максимально допустимых сопротивлениях заземляющих устройств приведены в табл. 6.3.

Если в установке имеются разные напряжения или разные системы (заземленная или изолированная нейтраль), их общие (совмещенные) заземлители и заземляющие проводники должны удовлетворять требованиям [1] к заземляющим устройствам любого из имеющихся электроприемников. Это означает, что приходится принимать меньшее из требуемых сопротивлений заземляющих устройств.

Пример расчета 6.1. Требуется выбрать сопротивление заземляющего устройства установки, получающей питание от сети 6 кВ с изолированной нейтралью, содержащей электродвигатели 6 кВ и 380 В и трансформатор мощностью 250 кВА, напряжением 6/0,4 кВ с заземленной нейтралью; ток замыкания на землю сети 6 кВ — 15 А.

Согласно данным табл. 6.3 (п.1), для заземления электродвигателей 6 кВ и корпуса трансформатора требуется сопротивление заземляющего устройства $125/15 = 8\text{ Ом}$, а для электродвигателей 380 В — 4 Ом. Таким образом, принимаем меньшее сопротивление — 4 Ом.

Таблица 6.3. Максимально допустимые сопротивления заземляющих устройств

Установки	Сопротивление заземляющего устройства, Ом
Электроустановки напряжением 6-35 кВ и опоры воздушных линий, на которых установлены силовые и измерительные трансформаторы, разъединители, предохранители и другие аппараты: а) заземляющее устройство одновременно используется для установок напряжением до 1000 В б) только для установок напряжением выше 1000 В	$125/I_p$, но не более 10, с соблюдением требований п.2, причем принимается меньшее значение $250/I_p$, но не более 10
2. Электроустановки: напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью напряжением 220, 380, 660 В с заземленной нейтралью	4 8, 4, 2 соответственно
3. Железобетонные и металлические опоры воздушных линий напряжением: а) 3-20 кВ в населенной местности и для всех линий 35 кВ при удельном сопротивлении земли ρ , Ом·м: до 100 более 100 до 500 более 500 до 1000 более 1000 б) 3-20 кВ в ненаселенной местности при ρ , Ом·м: до 100 выше 100	10 15 20 30 не более 30 не более 0,3 ρ
4. Железобетонные и металлические опоры воздушных линий напряжением до 1000В при изолированной нейтрали	50
5. Железобетонные и металлические опоры воздушных линий напряжением до 1000В при заземленной нейтрали	Должны быть соединены с нулевым проводом.

Примечания: I_p — расчетный ток замыкания на землю (значение его задается энергосистемой)

Зная величину удельного сопротивления земли, можно определить сопротивление растеканию различных отдельных электродов. Приближенные расчетные формулы приведены в табл. 6.4.

Таблица 6.4. Сопротивления растеканию электродов заземления

Электрод	Сопротивление, Ом
Вертикальный, угловая сталь, стержень, труба	ρ / l , где l — длина электрода, м
Полосовая сталь шириной 40 мм или круглая диаметром 20 мм	$2\rho / l$, где l — длина полосы, м

Судя по данным табл. 6.4, сопротивления растеканию электродов непосредственно зависят от удельного сопротивления земли. Но земля может в летнее время просыхать, а в зимнее — промерзнуть. И в том и в другом случае удельное сопротивление земли и сопротивление растеканию заземлителей возрастает, иногда довольно значительно.

Для достижения более влажных и не промерзающих слоев земли уголки, стержни и трубы погружаются в землю так, чтобы их верх находился на 0,7...0,8 м ниже уровня земли.

Несмотря на это, часть их длины (а горизонтальные заземлители, прокладываемые на глубине 0,7...0,8 м, — полностью) попадает в зону возможного промерзания и высыхания земли. Для получения необходимого сопротивления заземляющих устройств в любое время года величины удельных сопротивлений земли в табл. 6.4 следует принимать с учетом повышающих коэффициентов, приведенных в табл. 6.1.

Общее сопротивление растеканию заземлителя, состоящего из группы электродов, можно определить, разделив сопротивления отдельного электрода r_z на их число n , т.е. r_z/n . При этом необходимо учитывать и взаимное влияние электродов.

Явление взаимного влияния приводит к тому, что сопротивление растеканию заземлителя в целом в действительности всегда больше, чем указанное выше значение r_z/n . Чем ближе находятся электроды один от другого, тем больше степень их взаимовлияния и тем больше общее сопротивление заземлителя. Поэтому вертикальные электроды

рекомендуется помещать друг от друга на расстоянии не меньшем, чем 1—2 их длины.

Коэффициенты, учитывающие увеличение сопротивления растеканию вследствие взаимного влияния, называются "коэффициентами использования" заземлителей. Таким образом, сопротивление заземлителя из групп электродов равно: $R_z = r_z/n\eta$, где η — коэффициент использования заземлителя.

Коэффициенты использования всегда меньше единицы и могут иметь значения от 0,2 и выше. Это означает, что взаимное влияние электродов заземлителя приводит к увеличению его сопротивления или уменьшению суммы проводимостей электродов.

6.3.4. Устройство заземлителей

Заземлители должны сооружаться в соответствии с проектом, требованиями ПУЭ, СНиП и инструкциями монтажных организаций.

Заземлители выполняются из стали. В соответствии с [1] для обеспечения механической прочности заземлителей электроды должны иметь размеры, не менее приведенных в табл. 6.5.

Таблица 6.5. Минимальные размеры электродов заземлителей

Электрод	Минимальный размер
Круглый	Диаметр 10 мм
Круглый оцинкованный	Диаметр 6 мм
Прямоугольный	Сечение 48 мм ² , толщина 4 мм и более
Угловая сталь	Толщина 4 мм и более
Водогазопроводная труба	Толщина стенок 3,5 мм и более

Применяемые для укладки в землю электроды и соединительные проводники должны быть окрашены, очищены от ржавчины, следов масла и т.п.

При агрессивных средах они должны иметь защитные покрытия (оцинкованная сталь) или увеличенное сечение. Вертикальные электроды погружаются в дно траншеи глубиной 0,7—0,8 м. Верхний конец

электрода должен выступать над дном траншеи на высоту 0,1...0,2 м. Погружение вертикальных электродов производится механизированным способом с помощью копров, вибраторов, гидропрессов, методом ввертывания при стержневых электродах.

Горизонтальные электроды прокладываются по дну траншеи на глубине 0,7...0,8 м. Прокладка на меньшей глубине выполняется в местах присоединений к оборудованию и в скальных грунтах. Электроды из полосовой стали прокладывают на ребро.

Присоединение магистральных заземляющих проводников к заземлителю осуществляется в двух местах.

Соединения в земле всех частей заземлителя, а также соединения заземлителей с защитными проводниками выполняются электросваркой. При отсутствии электросварочного оборудования может применяться термитная сварка.

6.3.5. Выбор проводников для заземлений и занулений

Для заземлений и занулений электроприемников могут быть использованы: отдельные жилы кабелей и проводов; открыто проложенные проводники, преимущественно стальные; металлические конструкции разного назначения, имеющие связь с землей; алюминиевые оболочки кабелей. Защитные проводники по условиям механической прочности и стойкости против коррозии должны иметь минимальные размеры, приведенные в табл. 6.6 и 6.7.

В сетях с изолированной нейтралью сечение заземляющих проводников должно составлять не менее 1/3 сечения фазных. В установках напряжением выше 1000 В заземляющие проводники магистралей из полосовой стали должны иметь сечение не менее 120 мм², а при напряжении до 1000 В — не менее 100 мм². Допускается применение круглой стали того же сечения.

В сетях до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью с целью обеспечения автоматического отключения аварийного участка проводимость фазных и нулевых защитных проводников должна быть выбрана такой, чтобы при замыкании на корпус или на нулевой защитный проводник возникал ток КЗ, превышающий не менее чем:

- в 3 раза номинальный ток плавкой вставки ближайшего предохранителя;

- в 3 раза номинальный ток нерегулируемого расцепителя или уставку тока регулируемого расцепителя автоматического выключателя, имеющего обратную зависимость от тока характеристику.

Таблица 6.6. Минимальные размеры стальных защитных проводников

Проводник	В зданиях	В наружных установках	В земле
Круглый, диаметр, мм	5	6	10
Прямоугольный:			
сечение, мм ²	24	48	48
толщина, мм	3	4	4
Угловая сталь,			
толщина полка, мм	2	2,5	4
Водо-газопроводные трубы,			
толщина стенок, мм	2,5	2,5	3,5
Тонкостенные трубы по ГОСТ 10704-63, толщина стенок, мм	1,5	Недопуск	Недопуск

Таблица 6.7. Минимальные сечения медных и алюминиевых защитных проводников в электроустановках напряжением до 1000 В, мм²

Проводник	Медь	Алюминий
Голые проводники при открытой прокладке	4	6
Изолированные провода	1,5	2,5
Заземляющие жилы кабелей или многожильных проводов в общей защитной оболочке с фазными жилами	1	1,5

Полная проводимость нулевого защитного проводника во всех случаях должна быть не менее 50 % проводимости фазного провода.

В табл. 6.8 приведены сечения проводников из полосовой стали и диаметры труб электропроводки, примерно соответствующие по проводимости сечениям медных и алюминиевых проводов для зануления в сетях 660, 380 и 220 В с заземленной нейтралью.

Таблица 6.8. Сечение и диаметр стальных защитных проводников, приближенно соответствующих медным и алюминиевым защитным, в сетях напряжением 660, 380 и 220 В с заземленной нейтралью

Сечение медного фазного провода, мм ²	Сечение алюминиевого фазного провода, мм ²	Сечение стальной полосы для зануления, мм ²	Диаметр водопроводной трубы для зануления
6 и ниже	10 и ниже	15x3	1/2"
10	16	20x4	1/2"
16	25	40x3	3/4"
25	35	50x4	1"
35	50	80x4	1 1/2"
50	70	100x4	1 1/2"
70	95	100x8	2"
95	120	100x8	2 1/2"

6.3.6. Выполнение заземления и зануления

Защитные проводники и заземлители выполняют важные функции, обеспечивающие безопасность людей. Между тем нарушение непрерывности цепи заземления или зануления не нарушает нормальной работы установки и может оставаться в течение длительного срока незамеченным. Следовательно, необходимо прежде всего обеспечить правильность и надежность выполнения заземлений. Схема заземления электроприемников в сети с изолированной нейтралью приведена на рис. 6.8.

Между фазным проводом и землей включен разрядник 5, который применяется для того, чтобы обеспечить безопасность в случае такого повреждения трансформатора, при котором высшее напряжение попало на сторону низшего. В таких случаях разрядник пробивается и соединяет обмотки трансформатора с землей.

Выполнение зануления электроприемников в сети с заземленной нейтралью показано на рис. 6.9. В этом случае соединение обмоток трансформатора с землей при его повреждении с переходом высшего

напряжения на сторону низшего осуществляет заземление нейтрали. Обеспечение надежности заземлений и занулений требует соблюдения ряда мер. Во избежание разрыва цепи заземления или зануления в ней не должны устанавливаться выключатели или предохранители (за исключением случаев, когда вместе с фазными отключаются и защитные проводники).

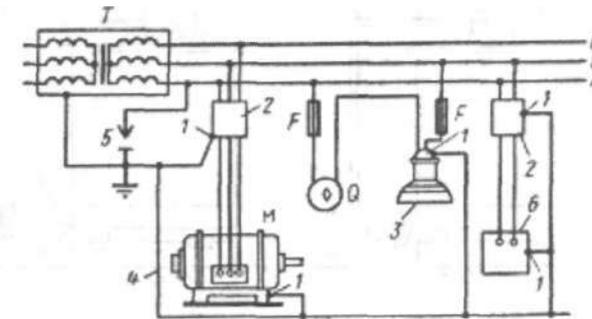


Рис. 6.8. Схема заземления установки напряжением до 1000 В в сети с изолированной нейтралью:

1 — заземляющий винт или болт; 2 — защитный аппарат в металлическом корпусе; 3 — светильник; 4 — магистраль заземления; 5 — разрядник; 6 — однофазный электроприемник; 7 — выключатель

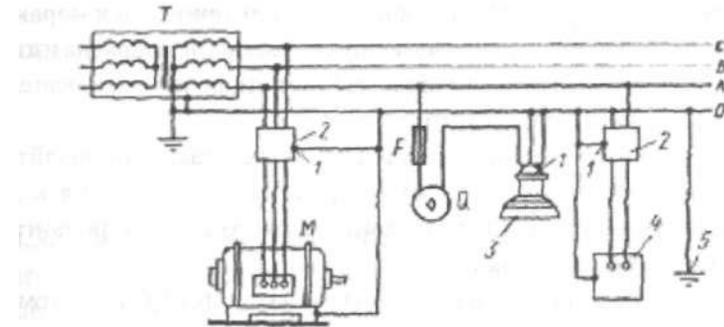


Рис. 6.9. Схема зануления установки напряжением до 1000 В в сети с заземленной нейтралью:

1 — заземляющий винт или болт; 2 — защитный аппарат; 3 — светильник; 4 — однофазный электроприемник; 5 — повторное заземление нулевого провода

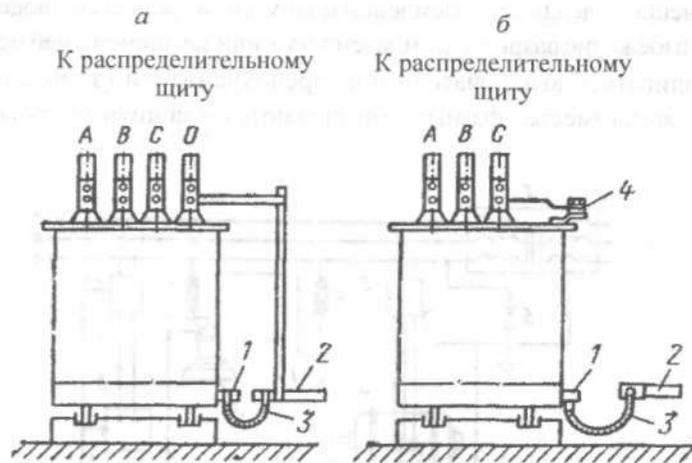


Рис. 6.10. Заземление трансформатора:

а — при заземленной нейтрали в установках напряжением 660, 380 и 220 В; б — при изолированной нейтрали со вторичным напряжением до 1000 В; 1 — заземляющий болт; 2 — ответвление заземляющей магистрали и заземлителя; 3 — гибкая перемычка; 4 — разрядник

Например, недопустима установка выключателя (или предохранителя) в цепи зануления (рис. 6.11), так как это может привести к поражению при прикосновении к зануленному корпусу, даже когда исправна изоляция. Это произойдет, если в нулевом проводе будет отключен выключатель или перегорит вставка предохранителя.

Разрыв цепи заземления (зануления) может также произойти при последовательном присоединении корпусов оборудования к линии заземления (рис. 6.12, а). При ремонте первого из электродвигателей заземление второго нарушается.

Включение ламповых патронов показано на рис. 6.12, б. При этом могут иметь место случаи неправильной установки выключателя, неправильные присоединения фазного провода к винтовой гильзе патрона, что не должно допускаться, так как в некоторых конструкциях гильза недостаточно закрыта от случайного прикосновения.

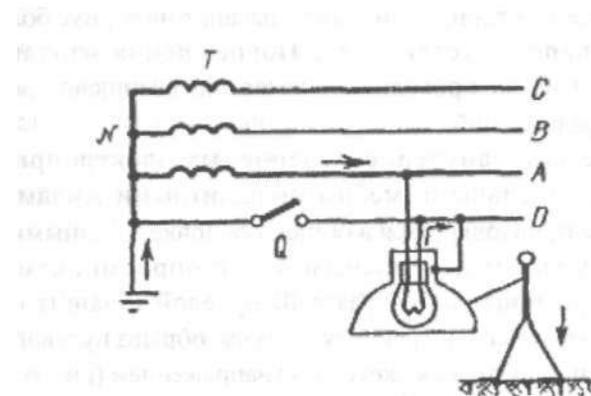


Рис. 6.11. Цепь поражения при установке выключателя в нулевом проводе

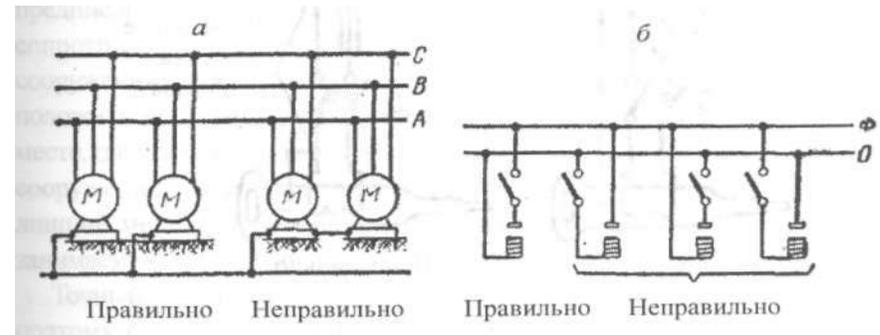


Рис. 6.12. Присоединение защитных проводников к магистрали (а); включение ламповых патронов (б)

6.3.7. Заземление переносного электрооборудования

К переносному электрооборудованию относятся: электроприемники, которые при нормальной работе находятся в руках у человека или для работы легко переносятся с места на место одним человеком (например, электроинструмент, бытовые приборы и аппараты — утюги, плитки, пылесосы и т.п.). Они присоединяются к источнику напряжения гибким проводом через штепсельную розетку.

В переносных электроприемниках замыкания на корпус более часты, чем в стационарных установках. Повреждения изоляции этих приемников и гибких проводников зачастую возникают вследствие постоянных передвижений.

Заземление или зануление переносных электроприемников осуществляют отдельными медными защитными жилами гибких шнуров (кабелей), находящихся в общей оболочке с фазными жилами. Ко всем однофазным переносным электроприемникам должны подводиться три провода — фазный, нулевой и защитный. Если подвести только фазный и нулевой, то в случае обрыва нулевого провода корпус электроприемника окажется под напряжением (рис. 6.13).

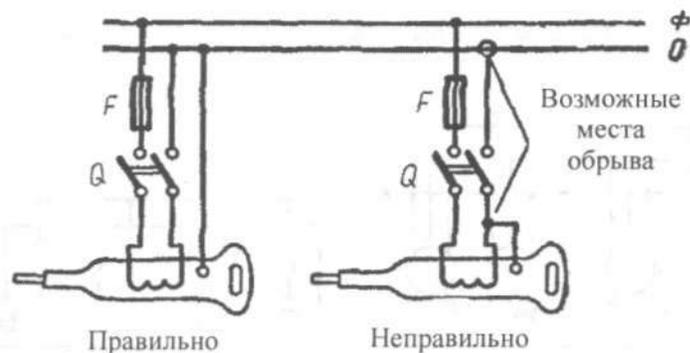


Рис. 6.13. Зануление переносного электроинструмента

Переносные лампы в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных должны применяться в соответствии с требованиями безопасности на напряжение до 42 В и не иметь токоведущих частей, доступных прикосновению; корпуса этих ламп не заземляются.

В [1] предписано выполнять заземление и зануление бытовых приборов в местах с повышенной опасностью. К ним относятся в жилых домах: кухни, ванны, душевые, помещения с проводящими полами, а также случаи пользования приборами на открытом воздухе. В ванных комнатах и душевых не должны находиться выключатели и штепсельные розетки.

Во всех случаях расстояние до частей нагревателей, светильников и т.п., которые могут оказаться под напряжением, должны быть такими, чтобы человек, находящийся в ванной и душевой, не мог их коснуться.

В последние годы нашли применение защитные меры, обеспечивающие безопасность при пользовании переносным электрооборудованием. В первую очередь — это двойная изоляция корпусов электроприемников, защитное отключение и разделяющие трансформаторы.

6.4. Расчет заземляющего устройства

Заземляющее устройство состоит из заземлителей и проводников, соединяющих заземлитель с корпусами электрооборудования. Выбор этих проводников рассмотрен в параграфе 6.3.5. Рассмотрим расчет заземлителя, т.е. определение такого числа и расположения электродов-стержней, при котором общее их сопротивление растеканию будет равно сопротивлению, предписанному [1] для данного вида установок. Совпадения расчетного сопротивления заземлителя с действительным сопротивлением (после сооружения) можно ожидать лишь в том случае, если в основу расчета положить действительные значения удельного сопротивления земли в месте, где заземлитель будет сооружаться. Если это не выполнить, то после сооружения заземлителя может оказаться, что либо в землю заложен лишний металл, либо надо увеличивать число электродов и расширять занимаемую заземлителем площадь.

Точный расчет заземлителей, особенно в крупных установках, сложен, поэтому ограничимся примером приближенного расчета заземлителя небольшой установки

Пример расчета 6.2. Требуется выполнить заземлитель с сопротивлением $R_z = 4$ Ом. Заземлитель решено выполнять из стержней диаметром 12 мм, длиной 5 м, соединенных стальной полосой 40x4 мм². Измерения удельного сопротивления производились прибором МС-08 в летнее время. Среднее измеренное удельное сопротивление оказалось равным (без учета коэффициентов) $\rho_{\text{н}} = 110$ Ом*м.

Необходимо учесть увеличение удельного сопротивления земли вследствие промерзания или высыхания, т.е. ввести сезонный коэффициент. По данным метеорологической станции, район относится к 1-й

климатической зоне по табл. 6.1. В соответствии с этой таблицей для учета промерзания грунта принимаем $k_c = 1,35$ при электродах из стержней длиной 5 м. Кроме того, надо учесть состояние земли во время измерений одним из коэффициентов k из табл. 6.2. Установлено по протоколу, что земля была сухой, количество осадков ниже нормы, поэтому рекомендован коэффициент $k_3 = 0,95$ (для вертикальных электродов-стержней).

Теперь можно получить расчетное значение удельного сопротивления земли для вертикальных электродов: $\rho_{\text{расч}} = k_c \times k_3 \times \rho_{\text{изм}} = 1,35 \times 0,95 \times 110 = 141$ Ом·м. Если указанные коэффициенты были учтены при измерениях, то удельное сопротивление земли принимается по данным протокола измерений. Отсюда, пользуясь приближенной формулой из табл. 6.4, получим сопротивление одиночного стержня: $r_n \approx \rho_{\text{расч}} / l = 141 / 5 = 28,2$ Ом.

Примем расположение стержней в один ряд с расстоянием между ними 5 м, т.е. равным длине стержня. Для учета взаимного влияния стержней примем коэффициент использования $\eta = 0,56$. Это означает, что действительное сопротивление одного стержня в заземлителе из ряда стержней вследствие их взаимного влияния будет равно: $r_n = 28,2 / 0,56 = 50,5$ Ом. Число стержней для получения $R_3 = 4$ Ом $n = r_n / R_3 \eta = 28,2 / 4 \cdot 0,56 = 12,6$.

Примем предварительно 12 стержней, но пока без учета сопротивления растеканию полос, длина которых при 12 стержнях равна 55 м. Найдем сопротивление растеканию этих полос. Из табл. 6.1 находим сезонный коэффициент для полосы такой длины $k_c = 4,5$, а коэффициент, учитывающий состояние земли при измерениях, согласно табл. 6.2, $k_3 = 0,8$. Таким образом, расчетное значение удельного сопротивления земли для полос данного заземлителя равно: $\rho_{\text{расч}} = k_c \times k_3 \times \rho_{\text{изм}} = 4,5 \times 0,8 \times 110 \approx 400$ Ом·м.

Кроме того, необходимо учесть взаимное влияние полос и стержней. Оно учитывается в данном случае коэффициентом 0,62. Тогда сопротивление полос заземлителя $r_{\text{п.з}} = 2\rho_{\text{расч}} / l \eta = 2 \times 400 / 55 \times 0,62 = 23,4$ Ом.

Стержни и полосы можно рассматривать как два параллельно включенных сопротивления. На основании формулы $1/R_3 = 1/r_{\text{п.з}} + 1/r_n$ необходимое общее сопротивление стержней может быть принято равным: $r_n \leq R_3 r_{\text{п.з}} / (r_{\text{п.з}} - R_3) = 4 \times 23,4 / (23,4 - 4) = 4,8$ Ом. Уточненное число

стержней должно быть равно: $n = 28,2 / 4,7 \times 56 = 10,5$, т.е. можно принять 11 стержней, но длину полос оставить равной 55 м.

Действительное сопротивление заземлителя должно проверяться после его сооружения измерением на месте. Если оно оказалось недостаточным, присоединяются дополнительные электроды.

Приведенный выше расчет выполнен исходя из того, что поблизости нет надежных естественных заземлителей. Если же они имеются, необходимо произвести измерение их сопротивления. Если сопротивление их достаточно (для данного примера — 4 Ом и ниже), то устройства искусственных заземлителей не требуется.

Глава 7

Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения

7.1. Назначение и требования к релейной защите

Релейная защита (РЗ) является важнейшей частью автоматики электроустановок и энергосистем, основная задача которой состоит в том, чтобы обнаружить повреждение или ненормальный режим в электрической системе и по возможности быстро выдать управляющий сигнал на отключение поврежденной части системы или сигнализировать о возникновении ненормальных режимов.

РЗ выполняется с помощью реле различных типов. Реле — это электрический аппарат, замыкающий или размыкающий свою выходную цепь при достижении входной величиной заданного значения или условия, называемого *уставкой* реле. Реле могут реагировать на одну входную электрическую величину (ток, напряжение, частоту и т.п.) или иметь несколько входных цепей (реле мощности, сопротивления, промежуточные и т.п.). В настоящее время в эксплуатации применяются электромеханические реле, а также бесконтактные реле на полупроводниковых и интегральных элементах.

РЗ подразделяются на основные и резервные. Основной называется защита, предназначенная для работы при всех видах повреждений или части из них в пределах всего защищаемого элемента энергосистемы, причем со временем меньшим, чем у других установленных защит. Резервной называется защита, резервирующая основную в случае ее отказа, а также защиты смежных элементов при отказе их основных защит или выключателей.

К устройствам РЗ, действующим на отключение, предъявляются следующие требования: селективность (избирательность) действия; быстрота действия; чувствительность и надежность работы.

Селективное действие — это такое действие РЗ, при котором обеспечивается отключение только поврежденного элемента системы. Так, применительно к схеме радиальной сети, показанной на рис. 7.1, требование селективности действия сводится к тому, чтобы при К3 в точке К1 отключался только выключатель Q3, а при К2 в точке К2 — выключатель Q2.

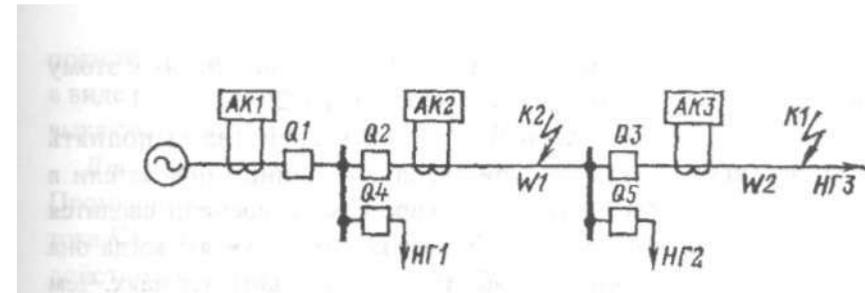


Рис. 7.1. Релейная защита распределительной сети

Поврежденный элемент системы всегда желательно отключить как можно быстрее. Вместе с тем быстрота отключения ограничивается собственными временами действия РЗ и выключателя, а также условиями обеспечения селективной работы РЗ. В общем случае время отключения равно:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.р.з.}} + t_{\text{з}} + t_{\text{в.откл.}} \quad (7.1)$$

где $t_{\text{с.р.з.}}$ — собственное время защиты; $t_{\text{з}}$ — выдержка времени, установленная на защите; $t_{\text{в.откл.}}$ — полное время отключения выключателя.

Для защит, действующих без выдержки времени, в зависимости от видов реле и выключателей, время отключения оказывается равным:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.р.з.}} + t_{\text{в.откл.}} = (0,02 \dots 0,04) + (0,04 \dots 0,2) = 0,06 \dots 0,24 \text{ с.} \quad (7.2)$$

Различают РЗ с абсолютной и относительной селективностью. Первые срабатывают только при повреждениях на защищаемом элементе, поэтому выполняются без выдержек времени. Вторые по принципу действия могут селективно срабатывать в качестве резервных защит при повреждениях на смежных элементах, они обычно выполняются с выдержкой времени.

РЗ должна быть достаточно *чувствительной* к повреждениям на защищаемом элементе сети, а в ряде случаев — и к повреждениям на удаленных (смежных) элементах. При этом обеспечивается резервирование действия защит в случае отказа некоторых из них. Например, если при К3 в точке К1 (рис.7.1) откажет в действии основная

защита АК3, то резервирующая защита АК2, чувствительная к этому КЗ, должна сработать и отключить выключатель Q2.

Требование *надежности* работы РЗ как свойства выполнять заданные функции, сохраняя свои эксплуатационные показатели в заданных пределах в течение требуемого промежутка времени, сводится к тому, чтобы защита надежно срабатывала в тех случаях, когда она должна работать, и надежно не срабатывала в остальных случаях. Чем проще схема защиты, меньше количество реле и контактов в схеме, лучше качество реле и монтажа вторичных цепей, тем надежнее работает защита в целом.

7.2. Основные типы и принцип действия реле

Реле подразделяются на первичные и вторичные, а также на реле прямого и косвенного действия. *Первичные реле* включаются непосредственно в первичную цепь, а *вторичные* — через трансформаторы тока или напряжения. Реле прямого действия воздействует непосредственно на расцепляющий механизм привода выключателя, а реле косвенного действия — через электромагниты отключения.

Различают *основные* (измерительные) и *вспомогательные* (логические) реле. При аварийных и ненормальных режимах в энергосистеме изменяются токи и напряжения в различных точках сети, направления мощностей, частота переменного тока в сети и т.д. Поэтому в качестве основных используют реле тока, напряжения, мощности, частоты и сопротивления. В качестве вспомогательных, выполняющих логические функции защиты применяют реле времени, промежуточные и указательные реле. На схемах положение контактов реле указывается для условий, когда катушки реле не обтекаются током.

7.2.1. Электромагнитные измерительные реле

Первичные реле прямого действия подключаются непосредственно к главной электрической цепи и воздействуют на исполнительное механическое устройство выключателя. В связи с этим они не требуют первичных измерительных преобразователей и источников оперативного тока. В системах электроснабжения первичные реле

прямого действия применяются в электроустановках переменного тока в виде расцепителей. Они являются составной частью автоматических выключателей, используемых в электроустановках напряжением до 1 кВ.

Вторичные реле тока и напряжения прямого действия. Промышленность выпускает различные модификации вторичных реле тока КА (РТМ, РТВ и др.) и реле напряжения KV(PH, PNB и др.) прямого действия с втягивающимся якорем. Они различаются некоторыми конструктивными деталями и параметрами. Реле устанавливаются непосредственно в пружинные приводы выключателей, например, ППМ-10, ПП-67, ПРБА. Их обмотки включаются в цепь через трансформаторы тока, что дает возможность расширить область использования реле. С помощью вторичных реле прямого действия выполняют защиты в установках напряжением до 35 кВ.

Максимальное реле тока с ограниченно зависимой выдержкой времени (РТВ) (рис. 7.2, а). Выдержка времени создается с помощью часового механизма / и может устанавливаться в независимой части в пределах до $t = 4$ с рычагом 2, который с помощью пластины 3 связан с установочным винтом 4. Выдержка времени в зависимой части характеристики (рис. 7.2, б) определяется уставкой реле в независимой части. Для установки тока срабатывания обмотка реле 11 имеет ответвления, выведенные на переключатель 6.

Подвижная система реле состоит из сердечника 12 и ударника 10. Ударник жестко связан с часовым механизмом тягой 5. Связь сердечника с ударником, а следовательно, с часовым механизмом осуществляется пружиной 7, которая одним концом соединена с сердечником, а другим упирается в стопорное кольцо 8 ударника. В зависимости от тока в обмотке реле эта связь может быть жесткой или гибкой.

При прохождении по обмотке реле тока, равного или превышающего ток срабатывания, сердечник 12 стремится притянуться к неподвижному полюсу 9, увлекая за собой ударник. При токах, меньших трехкратного тока срабатывания, электромагнитная сила, действующая на сердечник, оказывается меньше противодействующей силы пружины; пружина не сжимается и действует как жесткая связь. При этом скорости перемещения сердечника и ударника одинаковы и определяются электромагнитной силой и часовым механизмом, поэтому с увеличением

тока выдержка времени реле уменьшается, образуя зависимую часть характеристики.

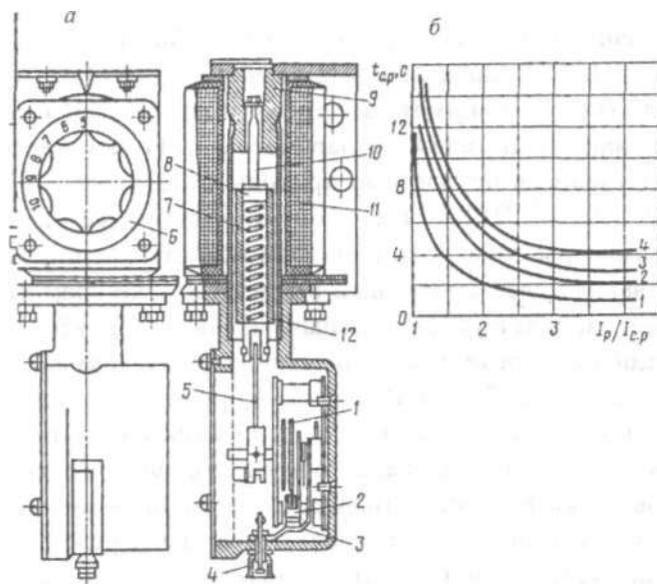


Рис. 7.2. Конструкция (а) и характеристики (б) вторичного реле тока прямого действия типа РТВ при различных выдержках времени (от 1 до 4 с)

При токах больших трехкратного тока срабатывания сердечник мгновенно притягивается к неподвижному полюсу и сжимает пружину. При этом скорость движения ударника вверх не зависит от электромагнитной силы и определяется часовым механизмом. Реле работает в независимой части характеристики.

Реле РТВ имеет погрешность в выдержке времени $\Delta t = \pm 0,3$ с при работе в независимой части характеристики, которая возрастает в два-три раза при работе реле в зависимой части характеристики и при токе срабатывания достигает нескольких секунд. Реле РТВ имеет сравнительно низкий коэффициент возврата K_v , изменяющийся в

зависимости от положения сердечника в пределах 0,4—0,8. В расчетах рекомендуется принимать $K_v = 0,65$.

Максимальное реле тока мгновенного действия РТМ конструктивно отличается от реле РТВ тем, что не имеет часового механизма. Реле имеет различные токи срабатывания. Например, реле, встроенное в привод выключателя типа ПРБА, позволяет установить ток срабатывания $I_{ср} = 5...15$ А. Время срабатывания реле РТМ зависит от кратности тока. При кратностях 2—3 время срабатывания реле $t_{ср}$ не превышает 0,02 с.

Вторичные реле тока и напряжения косвенного действия получили большое распространение благодаря следующим достоинствам: эти реле предназначены для включения в цепь через измерительные трансформаторы тока или напряжения, поэтому могут быть выполнены достаточно чувствительными с незначительными погрешностями и относительно малым потреблением мощности при срабатывании; их можно настраивать без отключения элемента системы электроснабжения; реле можно устанавливать в любом удобном для работы и эксплуатации месте.

Однако реле имеют недостатки, присущие электромагнитным реле: иногда значительны потребляемые мощности, сравнительно большие размеры, недостаточная надежность и быстроедействие из-за наличия подвижной системы и контактов, реле можно использовать только при наличии источников оперативного тока.

Реле тока РТ-40 (рис. 7.3). На полюсах П-образного магнитопровода 7 расположены две обмотки реле У, которые можно соединить между собой последовательно или параллельно. Подвижная система реле состоит из стального якоря б, подвижного контакта 2 и механического гасителя вибрации якоря 1. Положение якоря фиксируется упорами 8. В качестве противодействующей служит спиральная пружина 5, одним концом связанная с осью подвижной системы, а вторым — с указателем уставки 4. Изменяя положение указателя уставки, можно изменять натяжение пружины, ее противодействующую силу и ток срабатывания реле. При прохождении тока по обмотке реле электромагнитная сила F_m стремится притянуть якорь к полюсам электромагнита, этому препятствует противодействующая сила $F_{пр}$, обусловленная силой

пружины F_n и силой трения F_f . При токе, равном или большем тока срабатывания $I_{ср}$, сила F_s превышает силу F_m , якорь реле 6 поворачивается, и связанный с ним подвижный контакт 2 замыкает управляемую электрическую цепь. Подвижная система реле возвращается в начальное положение при токе возврата $I_{вр}$. Электромагнитной характеристикой реле является коэффициент возврата $K_n = I_{вр} / I_{ср}$, который регламентируется заводом-изготовителем (для реле РТ-40 $K_n = 0,8$).

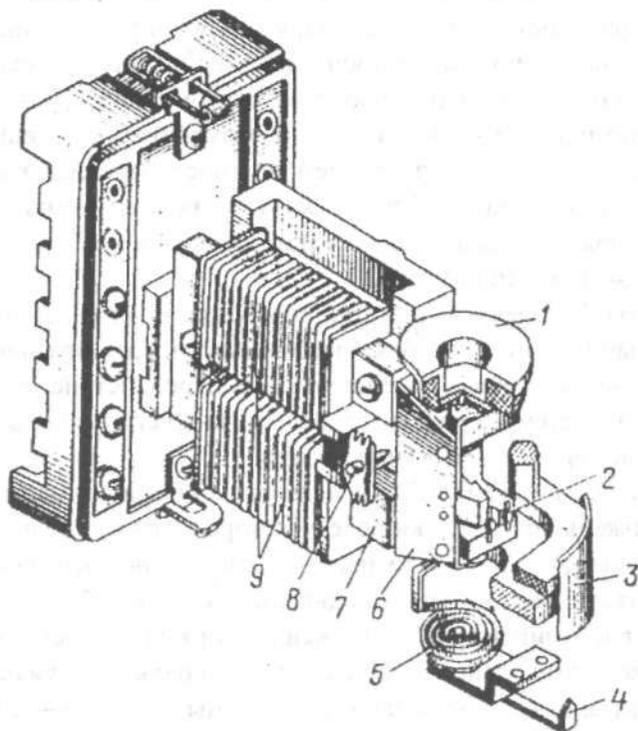


Рис. 7.3. Электромагнитное реле тока косвенного действия типа РТ-40

При перемещении указателя уставки 4 из начального положения в конечное ток срабатывания увеличивается в два раза.

Шкала отградуирована в амперах для схемы последовательного соединения обмоток реле. Переключение обмоток реле с последовательного на параллельное соединение увеличивает токи срабатывания, указанные на шкале 3 , в два раза. Потребляемая мощность реле при минимальной уставке определяется как $P_{ср} = I_{ср, мин} U_{ср}$ и находится в пределах $0,2...8$ В·А, где $U_{ср}$ — напряжение срабатывания реле при минимальном токе срабатывания $I_{ср, мин}$.

Реле напряжения РН-50 по конструкции мало отличается от реле РТ-40. Обмотки реле напряжения включаются в схему через двухполупериодный выпрямитель, в цепь которого вводится один или два добавочных резистора. Выпрямленный ток имеет пульсирующий характер, однако индуктивность обмотки реле уменьшает пульсацию тока и электромагнитной силы, поэтому вибрация якоря практически отсутствует и реле напряжения не имеет механического гасителя вибрации якоря. Шкала реле проградуирована при включении одного резистора. Чтобы получить шкалу уставок вдвое большую, необходимо включить оба резистора. Потребляемая мощность реле $P_{ср} = 5$ В·А.

Дифференциальные реле тока. В дифференциальных защитах применяются дифференциальные реле тока типа РНТ и ДЗТ. Основными элементами реле являются насыщающиеся трансформаторы тока (НТТ), к вторичной обмотке w_2 которых подключаются реле тока РТ-40. Реле РНТ используют насыщающиеся трансформаторы тока без тормозных обмоток (рис. 7.4, а), а реле ДЗТ — с тормозными обмотками (рис. 7.4, б). На магнитопроводе НТТ реле РНТ, кроме основной рабочей обмотки $w_{раб}$, размещены дополнительные. У реле РНТ-565 они используются как уравнивательные $w_{ур1}$ и $w_{ур11}$ при неравенстве сравниваемых токов (рис. 7.4, а). Для исключения срабатывания реле от действия аperiodической составляющей тока внешнего КЗ реле имеет короткозамкнутую секционированную обмотку w_k с секциями w'_k и w''_k . Обмотки $w_{раб}$, $w_{ур1}$ и $w_{ур11}$ выполнены секционированными с отводами для возможности дискретного изменения параметров реле. Такие же уравнивательные обмотки имеются

и у дифференциального реле с торможением ДЗТ-11 (рис. 7.4, б). Во всех обмотках НТТ, кроме вторичной w_2 , предусмотрено переключение чисел витков для изменения уставок срабатывания реле. У реле ДЗТ ток срабатывания зависит от значения тормозного тока и от угла между рабочим и тормозными токами. Тормозная характеристика реле, представляющая собой зависимость магнитодвижущей силы (МДС) срабатывания $F_{ср}$ от изменения МДС торможения $F_{трм}$, показана на рис. 7.4, в. Цифрой I обозначена зона срабатывания реле, II — зона срабатывания или торможения в зависимости от угла между током в рабочей обмотке $w_{раб}$ и током в тормозной обмотке $w_{трм}$, цифрой III — зона торможения.

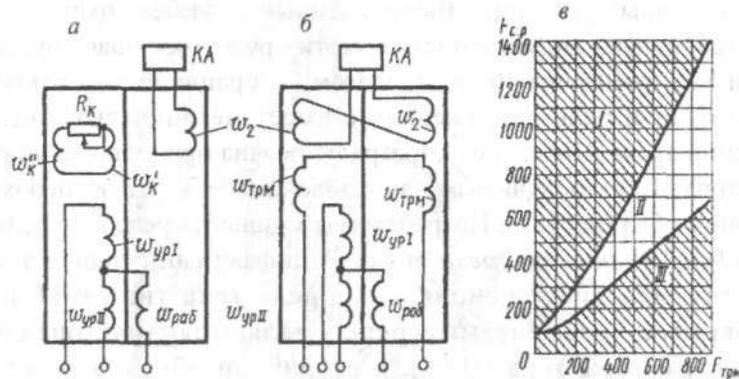


Рис. 7.4. Схема внутренних соединений реле типа РНТ (а), ДЗТ (б), характеристики срабатывания реле с торможением (в)

Индукционные реле тока РТ-80 и РТ-90 являются комбинированными и состоят из двух элементов: индукционного с диском, создающим ограниченно зависимую выдержку времени и электромагнитного (отсечки) мгновенного действия, срабатывающего при больших кратностях тока в обмотке реле. Оба элемента используют одну общую магнитную систему (рис. 7.5, а).

Индукционный элемент реле состоит из электромагнита 1 с короткозамкнутыми витками 2 на полюсах. Обмотка 3 электромагнита

имеет ответвления для изменения тока срабатывания. Ответвления подведены к гнездам штепсельного мостика 4 и переключаются винтами 5. Между полюсами электромагнита расположен алюминиевый диск 16, ось которого укреплена на подвижной рамке 13, которая имеет неподвижную ось вращения 14. При токах в обмотке реле, меньших тока срабатывания индукционного элемента, рамка 13 оттянута пружиной 18 в крайнее положение, при этом червяк 11, насаженный на ось диска, не сцеплен с зубчатым сегментом 12, имеющим неподвижную ось вращения и способным свободно перемещаться вверх и вниз. Нижнее положение сегмента фиксируется устройством, с помощью которого устанавливается выдержка времени. Это устройство состоит из регулировочного винта 8 и движка 19. При перемещении вверх сегмент 12 рычагом поднимает коромысло 10.

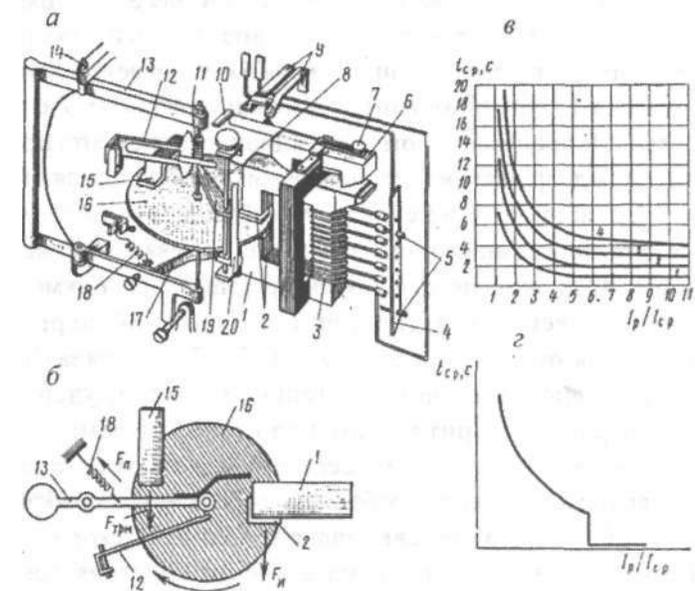


Рис. 7.5. Индукционное реле тока типа РТ-80 (а, б) и его характеристики срабатывания (в, г)

Диск вращается при токе $I_p = (0,1 \dots 0,2) I_{ср}$, где $I_{ср}$ — ток срабатывания индукционного элемента, при этом вращение диска не приводит к замыканию контактов. На вращающийся диск действует сила $F_{трм}$, препятствующая его вращению (рис. 7.5, б). Противодействующая сила возникает в связи с пересечением вращающимся диском магнитного потока постоянного магнита 15, пропорциональна частоте вращения диска и определяется равновесием этих сил. Их равнодействующая сила F' стремится повернуть диск вместе с рамкой 13 вокруг оси рамки. Этому препятствует сила пружины F_n .

Током срабатывания $I_{ср}$ индукционного элемента называется такой минимальный ток, при котором сила F' преодолевает силу пружины, рамка 13 вместе с диском поворачивается, производя сцепление червяка 11 с зубчатым сегментом 12. При этом благодаря вращению диска червяк 11 поднимает зубчатый сегмент 12. Его рычаг в конце пути соприкасается с коромыслом 10 якоря б, поднимая его вверх, и якорь б поворачивается на оси так, что воздушный зазор между электромагнитом 1 и правым концом якоря б уменьшается. Якорь быстро притягивается к электромагниту, замыкая контакты 9 с помощью коромысла 10. В процессе работы индукционного элемента при наличии сцепления между червяком и сегментом на вращающийся диск, кроме сил F_n и $F_{трм}$, действует также сила, обусловленная трением в червячной передаче. Эта сила возникает при зацеплении червяка с сегментом. При этом частота вращения диска и результирующая сила F' уменьшаются, что может привести к расцеплению червячной передачи. Для предотвращения этого служит стальная скоба 17, которая за счет потоков рассеяния обеспечивает дополнительное усилие, удерживающее подвижную рамку в притянутом положении. Время от момента сцепления червяка с зубчатым сегментом до момента замыкания контактов является временем срабатывания реле — выдержкой времени. Это время при заданной уставке зависит только от скорости подъема сегмента вверх. Скорость подъема сегмента определяется частотой вращения диска, т.е. зависит от тока. Чем больше ток, тем больше частота вращения диска, и чем больше скорость подъема сегмента, тем меньше выдержка времени реле.

Магнитная система реле РТ-80 выполнена так, что примерно при семикратном токе срабатывания она насыщается, и дальнейшее увеличение тока не приводит к росту магнитного потока, поэтому остаются постоянными вращающий момент, частота вращения диска и выдержка времени. Таким образом, реле РТ-80 имеет ограниченно зависимую характеристику выдержки времени.

Выдержка времени реле зависит также от длины перемещения сегмента 12, определяемой его начальным положением, которое может изменяться при перемещении движка 19 по винту 8. Благодаря этому можно получить серию характеристик выдержек времени (рис. 7.5, в). Необходимо иметь в виду, что на шкале реле указаны пределы уставки выдержки времени в независимой части характеристики. Так, у реле РТ-81 минимальная уставка равна 1 с, а максимальная — 4 с (рис. 7.5, в). Реле РТ-82 имеет пределы регулирования уставок: минимальная уставка равна 4 с, а максимальная — 16 с.

Электромагнитный элемент реле состоит из электромагнита 1 индукционной системы и подвижного якоря б с коромыслом 10. Ток срабатывания электромагнитного элемента (осечки) устанавливается винтом 7 путем изменения воздушного зазора между электромагнитом 1 и правым концом якоря б. На головке винта имеются метки с цифрами 2—8. Они соответствуют кратностям тока срабатывания осечки, т. е. отношению тока срабатывания отсечки к току срабатывания индукционного элемента. Таким образом, с помощью винта устанавливается не ток срабатывания отсечки, а его кратность по отношению к установленному на реле току срабатывания индукционного элемента. При срабатывании электромагнитного элемента реле действует без выдержки времени и поэтому имеет комбинированную характеристику выдержки времени (рис. 7.5, г). Использование в одном реле индукционного и электромагнитного принципов, а также применение в индукционном элементе сцепления червяка с сегментом, постоянного магнита для создания противодействующей силы позволяют выполнить реле с надежной контактной системой, с коэффициентом возврата индукционного элемента не менее $K_v=0,8$ и с малой инерционной ошибкой. К достоинствам реле относится то, что с помощью одного реле можно

выполнить быстродействующую защиту от КЗ и защиту с выдержкой времени, действующую при перегрузке. Недостатком реле является его механическая сложность, а также значительная потребляемая мощность при срабатывании. При токе, равном току уставки, потребляемая мощность реле РТ-80 — около 10 В·А, а реле РТ-90 достигает 30 В·А.

7.2.2. Электромагнитные вспомогательные реле

Реле времени являются логическими и предназначены для создания выдержек времени при передаче сигналов другим реле логической части устройств РЗ. Различают реле времени постоянного и переменного тока.

Реле времени постоянного тока используют электромагнитную систему с втягивающимся якорем. Выдержка времени создается часовым механизмом.

Кинематическая схема одного из таких реле РВ-122 в отключенном состоянии изображена на рис. 7.6. При этом ведущая пружина 1 растянута. Она стремится привести во вращение сектор 6, однако этому препятствует палец 8, упирающийся в верхнюю часть якоря 13. При подаче напряжения на обмотку реле 14, достаточного для срабатывания реле, якорь 13, преодолевая противодействие пружины 12, втягивается и убирает препятствие на пути движения пальца 8 и жестко связанного с ним сектора 6, который под действием ведущей пружины 1 начинает вращаться. Это вращение через шестерню 5 передается на валик с укрепленной на нем подвижной частью контакта 4. Начало вращения валика сопровождается сцеплением его с ведущей шестерней 17 посредством фрикционного сцепления 18. Ведущая шестерня 17 через трибку 16 и промежуточные шестерни 15 и 7 связана с часовым механизмом. Время срабатывания реле (выдержка времени) зависит от расстояния между начальными положениями подвижного 4 и неподвижного 3 контактов, которое изменяется путем перемещения неподвижного контакта по шкале 2, на которой указаны выдержки времени реле в секундах.

Реле времени имеет также переключающие контакты (неподвижные 10, 11 и подвижный 9). При снятии напряжения с

реле возвратная пружина 12 благодаря фрикционному устройству мгновенно возвращает якорь, часовой механизм и контакты 4 и 9 в исходное положение.

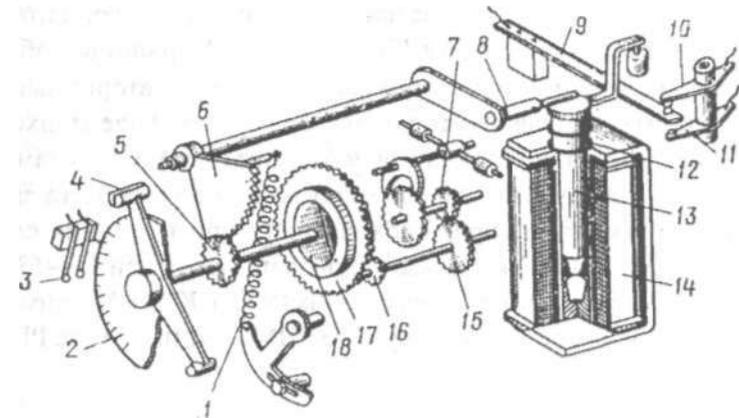


Рис. 7.6. Кинематическая схема реле времени типа РВ-122

Реле времени выпускаются на напряжение $U_{н} = 24, 48, 110, 220$ В с минимальной выдержкой времени $t_{ср.мин} = 0,1$ с и с максимальной выдержкой времени $t_{ср.макс} = 20$ с. Они четко срабатывают при напряжении не менее $U_{р} = 0,1$. При этом минимальный разброс по времени срабатывания не превышает нескольких процентов максимальной уставки. Мощность, потребляемая обмоткой реле при номинальном напряжении, составляет $P_{р} = 30$ Вт.

Реле времени переменного тока используется в основном трех разновидностей. Одной из них является реле времени с часовым механизмом и электромагнитным заводом рабочей пружины в момент пуска реле. Основным недостатком этого реле является значительная потребляемая мощность ($P_{р} = 60$ ВА и более), а также возможность отказа в действии, так как при КЗ напряжение оперативного переменного тока может оказаться меньшим напряжения срабатывания. Обмотка другой разновидности реле времени переменного тока в нормальных условиях находится под напряжением, а якорь — в

притянутом состоянии. При снижении или исчезновении напряжения якорь реле отпускается, при этом запускается заторможенный часовой механизм и через заданный промежуток времени реле срабатывает.

Реле РВМ (рис. 7.7, а) имеет синхронный микродвигатель с обмоткой w и втягивающимся ротором, два насыщающихся трансформатора ТХ1 и ТХ2 и контактную систему КТ.1 — КТ.3. Первичные обмотки насыщающихся трансформаторов включаются во вторичные цепи измерительных трансформаторов тока двух фаз. Реле приходит в действие при замыкании цепи статорной обмотки между выводами 11—9 или 11—13. Для правильной работы реле схема устройства защиты выполняется так, чтобы при срабатывании защиты во всех случаях осуществлялось замыкание только одной цепи (11—9 или 11—13). Реле имеет три контакта, из них два импульсных (КТ. 1 и КТ.2). Максимальная выдержка времени составляет 4 с у реле РВМ-12 и 10 с у реле РВМ-13.

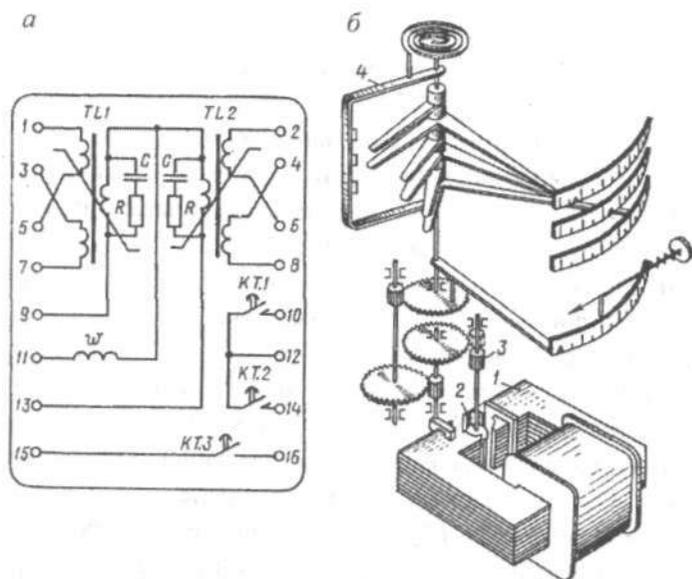


Рис. 7.7. Реле времени типа РВМ

В зависимости от соединения секций первичной обмотки насыщающихся трансформаторов (последовательно или параллельно) реле срабатывает при токах $I_{ср} = 2,5...5$ А. Мощность, потребляемая реле срабатывания, $P_p = 10$ В·А.

Конструкция реле РВМ показана на рис. 7.7, б. При запуске реле обмотка одного из насыщающихся трансформаторов (на рис. 7.7, а) обтекается током, замыкаются выводы 11—9 или 11—13, ротор 2 втягивается, и трибка 3 на оси ротора входит в зацепление с замедляющимся трехступенчатым редуктором, через который вращение ротора передается рамке 4 с контактными цилиндрами. Контакты замыкаются с заданной выдержкой времени. При исчезновении тока вращение ротора прекращается и он выходит из междуполюсного пространства, расцепляя трибку с редуктором.

Промежуточные реле. Для выполнения промежуточных реле обычно используют электромагнитную систему с поворотным якорем. Промежуточное реле выполняют с одной или несколькими обмотками, которые могут включаться на полное напряжение источника оперативного тока (обмотки напряжения) или последовательно с обмоткой какого-либо реле или аппарата (обмотки тока). Промежуточные реле имеют коэффициент возврата $K_v \sim 0,1...0,4$. Однако для них это не имеет значения, так как по условиям работы отпускание промежуточного реле происходит после отключения от источника питания. К большей части промежуточных реле предъявляется требование быстродействия; их время срабатывания не должно превышать 0,06 с.

Реле изготавливают на номинальные напряжения $U_n = 24, 48, 110, 220$ В постоянного тока; они четко срабатывают при напряжении $0,7 U_n$; время замыкания контактов при номинальном напряжении $t_{ср} < 0,06$ с, а потребляемая обмоткой реле мощность $P_p \approx 6$ Вт.

Промежуточное реле переменного тока выполняется с использованием шихтованного магнитопровода для уменьшения потерь на вихревые токи. Кроме того, полюс магнитной системы снабжается короткозамкнутым витком для получения электромагнитной силы, незначительно изменяющейся во времени. Недостатком этих реле является возможность отказа в действии при КЗ, когда может

значительно снизиться напряжение, а также значительная потребляемая мощность при срабатывании.

Электромагнитные реле с герметизированными магнитоуправляемыми контактами (герконовые реле). Существенными недостатками электромагнитных реле являются наличие открытых контактов, подверженных влиянию окружающей среды, а также относительно большое время срабатывания из-за значительной массы подвижного якоря. Эти недостатки не свойственны герконовым реле, основным элементом которых — герметизированный магнитоуправляемый контакт (геркон). Он представляет собой заполненную инертным газом стеклянную колбу 1 (рис. 7.8) с пружинными пластинами из ферромагнитного материала 2 и обмотку 3.

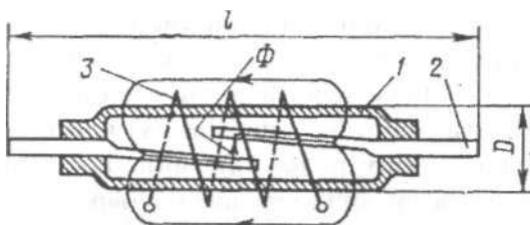


Рис. 7.8. Герконовое реле

Пластины одновременно являются магнитопроводом, подвижными частями реле и контактными пружинами. В нормальном режиме пластины разомкнуты и цепь управления разорвана. Ток в обмотке вызывает магнитный поток Φ , проходящий по пластинам. Он создает электромагнитную силу, стремящуюся притянуть пластины друг к другу. Пластины смыкаются и замыкают управляемую цепь, если электромагнитная сила превышает механические силы упругости пластины. Геркон имеет малые размеры, его длина — 30...50 мм, диаметр стеклянной колбы — 3...5 мм. Конструктивные особенности герконового реле обеспечивают высокую надежность коммутации, малое время срабатывания ($t_{с.р.} \ll 0,01$ с) и значительное (до $10^8 \dots 10^{12}$) число срабатываний.

Указательные реле РУ используются для получения информации о срабатывании, возврате или действии различных аппаратов в схемах защиты. Конструкция указательного реле отличается от промежуточного наличием на якоре сигнального флажка и смотрового окна. При появлении тока в обмотке реле якорь снимает упор с флажка, который выпадает в смотровом окне. Одновременно поворачивается барабанчик с контактами, которые в зависимости от исполнения реле замыкают или размыкают сигнальную электрическую цепь. При исчезновении тока в обмотке реле якорь под действием пружины возвращается в начальное состояние, а флажок и контакты реле остаются в положении после срабатывания. Этим достигается фиксация срабатывания защиты. Возврат флажка и контактов в исходное положение производится вручную.

7.2.3. Реле на интегральных микросхемах

В последние годы развитие техники РЗ идет в направлении разработки и создания современных полупроводниковых (статических) реле на операционных усилителях или интегральных микросхемах. Структурная схема реле защиты, в которой применены операционные усилители, представлена на рис. 7.9 пятью основными узлами:

узел измерения (УИ), содержащий измерительные преобразователи или датчики тока и напряжения, подаваемые на реле от измерительных трансформаторов тока и напряжения защищаемого объекта;

узел формирования (УФ), в котором из поступающих входных сигналов получают специально сформированные напряжения переменного или выпрямленного тока, требуемые для реализации характеристики реле после их сопоставления в узле сравнения;

узел сравнения (УС), служащий для дальнейшего преобразования сравниваемых напряжений в форму, удобную для сравнения, собственно сравнения и получения на выходе узла управляющего сигнала;

узел выхода (УВ), обеспечивающий действие содержащегося в нем электромеханического реле при поступлении управляющего сигнала из узла сравнения;

узел питания (УП), предназначенный для получения от источника оперативного тока напряжений, требующихся для работы интегральных

микросхем и исполнительного выходного реле.

Рассмотрим устройство и принцип действия статических реле тока РСТ и реле напряжения РСН на базе операционных усилителей, а также реле времени РВ-01 и промежуточного реле РП-18, логические функции которых также реализуются с помощью электронных схем.

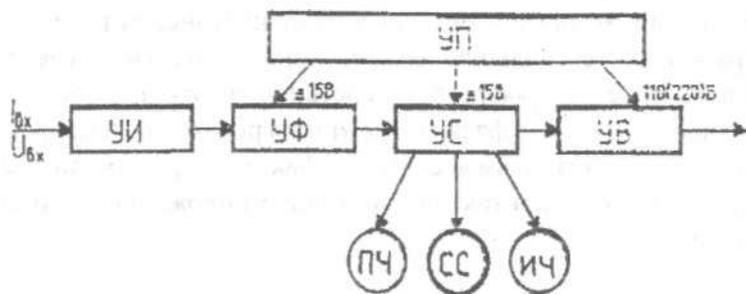


Рис. 7.9. Структурная схема статического реле защиты

Статические реле максимального тока серий РСТ предназначены для использования в качестве измерительных органов токовых защит.

Схема реле выполнена на времяимпульсном принципе, гарантирующем хорошую помехоустойчивость реле. Принятое исполнение обеспечивает также четкую работу реле при больших кратностях тока по отношению к номинальному току трансформаторов, когда их погрешность может достигать 80 %.

В качестве примера на рис. 7.10 приведена принципиальная схема реле РСТ-13. Измерительный узел реле представляет собой промежуточный трансформатор тока ТА, а узлом формирования служит выпрямительный мост VI. Преобразующей частью узла сравнения является однопороговый компаратор А1, который используется одновременно как первая ступень сравнения, определяющая ток срабатывания реле, когда поступающий сигнал сравнивается с заданным опорным напряжением. Для установки опорного сигнала, с помощью которого задается уставка реле, предусмотрены переключатели уставок SB1—SB5. Ими шунтируется часть резисторов, образующих делитель напряжения, питающийся от источника напряжения ±15 В.

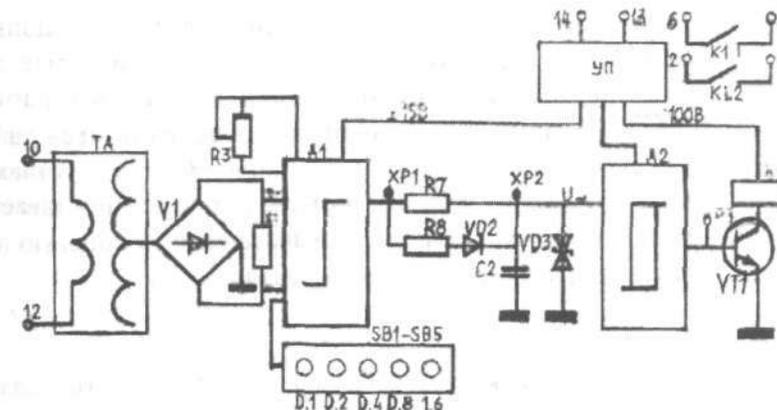


Рис. 7.10. Принципиальная схема реле тока типа РСТ

Выходной сигнал однопорогового компаратора поступает на следующую ступень сравнения — времясравнивающую цепь, содержащую резисторы R7, R8, диод VD2, конденсатор C2 и стабилитроны VD3. Пороговым элементом этой цепи и одновременно исполнительной частью узла сравнения служит триггер Шмитта А2.

Узел выхода реле состоит из транзистора VT1 и выходного электромагнитного реле РП. Узел питания УП представляет собой делитель напряжения на резисторах, в составе которого имеются стабилитроны, поддерживающие уровни напряжения ±15 В. Чтобы выставить ток срабатывания реле, нужно поставить соответствующие переключатели SB1...SB5 в выступающее положение. Ток срабатывания реле равен:

$$I_{ср.} = I_{мин} (1 + \sum \Theta), \text{ А}, \quad (7.3)$$

где $I_{мин}$ — минимальный ток уставки; $\sum \Theta$ — сумма чисел, нанесенных под переключателями, поставленными в выступающее положение. При этом риски на торцах головок переключателей будут направлены в сторону выбранных чисел.

Реле напряжения РСН подобны реле РСТ. Различаются они лишь тем, что вместо датчика тока в них установлен датчик напряжения. Датчик напряжения содержит промежуточный трансформатор и два

добавочных резистора, включенных последовательно в цепь его первичной обмотки. Датчик имеет три вывода, которые дают возможность использовать реле на двух диапазонах рабочих напряжений. Переход в другой диапазон обеспечивается за счет исключения одного из добавочных резисторов. Заданная уставка по напряжению срабатывания в выбранном диапазоне устанавливается с помощью кнопочных переключателей, выведенных на лицевую плату реле. Напряжение срабатывания реле определяется как

$$U_{ср} = U_{мин} (1 + \Sigma \Theta). \quad (7.4)$$

Числа на шкале уставок 0,8; 0,4; 0,2 и 0,1 показывают, что заданная уставка может быть установлена с точностью до $0,1U_{мин}$, где $U_{мин}$ — минимальная уставка выбранного диапазона.

Мощность, потребляемая реле, равна от 0,1 до 0,8 В·А, коэффициент возврата у реле максимального напряжения составляет не менее 0,9, а у реле минимального напряжения — не выше 1,1.

Реле времени РВ-01 предназначены для использования в схемах РЗ и системной автоматики для передачи управляющих сигналов в электрические цепи с установленной выдержкой времени. Схема реле времени РВ-01 содержит времязадающую часть, воздействующую при срабатывании на выходное электромагнитное реле. Для получения временной задержки в реле используется принцип заряда конденсатора от фиксированного начального уровня до уровня срабатывания пороговой схемы.

Реле промежуточное РИ18 предназначено для применения в схемах РЗ и противоаварийной автоматики для коммутации электрических нагрузок в цепях напряжением до 240 В. Питание реле может осуществляться от источника постоянного тока (реле РП18-1—РП18-7) или переменного тока (РП18-8—РП18-10). Реле РП18 имеют блоки с полупроводниковой схемой замедления при включении и отключении. Времязадающий орган реле состоит из следующих узлов: времязадающей цепи на конденсаторе и резисторе, конденсаторе памяти, порогового элемента на транзисторах, регулировочного резистора. Исполнительным элементом является двухобмоточное электромагнитное реле.

7.3. Трансформаторы тока и напряжения в схемах релейной защиты

7.3.1. Схемы соединения трансформаторов тока

Начала и концы обмоток трансформатора тока указываются на их выводах. Выводы первичной обмотки Л1 и Л2 маркируются произвольно, а вторичной обмотки И1 и И2 — с учетом принятого обозначения выводов первичной обмотки. При этом за начало вторичной обмотки И1 принимается вывод, из которого мгновенный ток i_2 направляется в цепь нагрузки, когда в первичной обмотке ток i_1 направлен от начала Л1 к концу Л2.

В зависимости от назначения РЗ и предъявляемых к ней требований применяют следующие схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока и обмоток реле (рис. 7.11)

Рассмотренные схемы соединения трансформаторов тока и реле неравноценны по количеству реле и по другим параметрам (чувствительность, надежность, селективность и пр.). Выбор той или иной схемы определяется назначением защиты. При условии выполнения всех требований, предъявляемых к защите, предпочтение отдается схеме наиболее простой, требующей минимального количества реле.

В зависимости от поведения защит при различных видах КЗ все рассмотренные схемы можно разделить на:

реагирующие на все виды КЗ — схема полной звезды и треугольника;

реагирующие на междуфазные КЗ и в некоторых случаях при замыкании на землю — схемы неполной звезды и включения реле на разность токов двух фаз;

реагирующие при замыканиях на землю — схема включения реле в нулевой провод полной звезды и схема включения реле на фильтр токов нулевой последовательности.

7.3.2. Схемы соединения трансформаторов напряжения

Начала и концы обмоток трансформатора напряжения TU маркируются следующим образом: А — начало первичной обмотки, а

— начало вторичной обмотки; X — конец первичной обмотки, x — конец вторичной обмотки.

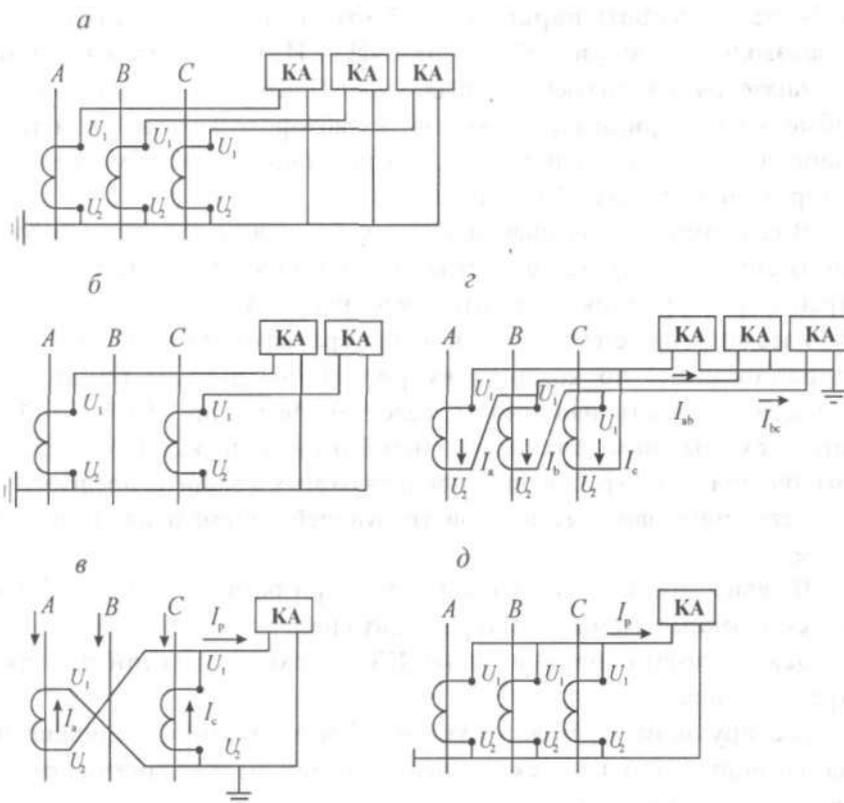


Рис. 7.11. Схемы соединения обмоток трансформаторов тока и боковых обмоток: а — соединение вторичных обмоток трансформаторов тока и обмоток реле в полную звезду; б — соединения вторичных обмоток трансформаторов тока и обмоток реле в неполную звезду; з — соединения вторичных обмоток трансформаторов тока в треугольник, а обмоток реле — в полную звезду; в — соединение вторичных обмоток трансформаторов тока и обмотки реле на разность токов двух фаз; д — соединение вторичных обмоток трансформаторов тока в фильтр тока нулевой последовательности

Измерительные реле напряжения включаются на фазные и междуфазные напряжения. Для получения этих напряжений используют однофазные или трехфазные трансформаторы напряжения. Трансформаторы в этом случае имеют различные схемы соединения обмоток, при выполнении которых придерживаются следующих правил: в случае включения первичных обмоток на фазные напряжения их начала присоединяются к соответствующим фазам, а концы объединяются и соединяются с землей; при включении первичных обмоток на междуфазные напряжения их начала присоединяют к предыдущим, а концы — к последующим фазам в порядке их электрического чередования (рис. 7.12, а).

Включение однофазного трансформатора напряжения (рис. 7.12,а). Первичная обмотка трансформатора включается на напряжение двух любых фаз. Для применения схемы достаточно одного междуфазного напряжения.

Схема соединения обмоток ТН в крытый (неполный) треугольник (рис. 7.12, б). Первичные обмотки двух однофазных ТН включаются на два любых междуфазных напряжения. Вторичные обмотки соединяются последовательно. Такая схема дает возможность включать реле на все междуфазные напряжения (реле $KV1—KV3$) и на напряжения фаз по отношению к искусственной нейтральной точке системы междуфазных напряжений. В последнем случае включение можно выполнить тремя реле, обмотки которых имеют равные сопротивления и соединены в звезду (реле $KV4—KV6$). Схема соединения двух однофазных ТН в открытый треугольник является наиболее распространенной. Она не может применяться в тех случаях, когда необходимы фазные напряжения относительно земли.

Схема соединения обмоток трансформаторов напряжения в звезду (рис. 7.12, в) (реле $KV1—KV3$) и на напряжения фаз (реле $KV4—KV6$), а также по отношению к земле, т. е. на любые фазные напряжения (реле — $KV9$). Рассматриваемую схему можно выполнить посредством трех однофазных трансформаторов напряжения или одного трехфазного пятистержневого. Применение трехфазных трехстержневых ТН в данном случае не допускается в связи с тем, что при замыкании на землю в сети по первичным обмоткам трансформатора через его заземленную

нейтраль проходят большие токи намагничивания нулевой последовательности и трансформатор сильно перегревается.

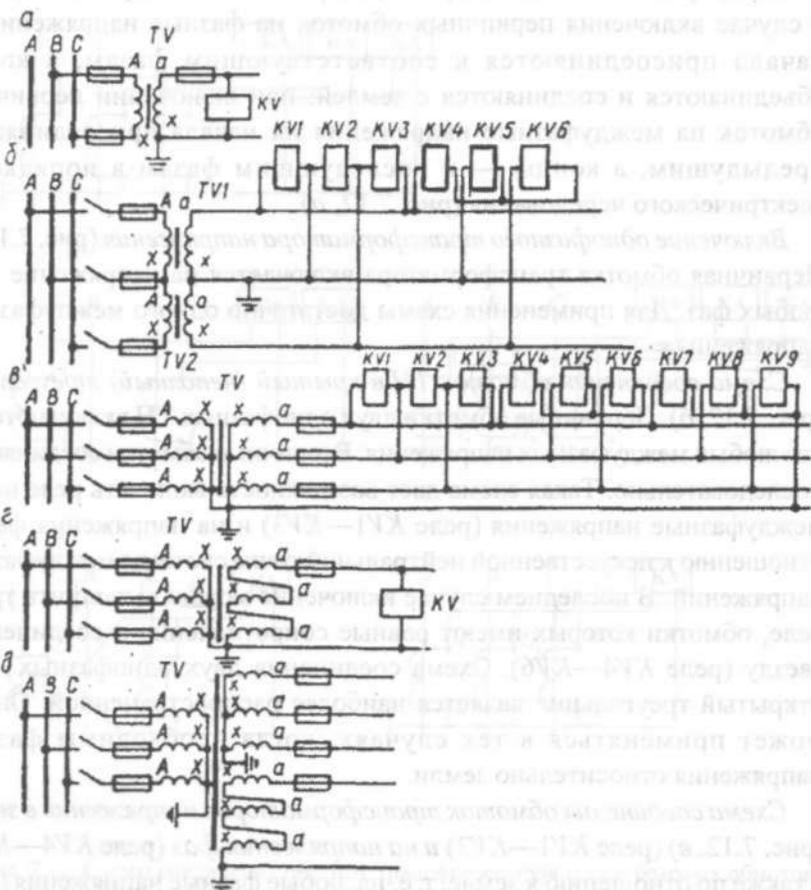


Рис. 7.12. Схемы соединения обмоток измерительных трансформаторов напряжения и реле

Схема соединения обмоток трансформаторов напряжения в фильтр напряжения нулевой последовательности (рис. 7.12, г). Напряжения отдельных последовательностей можно выделить из полных фазных напряжений посредством фильтров напряжений симметричных составляющих. Так, для получения напряжения нулевой последовательности U_0 первичные обмотки трансформаторов должны соединяться в звезду с заземленной нейтралью. Полученные при этом вторичные фазные напряжения суммируются путем соединения вторичных обмоток в разомкнутый треугольник, к которому подключается реле (рис. 7.12, з). Напряжение на обмотке реле

$$\underline{U}_p = (\underline{U}_A + \underline{U}_B + \underline{U}_C) / K_u = 3U_0 / K_u \quad (7.5)$$

При отсутствии в полных фазных напряжениях составляющих нулевой последовательности напряжение на выходе разомкнутого треугольника близко к нулю. Обычно трансформаторы напряжения изготавливают с двумя вторичными обмотками, одну из которых можно использовать в схеме соединения звезды, а другую — разомкнутого треугольника (рис. 7.12, д). В сетях с заземленной нейтралью напряжение на зажимах разомкнутого треугольника при замыкании на землю не превышает фазного U_ϕ , а в сетях с изолированной нейтралью оно может достигать $3U_\phi$, поэтому номинальное вторичное фазное напряжение обмоток, соединяемых в разомкнутый треугольник, принимается равным $U_{2н} = 100$ В, если ТН устанавливается в системе с заземленной нейтралью, и равным $U_{2н} = 100/3$ В, если трансформатор устанавливается в системе с изолированной нейтралью.

7.4. Токовые защиты ЛЭП

7.4.1. Максимальная токовая защита ЛЭП с независимой выдержкой времени МТЗ

Принципиальная (а) и развернутая (б) схемы МТЗ приведены на рис. 7.13. При возникновении КЗ на защищаемой линии защита приходит в действие: срабатывают одно или несколько реле тока в зависимости от вида КЗ. Реле тока КА замыкает цепь катушки реле времени КТ. Реле времени КТ обеспечивает селективность действия РЗ. Это достигается тем, что наименьшую выдержку времени имеют защиты наиболее

удаленных от источника питания линий, наибольшую—защиты линий, ближайших к источнику питания. Разницу в выдержках времени защит двух смежных линий называют ступенью селективности и обозначают Δt . Контакты реле времени КТ имеют относительно небольшую коммутационную способность, поэтому в выходную цепь защиты включается промежуточное реле KL . При замыкании контактов реле KL через последовательную обмотку указательного реле KH и вспомогательные контакты выключателя SQ образуется цепь на электромагнит отключения выключателя YAT . Вспомогательные контакты SQ выключателя разрывают выходную цепь защиты несколько ранее разрыва тока в силовой цепи (в процессе хода подвижной системы выключателя), тем самым разгружая контакты промежуточного реле.

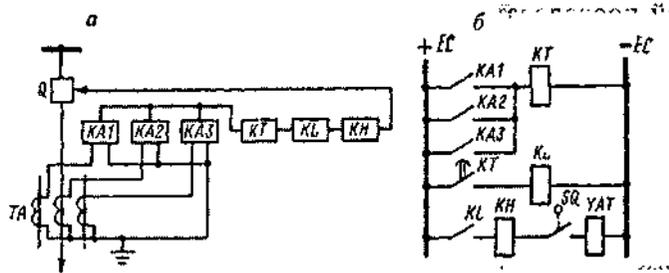


Рис. 7.13. Схема защиты линии с односторонним питанием

Защита характеризуется двумя параметрами — током срабатывания и выдержкой времени. Различают ток срабатывания защиты $I_{сз}$ — ток в первичной цепи, при котором защита приходит в действие, и ток срабатывания реле (уставка реле) $I_{ср}$ — ток в реле, при котором реле срабатывает. Ток срабатывания защиты определяется по выражению:

$$I_{сз} = k_{отс} k_{зап} I_{работ} / k_n; \quad (7.6)$$

ток срабатывания реле

$$I_{ср} = k_{отс} k_{зап} k_{сх} I_{работ} / K_i k_n,$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки ($k_{отс} = 1,1 \dots 1,2$); $k_{сх}$ — коэффициент схемы, учитывающий схему соединения трансформаторов тока и реле (при включении реле на фазные токи $k_{сх} = 1$, при включении реле на

разность токов двух фаз $k_{сх} = 1,73$); K_i — коэффициент трансформации трансформаторов тока; k_n — коэффициент возврата токового реле: $k_n = I_{нр} / I_{ср}$ для электромагнитных реле тока РТ-40 $k_n = 0,8$, $k_{зап}$ — коэффициент запаса принимается равным 1,1 и учитывает погрешности при расчетах.

Выдержку времени защиты подбирают по ступенчатому принципу исходя из того, что у каждой последующей по направлению к источнику питания защиты выдержка времени должна быть больше, чем у предшествующей, на ступень селективности Δt .

Выдержка времени каждой защиты не зависит от того, в каком месте линии возникло КЗ, т. е. от значения тока первичной цепи. Отсюда название защиты — максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени. Минимальная ступень выдержки времени Δt определяется параметрами защиты и выключателей (рис. 7.1):

$$\Delta t = t_2 - t_3 = t_{уск2} + t_{зам3} + t_{н3} + t_{зап}, \quad (7.7)$$

где $t_{уск2}$ — возможное ускорение по различным причинам (несоответствие фактических и расчетных уставок реле, их параметров и т.п.) защиты АК2 (выключателя Q2); $t_{зам3}$ — возможное замедление по тем же причинам защиты АК3 (выключателя Q3); $t_{н3}$ — полное время отключения выключателя Q3; $t_{зап}$ — время запаса.

У электромагнитных реле времени разброс выдержек времени (погрешность) составляет $\pm(0,1 \dots 0,15)$ с. Полное время отключения различных выключателей находится в пределах 0,04—0,2 с. Принимая $t_{зап} = 0,1$ с, получаем

$$\Delta t = (0,1 \dots 0,15) + (0,1 \dots 0,15) + (0,04 \dots 0,2) + 0,1 = 0,34 \dots 0,6 \text{ с.}$$

В энергосистемах принимают $\Delta t = 0,5 \dots 0,7$ с.

Чувствительность защиты характеризуют коэффициентом чувствительности

$$K_{ч} = I_{кmin} / I_{сз} \quad (7.8)$$

где $I_{кmin}$ — ток КЗ в конце защищаемой зоны в минимальном режиме работы энергосистемы, т.е. при возможном в условиях эксплуатации отключении некоторых источников, электрических линий и т.п. Согласно [1], МТЗ должна быть чувствительной к КЗ в защищаемой

зоне и в конце смежной линии (резервирование действия защит). При этом с учетом сопротивления дуги в месте КЗ необходимо выполнение такого условия: при КЗ в защищаемой зоне $k_n \geq 1,5$, а при КЗ в конце смежной линии $k_n \geq 1,2$. Достоинством МТЗ с независимой выдержкой времени является простота схемы и настройки, недостатком — значительные выдержки времени при отключении наиболее тяжелых и опасных КЗ вблизи источников.

7.4.2. Максимальная токовая защита линий с зависимой выдержкой времени

Защита выполняется с помощью индукционных реле тока типа РТ-80, имеющих индукционный и электромагнитный органы. Индукционный орган работает с выдержкой времени, зависящей от значения проходящего через реле тока I_p , а электромагнитный орган (токовая отсечка) — без выдержки времени при достижении током определенного значения. Схема защиты представлена на рис. 7.14. Индукционные реле выполняют функции как пусковых органов, так и органов, обеспечивающих селективность действия защиты. Поэтому в схеме отсутствует отдельное реле времени, имеющееся в схеме МТЗ с независимой выдержкой времени. В остальном действие защиты и назначение отдельных элементов такие же, как и у МТЗ с независимой выдержкой времени.

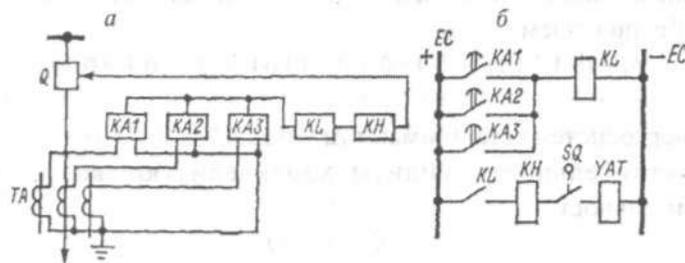


Рис. 7.14. Схема МТЗ с зависимой выдержкой времени

Ток срабатывания защиты определяется по (7.6); уставка реле меняется ступенями путем изменения числа витков его обмотки.

Выдержка времени защиты подбирается по ступенчатому принципу, причем согласование выдержек времени защит смежных линий производят, исходя из тока КЗ в ближайшей к источнику точке, при КЗ в которой защиты работают одновременно. Согласование выдержек времени защит показано на рис. 7.15. На защите АКЗ (рис. 7.1) устанавливается выдержка времени t_{33} при токе, соответствующем току КЗ в конце защищаемой линии Л2. При приближении точки КЗ к источнику ток КЗ увеличивается, соответственно выдержка времени защиты АКЗ уменьшается в пределе до t_{33} . Выдержка времени защиты АК2 устанавливается по току КЗ в начале линии Л2 или, что то же самое, по току КЗ в конце линии Л1, т. е. $t_{32} = t_{33} + \Delta t$. Аналогично: $t_{31} = t_{32} + \Delta t$.

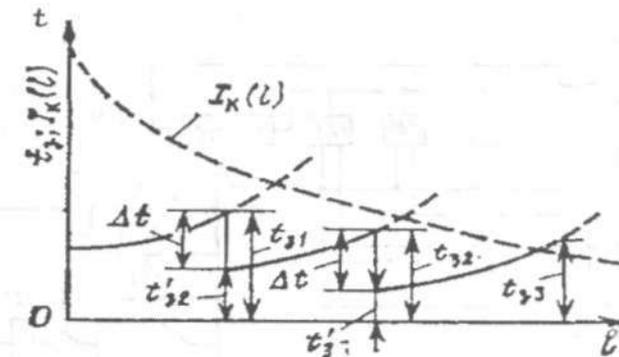


Рис. 7.15. Согласование выдержек времени МТЗ с зависимой выдержкой времени

Степень выдержки времени МТЗ с зависимой выдержкой времени принципиально должна быть больше степени выдержки времени максимальных токовых защит с независимой выдержкой времени, что связано с большей погрешностью органа выдержки времени и наличием инерционной погрешности индукционных реле. Таким образом:

$$\Delta t = t_2 - t_3 = t_{\text{уск}2} + t_{\text{зам}3} + t_{\text{в}3} + t_{\text{зап}} + t_{\text{инерц}} \quad (7.9)$$

где $t_{\text{инерц}}$ — инерционная погрешность реле. Обычно $\Delta t = (0,34...0,6) + 0,1 = 0,44...0,7$ с.

Чувствительность защиты должна удовлетворять выражению (7.8). По сравнению с МТЗ с независимой выдержкой времени данная защита имеет меньшее количество реле и принципиально меньшие выдержки времени при КЗ вблизи источников, однако она более сложна в настройке.

7.4.3. Токовая отсечка на линиях с односторонним питанием

Токовая отсечка — защита, селективность действия которой обеспечивается соответствующим выбором тока срабатывания. В большинстве случаев отсечки выполняются без выдержек времени. Принципиальная схема такой защиты дана на рис. 7.16.

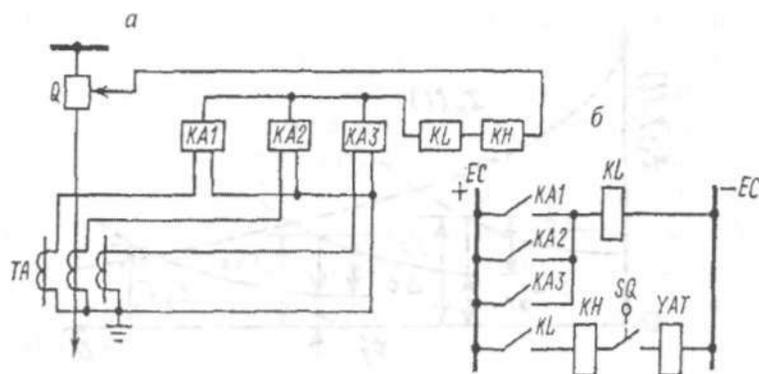


Рис. 7.16. Схема токовой отсечки на линии с односторонним питанием

Токовая отсечка линии не должна работать при КЗ на смежной линии. Поэтому ток срабатывания отсечки отстраивается от максимального тока внешнего для данной линии КЗ, т. е. от максимального тока КЗ в начале смежных линий или в конце защищаемой линии, и определяется как

$$I_{с.з.} = k_{отс} I_{к.внешmax} / k_{в}, \quad (7.10)$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки; $I_{к.внешmax}$ — максимальный ток внешнего КЗ в максимальном режиме работы системы.

Собственное время защиты, которое складывается из собственного времени токового и промежуточного реле, составляет в зависимости от типов промежуточных реле 0,03—0,06 с. Аperiodическая составляющая тока КЗ к этому моменту времени существенно затухает, поэтому в формулу (7.10) в качестве $I_{к.внешmax}$ подставляют действующее значение периодической составляющей тока внешнего КЗ в начальный момент КЗ. При этом для защит с РСТ принимается $k_{отс} = 1,1...1,2$, с РТ-40 $k_{отс} = 1,2...1,3$, а для защит с РТ-80 $k_{отс} = 1,5$.

Зона действия токовой отсечки охватывает только часть линии и изменяется в зависимости от режима системы (рис. 7.17). Поэтому токовую отсечку рекомендуется применять в том случае, если зона ее действия составляет не менее 20 % длины линии. Чем больше разница в значениях токов КЗ в начале и конце защищаемой линии, тем больше зона отсечки. Токовая отсечка эффективна на протяженных линиях, а также на линиях с последовательно включенными сосредоточенными сопротивлениями (реакторы, трансформаторы).

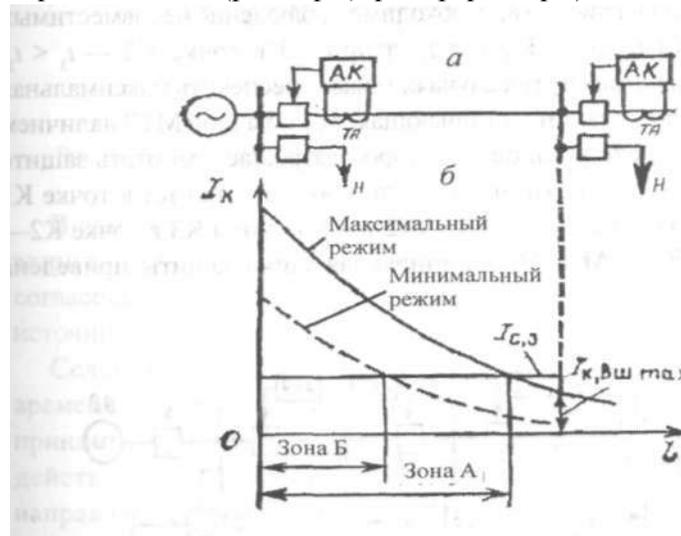


Рис. 7.17. Выбор тока срабатывания и определение зоны действия токовой отсечки:

а — поясняющая схема; б — графическое определение зоны действия

Токовая отсечка является простой и надежной защитой, поэтому ее применение всегда желательно. Обычно токовую отсечку применяют совместно с максимальной токовой защитой, устраняя одновременно основной недостаток токовой защиты — большие выдержки времени защиты при отключении КЗ вблизи источников питания.

Когда необходимо быстрое отключение КЗ и в удаленных точках защищаемой линии, к комплекту токовой отсечки без выдержки времени добавляют комплект токовой отсечки с выдержкой времени, которая по току срабатывания ($I_{c,31}$) и выдержке времени (t_{31}) согласуется (рис. 7.17) с отсечкой мгновенного действия смежной линии ($I_{c,32}$, t_{32}): $I_{c,31} = k_{отс} I_{c,32}$ и $t_{31} = t_{32} + \Delta t$, где $k_{отс} = 1,05 \dots 1,1$.

7.4.4. Максимальная токовая направленная защита линии с двухсторонним питанием

Для линий с двухсторонним питанием, а также для замкнутых электрических сетей не удастся выполнить селективную МТЗ. Так, для схемы, показанной на рис. 7.18, необходимо соблюдение несовместимых условий: при КЗ в точке К1 $t_3 > t_2$, а при КЗ в точке К2 — $t_3 < t_2$. Селективность действия в этих случаях может обеспечить максимальная токовая направленная защита, отличающаяся от обычной МТЗ наличием дополнительного реле мощности, которое разрешает работе защите при направлении мощности от шин в линию. Так, при КЗ в точке К1 приходят в действие защиты АК1, АК2 и АК4, а при КЗ в точке К2 — защиты АК3, АК4 и АК1. Принципиальная схема защиты приведена на рис. 7.19.

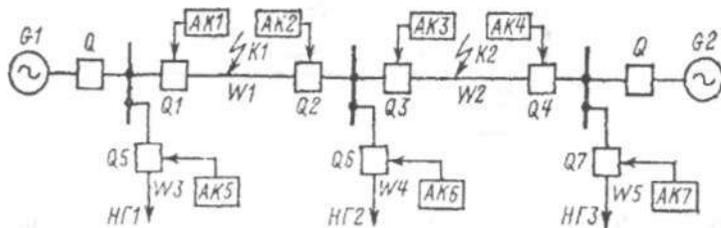


Рис. 7.18. Сеть с двухсторонним питанием

Ток срабатывания реле тока определяется по выражению:

$$I_{ср} = k_{отс} k_1 k_{сх} I_{нг max} / k_n K_T$$

где $I_{нг max}$ — максимальный ток нагрузки защищаемой линии с учетом возможности размыкания сети или отключения одного источника питания.

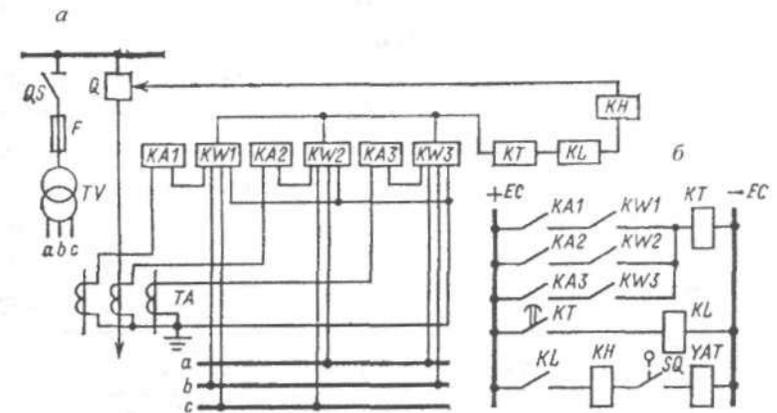


Рис. 7.19. Схема максимальной токовой направленной защиты с реле мощности

В замкнутых электрических сетях токи срабатывания смежных защит, действующих в одном направлении, должны также согласовываться по чувствительности, возрастая при приближении к источнику питания.

Селективность действия защит обеспечивают органы выдержки времени. Выдержки времени подбираются по встречно-ступенчатому принципу, при котором вначале согласуются выдержки времени защит, действующих в одном направлении, а затем они же — в другом направлении. При этом (рис. 7.18) должны соблюдаться условия: $t_3 = t_7 + \Delta t$ и $t_1 = t_3 + \Delta t$, если $t_6 < t_3$, а $t_2 = t_5 + \Delta t$ и $t_4 = t_2 + \Delta t$, если $t_6 < t_2$.

Как видно, при подборе выдержек времени исходят из предположения, что реле мощности должны быть установлены с обеих сторон каждой линии с двусторонним питанием. Практическая же

потребность подобных реле оказывается гораздо меньшей. Так, если выдержки времени защит по концам конкретной линии одинаковы, то реле мощности на этой линии не нужны; если же выдержки времени различны, то реле необходимы только для защиты с меньшей выдержкой времени. Описанный метод подбора выдержек времени и мест установки реле мощности обеспечивает селективность действия защит.

7.4.5. Защита от КЗ на землю в сетях с заземленной нейтралью

При замыкании на землю в сети с глухозаземленной нейтралью появляются токи нулевой последовательности, что используют для выполнения защит от замыканий на землю. Принципиальная схема защиты, включенной на фильтр токов нулевой последовательности, приведена на рис. 7.20.

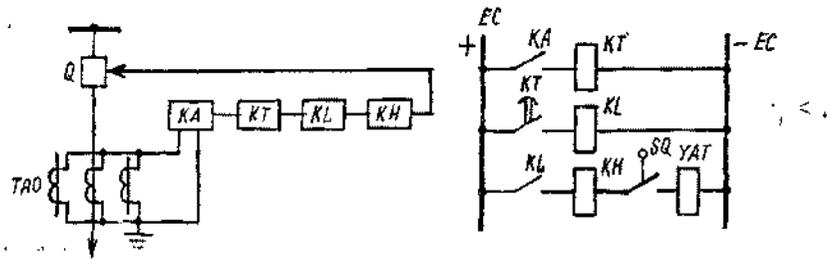


Рис. 7.20. Схема защиты от замыканий на землю

В нормальном нагрузочном режиме ток в реле равен току небаланса:

$$I_{\text{нбтах}} = I_{\text{нбтах}} = k_{\text{одн}} \varepsilon I_{\text{кмах}} \quad (7.11)$$

где $k_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности характеристик трансформаторов тока фильтра; обычно $k_{\text{одн}} = 0,5-1$; ε — погрешность трансформаторов тока; $I_{\text{кмах}}$ — максимальное расчетное значение тока трехфазного КЗ в начале смежного участка (линии). Ток срабатывания реле оценивается по условиям:

$$I_{\text{ср}} > I_{\text{нбтах}}; I_{\text{ср}} < 3I_{\text{омин}} / K_r \quad (7.12)$$

где $3I_{\text{омин}}$ — минимальное значение суммы токов нулевой последовательности при КЗ в конце смежного участка. Определяющим является первое условие; при этом $I_{\text{ср}} = k_{\text{отс}} I_{\text{нбтах}}$, где $k_{\text{отс}} = 1,3-1,5$.

Чувствительность защиты проверяется по выражению $k_{\text{отс}} = 3I_{\text{омин}} / I_{\text{ср}} \geq 1,5$. Выдержки времени защит выбирают по ступенчатому принципу, увеличивая их по мере приближения к источнику токов нулевой последовательности (нейтраль трансформатора).

7.5. Защита генераторов

7.5.1. Повреждения и ненормальные режимы генераторов

В генераторах могут возникнуть следующие повреждения:

- междуфазные КЗ, вызывающие повреждения обмоток и стали магнитопровода статора;
- замыкания между витками одной фазы (обычно они переходят в междуфазные замыкания или в замыкания на землю);
- замыкания одной фазы на корпус (землю), при которых ток замыкается через сталь магнитопровода;
- двойные замыкания на корпус (землю) в цепи ротора, вызывающие перегрев ротора, горение изоляции, а также вибрацию генератора (особенно у явнополюсных машин) вследствие возникающей несимметрии магнитного потока ротора.

К ненормальным режимам генераторов относят:

а) сверхтоки (токи, превышающие номинальный ток генераторов) при внешних КЗ. Нормально внешние КЗ должны отключаться защитами поврежденных элементов, однако на случай отказа этих защит генератор должен иметь собственную резервную защиту;

б) перегрузки по току, возникающие при отключении части параллельно работающих генераторов, изменении схемы сети, подключении новых узлов нагрузки, самозапуске двигателей, форсировке возбуждения генераторов, потере возбуждения и т. п. Для всех генераторов допускаются нормальные длительные перегрузки по току статора не более 5 % при снижении напряжения статора не более чем на 5 %; повышения напряжения, возникающие при резких сбросах нагрузки, когда частота вращения машины возрастает при практически неизменном напряжении на обмотке возбуждения.

7.5.2. Продольная дифференциальная защита

От междуфазных КЗ генераторов основной является продольная дифференциальная защита (рис. 7.21).

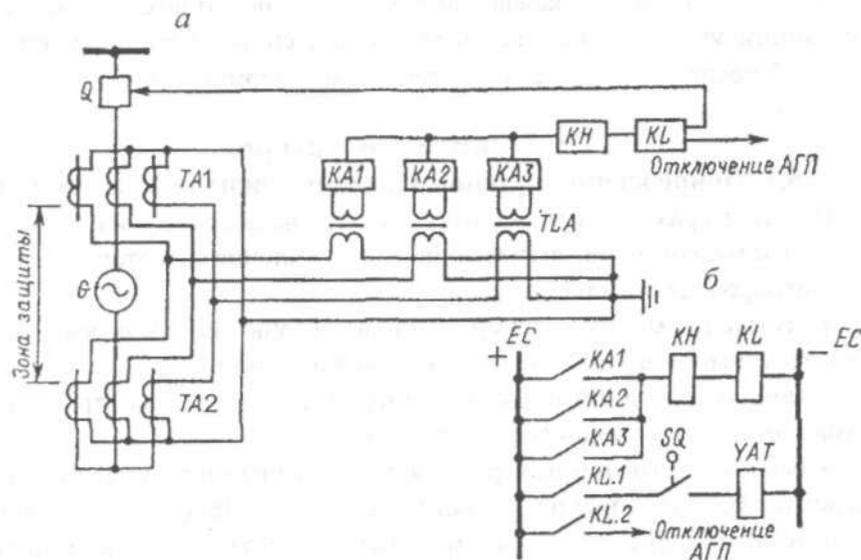


Рис. 7.21. Схема продольной дифференциальной защиты генератора

Реле тока включаются на разность токов трансформаторов тока TA1 и TA2, установленных со стороны основных выводов генератора и со стороны нейтрали. При этом зона защиты находится между двумя комплектами трансформаторов тока. Защита действует на отключение генератора и автомата гашения поля (АГП), а также на остановку турбины.

При внешнем КЗ ток в первичных обмотках трансформаторов тока TA1 и TA2 одинаков, а ток в реле равен разности вторичных токов этих трансформаторов тока, т.е. току небаланса. При внутренних КЗ токи в первичных обмотках трансформаторов тока TA1 и TA2 различны; при этом ток в реле равен сумме вторичных

токов трансформаторов тока. Защита не должна действовать при внешних КЗ, ее ток срабатывания должен удовлетворять условию $I_{с.з} > I_{нбmax}$. Значение тока небаланса зависит от идентичности характеристик трансформаторов тока, сопротивлений плеч защиты, а также от токов в первичных обмотках трансформаторов тока (увеличивается с их увеличением).

Практически ток срабатывания защиты находится по выражению:

$$I_{с.з} = k_{отс} k_a I_{нбmax} = k_{отс} k_a k_{одн} \varepsilon I_{кmax}, \quad (7.13)$$

где $k_{отс} = 1,2$ — коэффициент отстройки; k_a — коэффициент, учитывающий наличие аperiodической составляющей в токе КЗ; $k_{одн} = 0,5 - 1,0$ — коэффициент однотипности характеристик трансформаторов тока; ε — погрешность трансформаторов тока; $I_{кmax}$ — наибольшее начальное действующее значение тока трехфазного КЗ генератора при КЗ на его выводах, $I_{нбmax}$ — максимальный ток небаланса.

Дифференциальная защита быстро действует и работает без выдержки времени; селективность ее действия обеспечивается самой схемой. Для повышения чувствительности защиты реле тока включают через быстронасыщающиеся трансформаторы тока (БНТ), практически запирающие защиту, если в токе КЗ есть аperiodическая составляющая. При этом можно принять $k_a = 1$.

Наличие в схеме БНТ позволяет эффективно отстроиться от бросков тока небаланса при внешних КЗ и приводит к увеличению коэффициента чувствительности защиты. Промышленность поставляет реле РНТ, состоящие из быстронасыщающегося трансформатора с дифференциальной, уравнительными, короткозамкнутой и вторичной обмотками и токового реле РТ-40. Уравнительные обмотки позволяют скомпенсировать неравенство токов в плечах дифференциальной защиты.

Защита, ток срабатывания которой определен по (7.13), может ложно работать при обрывах проводов в ее плечах, так как при этом в реле одной фазы появляется ток, соответствующий току нагрузки генератора. Если признано целесообразным отстроиться от режима обрыва

вторичных цепей, то ток срабатывания защиты, выполненной с использованием реле РТ-40, определяют по выражению:

$$I_{сз} = 1,3I_{гн}, \quad (7.14)$$

где $I_{гн}$ — номинальный ток генератора.

Естественно, чувствительность защиты при этом существенно уменьшается. При использовании в защите реле РНТ-565 $I_{сз} = (0,5...0,6) I_{гн}$.

Чувствительность защиты проверяют по току двухфазного КЗ на выводах отключенного от сети генератора. Согласно [1], необходимо, чтобы $k_n = I_{кмин} / I_{сз} \geq 2$.

Следует отметить, что продольная дифференциальная защита генератора не действует при замыканиях между витками одной и той же фазы, а также при трехфазных КЗ вблизи нейтрали генератора (мертвая зона).

7.5.3. Защита от замыканий между витками одной фазы

Данная защита устанавливается на генераторах мощностью 25 МВ А и выше, у которых обмотка статора имеет две параллельные ветви (рис. 7.22.). Реле тока КА защиты подключено через фильтр токов основной частоты к трансформатору тока, установленному на перемычке между нейтральями двух параллельных ветвей статорной обмотки. В нормальном режиме и при внешних КЗ в перемычке имеются только токи гармоник, кратных трем, что обусловлено несинусоидальностью формы индукции в воздушном зазоре машины и несимметрией фазных токов КЗ. Фильтр *KAZ* не пропускает эти токи в цепь защиты. Витковые замыкания сопровождаются появлением в контуре поврежденной фазы (рис. 7.22) уравнивающего тока $I_{ур}$ основной частоты, а в реле тока $I_{ур} = I_{ур} / K_r$.

Если $I_{ур} \leq I_{сз}$, то защита срабатывает. Чем меньше число замкнувшихся витков, тем меньше уравнивающий ток. Защита, следовательно, имеет мертвую зону. Ток срабатывания реле отстраивается от максимального тока небаланса при внешних КЗ. Практически принимают $I_{сз} = (0,2...0,4) I_{гн}$.

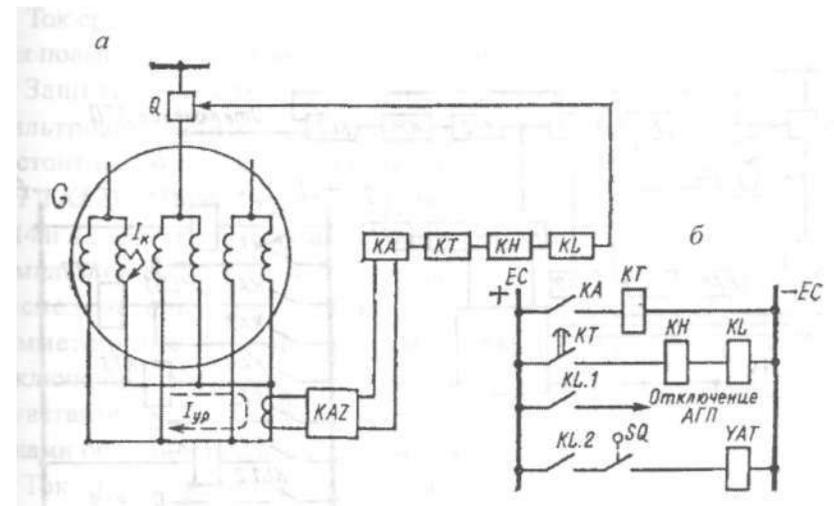


Рис. 7.22. Схема поперечной дифференциальной защиты генератора

7.5.4. Защита от токов внешних КЗ и от токов перегрузки

Схема комбинированной защиты от сверхтоков внешних КЗ и от перегрузки приведена на рис. 7.23. При симметричных КЗ увеличивается ток генератора и уменьшается его напряжение, в то время как при перегрузках увеличивается только ток при практически неизменном напряжении. Это обстоятельство используется при выполнении защит от симметричных КЗ и от перегрузки.

Защита от токов внешних КЗ осуществляется с помощью реле КА2, *KV*, *KLI*, *KT2*, *KH* и *KL2*. При возникновении КЗ одновременно срабатывают реле тока *KA2* и минимальное реле напряжения *KV*; при этом через контакты промежуточного реле *KL1* образуется цепь на реле времени *KT2*, обеспечивающем селективность действия защиты. Защита действует на отключение выключателя *Q* генератора и на АГП.

Напряжение срабатывания защиты равно $U_{сз} = I_{рабмин} / k_{отс} k_n = (0,5...0,6) U_{гн}$, а ток срабатывания реле *KA2* находят по выражению:

$$I_{сз} = k_{отс} k_{сх} I_{гн} / k_n K_p, \quad (7.15)$$

где $k_{отс} = 1,1...1,15$, k_n — коэффициент возврата.

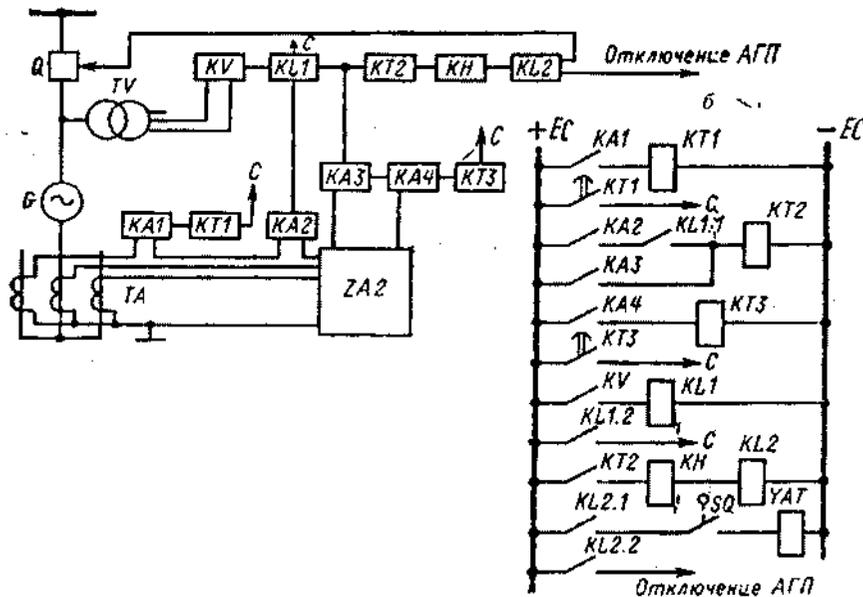


Рис. 7.23. Схема защиты генератора от токов внешних КЗ и от перегрузки

Выдержка времени реле $KT2$ принимается равной $t_2 = t_{прис.мах} + \Delta t$, где $t_{прис.мах}$ — наибольшая выдержка времени защит на присоединениях к шинам генератора.

Защита может неправильно сработать при обрыве цепей напряжения реле KV во время перегрузки генератора. Во избежание этого защита имеет сигнализацию о нарушении цепей напряжения реле KV . Она осуществляется с помощью второго контакта реле $KL1$.

Симметричная перегрузка генератора контролируется реле $KA1$. Сигнал о перегрузке дается с выдержкой времени t_1 , создаваемой реле $KT1$:

$$t_1 = t_{м.т.з} + \Delta t = t_1 + \Delta t, \quad (7.16)$$

где $t_{м.т.з}$ — выдержка времени МТЗ от сверхтоков внешних КЗ.

Ток срабатывания реле $KA1$ определяется по выражению (7.15), где для повышения чувствительности защиты берется $k_{отс} = 1,05$.

Защита от сверхтоков несимметричных КЗ осуществляется фильтровой защитой обратной последовательности. Она обычно состоит из двух комплектов реле, первый из которых (реле $KA3$, $KT2$, KH и $KL2$) действует на отключение генератора и АГП, а второй (реле $KA4$ и $KT3$) — на сигнал с выдержкой времени. Пусковые органы обоих комплектов (реле $KA3$ и $KA4$) включены на фильтр токов обратной последовательности $ZA2$ и, следовательно, не реагируют на симметричные КЗ и перегрузки. Первый комплект обеспечивает отключение генератора при внешних несимметричных КЗ, второй (чувствительный комплект) — сигнализирует о перегрузке генератора токами обратной последовательности.

Ток срабатывания реле $KA3$ выбирают с учетом времени $t_{дон}$, допустимого для генератора по условию нагрева током обратной последовательности и согласуют по чувствительности с защитами смежных элементов (трансформатора связи, отходящих линий); соответственно ток срабатывания защиты должен удовлетворять двум условиям:

$$I_{с.з} \geq \sqrt{A/t_{дон}} \cdot I_{г.н}, \quad (7.17)$$

$$I_{с.з} \geq k_{отс} \cdot I_{2расч}, \quad (7.18)$$

где $I_{2расч}$ — расчетный ток обратной последовательности генератора в условиях КЗ, когда защиты смежных элементов находятся на границе срабатывания; $k_{отс} = 1,1$.

При этом необходимо, чтобы обеспечивался коэффициент чувствительности $k_{ч} = I_{2мин} / I_{с.з} = 1,2$.

Выдержка времени реле $KT2$ должна удовлетворять двум условиям: быть больше выдержек времени защит смежных элементов, т.е. $t_2 = t_{прис.мах} + \Delta t$, где $t_{прис.мах}$ — максимальная выдержка времени защит, которая должна быть меньше допустимого для генератора по условиям нагрева времени воздействия токов обратной последовательности при двухфазном КЗ на выводах генератора, т.е. $t_2 \leq t_{дон}$. Ток срабатывания

второго комплекта должен удовлетворять условиям: $I_{c3} \geq I_{н.б}$ и $I_{c3} \leq I_{2доп}$, где $I_{н.б}$ — ток небаланса фильтра тока обратной последовательности. Практически принимают $I_{c3} = (0,1...0,12) I_{гн}$.

Выдержка времени реле КТЗ принимается равной $t_3 = t_2 + \Delta t$.

7.6. Защита трансформаторов

7.6.1. Повреждения и ненормальные режимы

В трансформаторе могут иметь место следующие повреждения:

а) междуфазные КЗ внутри бака и на выводах; б) замыкания между витками одной фазы (витковые замыкания); в) замыкания на землю обмоток; г) перекрытие изоляции вводов; д) утечка масла из бака.

Аварийная статистика показывает, что наиболее часто происходит витковые замыкания и КЗ на вводах. К ненормальным режимам трансформаторов относят:

а) работу с токами при внешних КЗ; б) перегрузки, вызванные самозапуском двигателей, подключением дополнительной нагрузки при работе устройств автоматического включения резерва, а также толчкообразной и ударной нагрузками; в) повышение напряжения на выводах. Оно вызывает возрастание намагничивающегося и вихревых токов трансформатора. Следствием такого режима может быть перегрев обмоток и сердечника трансформатора, повреждение изоляции и «пожар стали» сердечника.

7.6.2. Дифференциальная защита

Основной защитой силовых трансформаторов от внутренних повреждений является дифференциальная. Она работает при КЗ внутри зоны, ограниченной двумя комплектами трансформаторов тока, и не имеет выдержки времени. Может выполняться как дифференциальная отсечка или как дифференциальная защита. В последнем случае она выполняется с быстронасыщающимися трансформаторами *TLA* или реле с торможением. Защита с быстронасыщающимися трансформаторами получила наибольшее распространение из-за повышенной чувствительности и быстродействия. Схема дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора с соединением обмоток *Y0/Δ* показана на рис. 7.24.

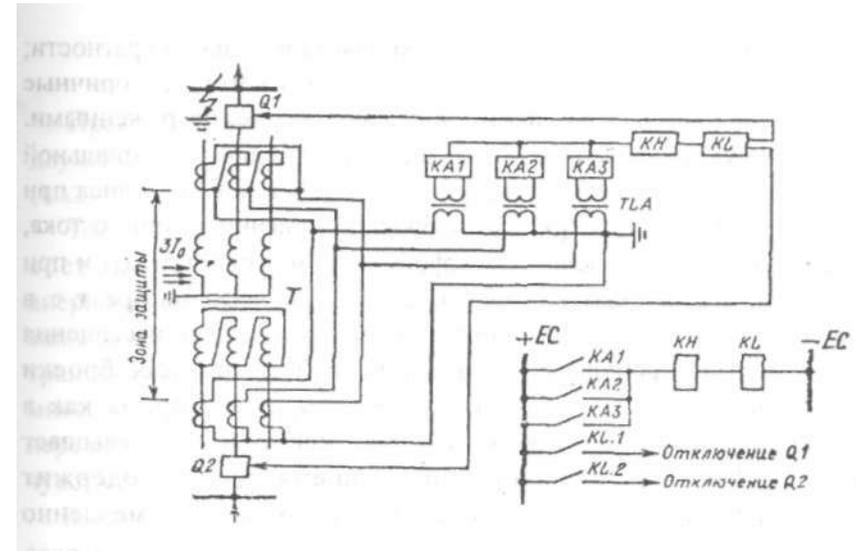


Рис. 7.24. Схема дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора

Дифференциальная защита трансформаторов имеет некоторые особенности по сравнению с дифференциальной защитой генераторов. Это обусловлено рядом причин: токи на сторонах высшего и низшего напряжений трансформатора различны как по значению, так и по фазе (сдвиг фазы зависит от схемы и группы соединения трансформатора); включения и отключения трансформатора сопровождаются значительными бросками намагничивающегося тока с большой, медленно затухающей апериодической составляющей.

Часто обмотки силовых трансформаторов соединены по схеме *К0/Δ*. При этом компенсация углового сдвига между вторичными токами трансформаторов тока, установленных с разных сторон силового трансформатора, обеспечивается соответствующей схемой соединения вторичных обмоток трансформаторов тока: у трансформаторов тока, расположенных со стороны звезды силового трансформатора, вторичные обмотки соединяют в треугольник, а со стороны треугольника — в звезду. Соединение в треугольник одного комплекта трансформаторов тока (рис. 7.2) позволяет, кроме того, исключить возможность ложной работы защиты при внешних КЗ на землю.

Трансформаторы тока выбирают по кривым предельной кратности; при этом учитывают, что трансформаторы тока, у которых вторичные обмотки соединены в треугольник, оказываются более нагруженными.

Наибольшую трудность представляет отстройка дифференциальной защиты от бросков намагничивающего тока и от токов небаланса при внешних КЗ. Защита воспринимает броски намагничивающего тока, возникающие при включении трансформатора на холостой ход и при отключении трансформатора от сети, как КЗ в трансформаторе, т. е. в защищаемой зоне. Это объясняется тем, что вследствие насыщения магнитопровода трансформатора в переходном процессе броски намагничивающего тока достигают $(5...10)I_{тн}$, в то время как в нормальном нагрузочном режиме ток намагничивания не превышает 3–6 % $I_{тн}$. Намагничивающий ток во время броска содержит значительную апериодическую составляющую, которая медленно затухает (2–3 с).

Защита может выполняться с отстройкой от начального значения (броска) намагничивающего тока (дифференциальная отсечка). При наличии в схеме выходного промежуточного реле с собственным временем действия 0,03–0,06 с для такой защиты принимают $I_{сз} = (3–5) I_{тн}$. Чувствительность защиты выбирают не менее 1,5 при КЗ на выходах трансформатора (с приемной стороны). Защита этого вида обладает недостаточной чувствительностью, поэтому применяется только на трансформаторах малой мощности.

Как указывалось выше, основной для дифференциальной защиты является схема с *TLA* (рис. 7.24). Наличие *TLA* позволяет эффективно отстроиться от бросков намагничивающего тока и токов небаланса при внешних КЗ; *TLA* практически запирает защиту при наличии апериодической составляющей в токе дифференциальной цепи. Отстройка защиты поэтому может производиться от установившегося значения периодической составляющей тока небаланса, что значительно повышает чувствительность защиты.

При существенной разнице между токами в плечах защиты используются выравнивающие (уравнительные) обмотки *TLA*. Число витков уравнительных и дифференциальных обмоток подбирается так, чтобы при сквозных КЗ обеспечивалось условие:

$$I_1 W_{yp1} - I_{11} W_{yp11} + (I_1 - I_{11}) W_n = 0. \quad (7.19)$$

Практически ток срабатывания дифференциальной защиты (с *TLA*) двухобмоточных трансформаторов без РПН выбирают равным: $I_{сз} = (1...2) I_{тн}$.

Ток КЗ, как и ток намагничивания, содержит апериодическую составляющую, но она затухает значительно быстрее, чем апериодическая составляющая намагничивающего тока. Наличие *TLA* замедляет работу дифференциальной защиты при КЗ в трансформаторе лишь на 0,01 ...0,03 с. На трансформаторах с РПН и на многообмоточных трансформаторах ток срабатывания защиты с *TLA* нередко приходится увеличивать до $(3...4)I_{тн}$, что существенно снижает чувствительность защиты.

Высокая чувствительность дифференциальной защиты может быть сохранена при использовании специального реле ДЗТ с магнитным торможением, схема включения которого показана на рис. 7.25, а. Такое реле особенно целесообразно, если возникают трудности отстройки защиты от токов небаланса, вызванных внешними КЗ.

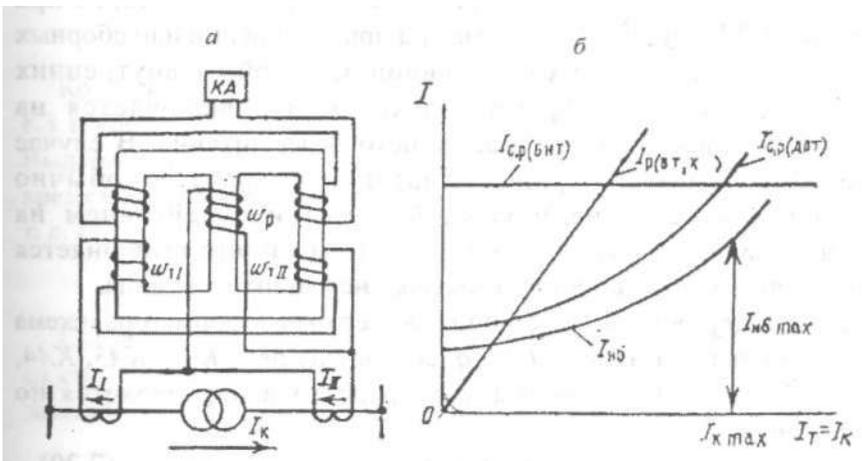


Рис. 7.25. Реле с магнитным торможением:
а — схема подключения реле; б — тормозная характеристика реле ДЗТ

При внешних КЗ токи тормозных обмоток создают магнитный поток, насыщающий крайние стержни магнитопровода, и ток срабатывания реле возрастает пропорционально току I_r в тормозных обмотках (рис. 7.25, б). При КЗ в зоне защиты (внутренние КЗ) ток в рабочей обмотке I_p значителен и защита, несмотря на некоторое подмагничивание, срабатывает.

7.6.3. Токовая отсечка

На трансформаторах небольшой мощности эффективно используются наиболее простая быстродействующая защита — токовая отсечка. Защита подключается к трансформаторам тока, установленным с питающей стороны силового трансформатора. Ток срабатывания такой защиты $I_{с.з} = k_{отс} I_{к.вн.мах}$, где $k_{отс} = 1,25$ для реле РТ-40 и $k_{отс} = 1,5$ для реле РТ-80; $I_{к.вн.мах}$ — максимальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ за трансформатором.

7.6.4. Защита от внешних КЗ

Защита предназначена для отключения трансформаторов при внешних КЗ, если отказывают защиты присоединений или сборных шин. Она также является резервной защитой от внутренних повреждений в трансформаторах. Защита включается на трансформаторы тока со стороны источника питания. В случае многообмоточных трансформаторов защита обычно устанавливается в цепи каждой обмотки с действием на соответствующий выключатель. При этом защита выполняется направленной, если имеется несколько источников питания.

Защита двухобмоточного понижающего трансформатора, схема которого показана на рис. 7.26, б, состоит из реле $КА2$, $КА3$, $КА4$, $КТ2$, $КН$ и $КЛ$. Ток срабатывания реле тока определяется по выражению:

$$I_{с.р.} = k_{отс} k_3 k_{сх} I_{работ.мах} / K_B K_r, \quad (7.20)$$

где $I_{работ.мах}$ — максимальный ток длительно нагрузочного режима; k_3 — коэффициент запуска электродвигателей; $k_{отс} = 1,1 \dots 1,5$.

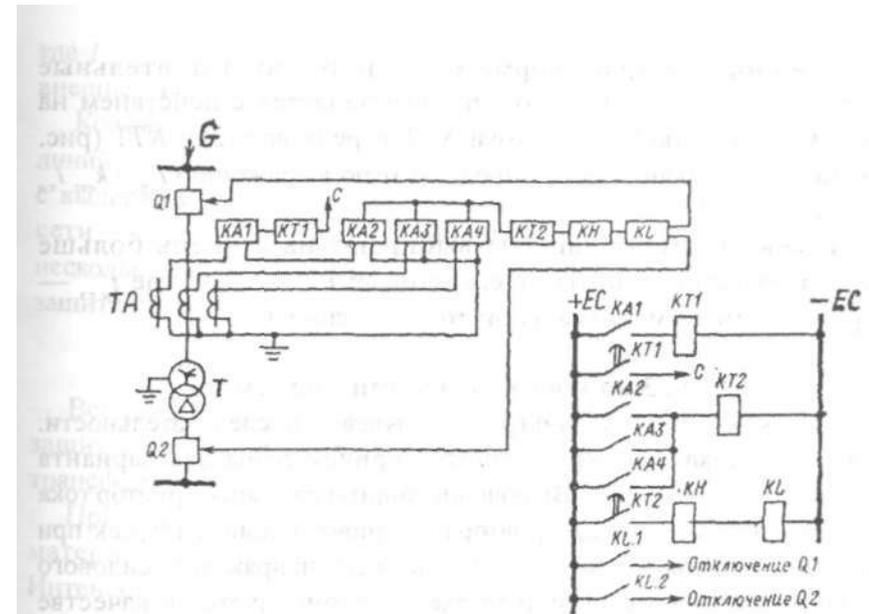


Рис. 7.26. Схема защиты двухобмоточного понижающего трансформатора от сверхтоков и от перегрузки

Коэффициент чувствительности защиты при минимальном токе КЗ в конце смежного присоединения должен быть не менее 1,3. Выдержка времени защиты выбирается на ступень больше выдержек времени максимальных токовых защит смежных присоединений,

$$т. е. t = t_{прис.мах} + \Delta t.$$

7.6.5. Защита от перегрузки

Согласно ГОСТ 14209-69, силовые трансформаторы независимо от системы охлаждения допускают аварийную перегрузку, которая зависит от длительности перегрузки.

Нагрузка, доли номинальной	1,3	1,45	1,6	1,75	2	3
Допустимая длительность перегрузка, мин.	120	80	45	20	10	1,5

Как видно, для трансформаторов допустимы длительные перегрузки, поэтому защита от них выполняется с действием на сигнал. Состоит она из реле тока $KA1$ и реле времени $KT1$ (рис. 7.26). Ток срабатывания реле определяют по выражению $I_{с.р.} = k_{отс} I_{н.н} / k_n K_n$, где $k_{отс} = 1,05$.

Выдержку времени защиты выбирают на ступень больше выдержки времени защиты от сверхтоков: $t = t_{м.т.з} + \Delta t$, где $t_{м.т.з}$ — выдержка времени максимальной токовой защиты.

7.6.6. Защита от замыканий на землю

Защита включается на фильтр токов нулевой последовательности. На рис. 7.27 показана схема защиты, причем даны два варианта подключения токового реле. Включение защиты на трансформатор тока в нейтрали силового трансформатора предпочтительнее, так как при этом в зону защиты входит обмотка высшего напряжения силового трансформатора, поэтому данная схема рекомендуется в качестве основной.

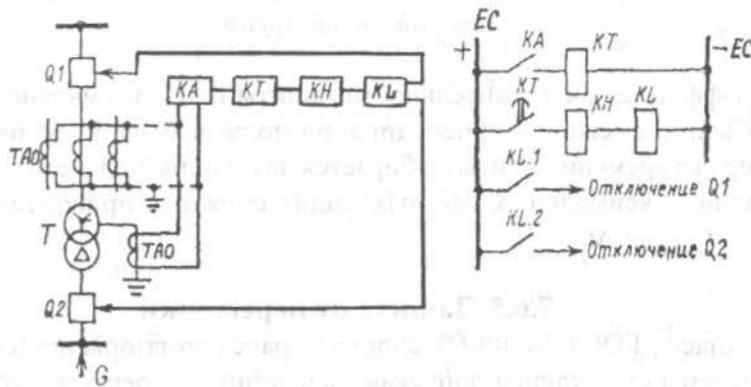


Рис. 7.27. Схема защиты трансформатора от замыканий на землю

Ток срабатывания защиты согласуется по чувствительности с защитами нулевой последовательности отходящих линий:

$$I_{с.з.} = k_{отс} \frac{3I_{о.расч.}}$$

где $I_{о.расч.}$ — ток нулевой последовательности в трансформаторе при внешнем КЗ на землю.

Коэффициент чувствительности защиты при КЗ в конце отходящих линий должен быть не менее 1,2. Выдержка времени защиты согласуется с выдержками времени аналогичных защит присоединений данной сети — $t = t_{прис.макс} + \Delta t$. На многообмоточных трансформаторах с несколькими заземленными нейтральными устанавливается направленная защита нулевой последовательности.

7.6.7. Газовая защита

Все трансформаторы мощностью 1000 кВА и более имеют газовую защиту, которая реагирует на все виды внутренних повреждений трансформатора, а также действует при утечке масла из бака.

При КЗ в трансформаторе разлагаются масло и изоляционные материалы. Образующиеся газы устремляются в расширитель. Интенсивное выделение газа вызывает движение масла и приводит в действие газовое реле, которое устанавливается на патрубке, соединяющем бак трансформатора с расширителем (бак трансформатора устанавливается с уклоном 1,5...2 % в сторону расширителя). Промышленность выпускает газовые реле ПГ-22 с двумя поплавками и ртутными контактами, а также реле РГЧ-65.

При использовании реле типа ПГ-22 слабое газообразование сопровождается накоплением газов под крышкой реле и вытеснением оттуда масла. В результате этого верхний поплавок замыкает свой контакт $KSG.1$ в цепи сигнала (рис. 7.28). При КЗ возникает турбулентное движение масла, поэтому замыкаются контакты нижнего поплавка $KSG.2$ и защита без выдержки времени отключает выключатели. Замыкание нижнего поплавка может быть кратковременным, поэтому в схеме защиты предусматривается самоудерживание промежуточного реле до отключения обоих выключателей трансформатора.

Для предотвращения ложного срабатывания газовой защиты при внешних КЗ, когда также возникает движение масла в баке трансформатора, чувствительность нижнего поплавка реле регулируют

так, чтобы он реагировал лишь при скорости движения масла 50—160 см/с и выше.

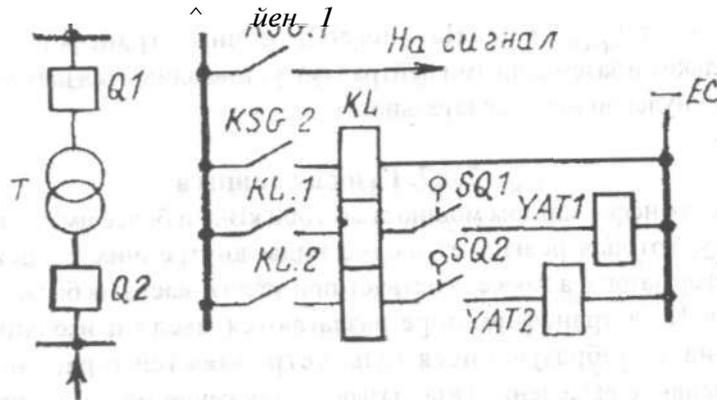


Рис. 7.28. Принципиальная схема газовой защиты трансформатора

После ремонта трансформатора, доливки масла, а также при включении в работу нового трансформатора газовая защита должна включаться (на два—три дня) с действием только на сигнал. В противном случае выделяющийся из масла воздух может вызвать ложное отключение трансформатора.

Газовое реле типа ПГ-22 недостаточно вибростойко. Лучшие характеристики имеет реле типа РГЧ-65, которое оснащено двумя алюминиевыми чашками, шарнирно соединенными со стойкой. В нормальном режиме чашки плавают в масле и удерживаются в верхнем положении пружинами. Нижняя чашка снабжена лопаткой, создающей дополнительный момент при движении масла. В остальном работа чашек реле типа РГЧ-65 подобна работе поплавков реле типа ПГ-22.

Газовая защита — единственная, которая реагирует на утечку масла из бака трансформатора. При утечке масла опускается нижний поплавок (чашка), защита срабатывает и отключает трансформатор от сети. Газовая защита не действует при КЗ на выводах трансформатора,

поэтому она дополняется дифференциальной защитой или токовой отсечкой (на трансформаторах небольшой мощности).

7.7. Защита электродвигателей

7.7.1. Повреждения и ненормальные режимы электродвигателей

В асинхронных электродвигателях могут иметь место следующие повреждения: междуфазные КЗ; замыкания статорной обмотки на землю; витковые замыкания.

Ненормальными режимами электродвигателей являются перегрузки, вызываемые технологией производства, повреждением приводимого механизма, обрывом фазы двигателя, длительным пуском или самозапуском двигателя при пониженном напряжении в сети. Специфичным для синхронных электродвигателей является асинхронный режим, который может возникнуть при значительном снижении напряжения в сети, а также при потере возбуждения.

Электродвигатели — один из наиболее массовых элементов энергосистемы, поэтому их защита должна быть по возможности более простой и дешевой. При выполнении защиты асинхронных электродвигателей необходимо считаться с особенностями их режимов пуска и самозапуска. При пуске двигатель потребляет из сети большой ($4...8 I_{ном}$) пусковой ток, причем при развороте двигателя от скольжения $s = 1$ до критического скольжения $s_{кр}$ ток остается почти неизменным. При дальнейшем уменьшении скольжения ток резко уменьшается до нагрузочного. Такой характер изменения тока обусловлен соответствующей зависимостью входного сопротивления двигателя от скольжения.

Отметим, что максимум вращающегося момента двигателя имеет место при равенстве активной и индуктивной составляющих входного сопротивления двигателя.

Кроме периодической составляющей $I_{п.пуск}$, пусковой ток содержит быстрозатухающую аperiodическую составляющую, поэтому начальное значение пускового тока с учетом аperiodической составляющей равно $1,6...1,8 I_{п.пуск}$. Длительность пуска нормально не превышает 10... 15 с.

7.7.2. Защита асинхронных электродвигателей напряжением выше 1кВ

Основной защитой электродвигателей от междуфазных КЗ является максимальная токовая защита без выдержки времени (токовая отсечка). На двигателях мощностью 2 МВт и более токовая отсечка может оказаться недостаточно чувствительной. В таком случае применяют дифференциальную защиту; ее ток срабатывания выбирают равным $1,5...2 I_{дн}$, где $I_{дн}$ — номинальный ток двигателя. Применение такой защиты возможно, так как мощные электродвигатели имеют шесть выводов статорной обмотки. На двигателях мощностью 5 МВт и более установка дифференциальной защиты обязательна.

Максимальная токовая защита может выполняться на переменном оперативном токе с дешунтированием катушки отключения (рис. 7.29,а) или на постоянном оперативном токе (рис. 7.29, б, в).

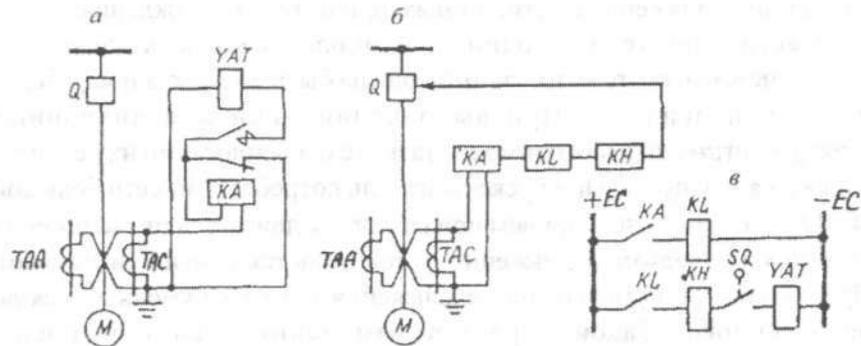


Рис. 7.29. Схема максимальной токовой защиты асинхронных двигателей:

а — на переменном оперативном токе; б — на постоянном оперативном токе (принципиальная схема); в — на постоянном оперативном токе (развернутая схема)

Защита обычно выполняется по однорелейной схеме с включением токового реле на разность токов двух фаз; при недостаточной чувствительности — по двухрелейной схеме с двумя токовыми реле. В схеме, показанной на рис. 7.29, используется индукционное реле типа РТ-80 с переходными (мостящими) контактами. При срабатывании реле

происходит перекидка его контактов без разрыва цепи трансформаторов тока, электромагнит отключения выключателя дешунтируется и выключатель отключается. Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального значения пускового тока, т. е. $I_{с.з} = k_{отс} I_{п.пуск}$.

Использование промежуточного реле с временем действия 0,04...0,06 с (рис. 7.29, б) позволяет отстраивать защиту только от периодической составляющей пускового тока:

$$I_{с.з} = k_{отс} I_{п.пуск} \quad (7.21)$$

На двигателях мощностью до 2 МВт при токах замыкания на землю $I_{з} 10$ А и на двигателях мощностью 2 МВт и более при токах замыкания $I_{з} 5$ А устанавливают защиту от замыканий одной фазы на землю. Схема такой защиты приведена на рис. 7.30. Защита действует без выдержки времени. Ток срабатывания защиты определяется так же, как аналогичный защиты генератора.

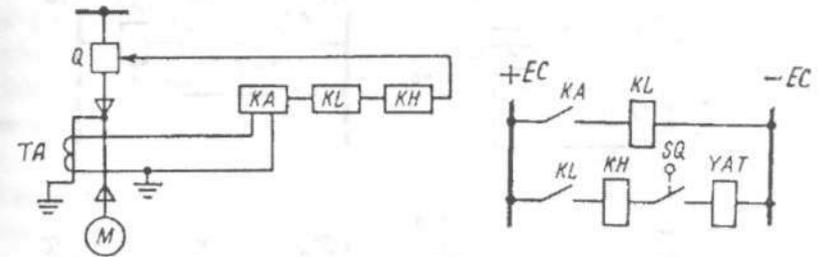


Рис. 7.30. Схема защиты двигателя от замыканий одной фазы на землю

На электродвигателях, подверженных технологическим перегрузкам, а также на двигателях, самозапуск которых нормально не обеспечивается, устанавливают защиту от перегрузки. Она должна действовать на отключение, если самозапуск двигателя не обеспечивается или если нельзя снять технологическую перегрузку с приводимого механизма. Если же технологическую перегрузку можно снять вручную или автоматически, защита соответственно выполняется с действием на сигнал или на разгрузку механизма. В отдельных случаях защита выполняется с двумя выдержками времени: с меньшей — на разгрузку механизма, с большей — на отключение двигателя.

Лучшую защитную характеристику может иметь защита с термореле. Однако из-за сложности эксплуатации и трудности подбора характеристик существующих типов термореле (в условиях изменяющейся температуры окружающей среды) защита от перегрузки двигателей напряжением выше 1 кВ осуществляется с использованием токовых реле.

Варианты схемы защиты с зависимой и независимой выдержками времени приведены соответственно на рис. 7.31, а, б, в, г. Схема использования индукционного реле тока РТ-84 с двумя независимыми парами контактов показана на рис. 7.31, а. Электромагнитный элемент реле (отсечка) используется в качестве защиты от междуфазных КЗ; контакты этого элемента действуют на отключение выключателя.

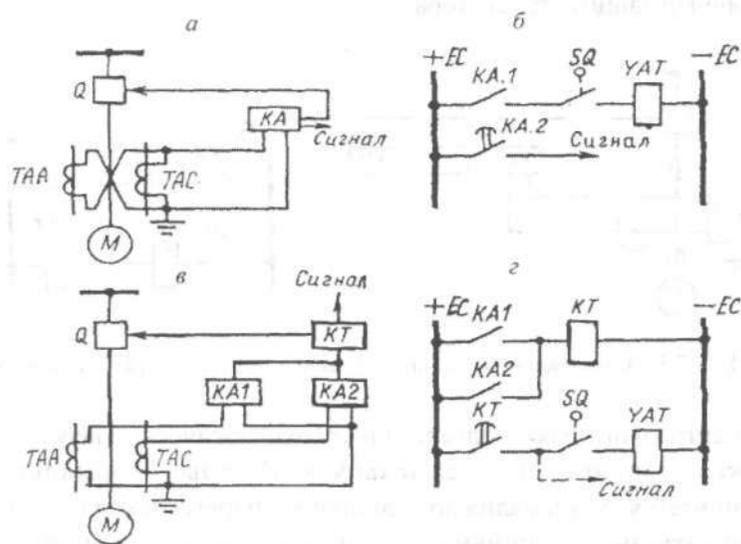


Рис. 7.31. Схемы защиты двигателя от перегрузки:
 а — принципиальная схема защиты с зависимой выдержкой времени; б — развернутая схема защиты с зависимой выдержкой времени; в — принципиальная схема защиты с независимой выдержкой времени; г — развернутая схема защиты с независимой выдержкой времени, работающая на отключение

Индукционный элемент реле используется в качестве защиты от перегрузки; его контакты действуют на сигнал, на разгрузку механизма или на отключение двигателя. Схема применения электромагнитных реле тока и времени показана на рис. 7.31, в. Защита также действует на сигнал, разгрузку механизма или на отключение двигателя. Ток срабатывания защиты от перегрузки отстраивается от номинального тока двигателя $I_{дн}$:

$$I_{сз} = k_{отс} I_{дн} / k_n, \quad (7.22)$$

Для того чтобы защита не срабатывала при пусках двигателя, выдержка времени индукционного реле (рис. 7.31, а) в независимой части характеристики должна быть не менее 12...15 с.

7.7.3. Защита двигателей до 1 кВ от перегрузки и от потери питания

Защита от перегрузки двигателей бывает токовой, тепловой или температурной (реагирует на повышение температуры обмотки или других частей двигателя).

Защита может выполняться автоматами или с помощью реле косвенного действия — тепловых, электромагнитных, полупроводниковых.

Магнитный пускатель содержит два тепловых реле (рис. 7.32), которые отключают двигатель в зависимости от количества тепла, выделенного в них. Применяют тепловые реле ТРН, которые встраиваются в магнитные пускатели.

Включение двигателей (при включенном рубильнике) осуществляется кнопкой *SBC*. При этом катушка магнитного пускателя КМ оказывается под напряжением, магнитный пускатель срабатывает и своими главными контактами замыкает цепь двигателя; одновременно вспомогательными контактами он шунтирует контакты кнопки включения. Отключение двигателя при необходимости осуществляется кнопкой отключения *SBT*. При исчезновении или при значительном снижении напряжения в питающей сети якорь электромагнита магнитного пускателя отпадает и двигатель отключается. При восстановлении напряжения в сети двигатель вновь включится только в том случае, если будет нажата кнопка *SBC* или если ее цепь будет

замкнута дистанционно (на рис. 7.32 показано пунктиром). При возникновении перегрузки срабатывают тепловые реле КК1 и КК2 (обычно реле включаются в фазы А и С); цепь катушки электромагнита магнитного пускателя разрывается и двигатель отключается. У двигателей, защищенных предохранителями, часто возникает режим обрыва фазы вследствие перегорания одного предохранителя. Обрыв фазы сопровождается изменением электромагнитного момента прямой и появлением момента обратной последовательности. Обрыв фазы на работающем двигателе приводит к возрастанию скольжения двигателя (если двигатель вообще не остановится), возрастанию тока статора до $I_{д.н}$ и как следствие — к перегреву двигателя, разрушению или возгоранию его изоляции, т. е. к повреждению двигателя.

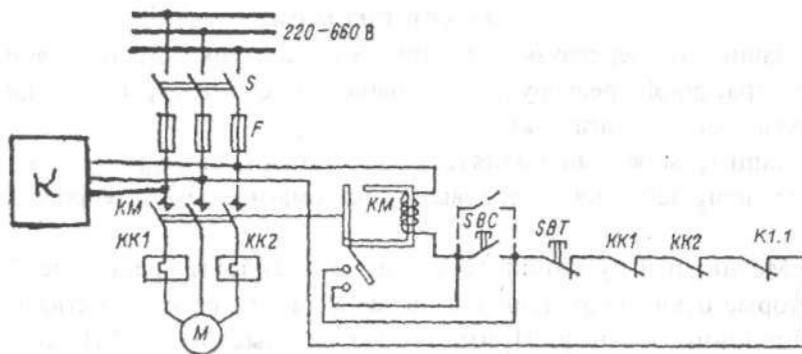


Рис. 7.32. Схема защиты асинхронного электродвигателя напряжением до 1 кВ

Из-за недостаточной чувствительности защиты от перегрузки на двигателях применяют специальную защиту от обрыва фазы. Предложено несколько схем защиты, основанных на различных принципах, одна из которых приведена на рис. 7.32 (реле К) с использованием реле обрыва фаз Е-511 (рис. 7.33).

При включении реле в сеть должен соблюдаться четкий порядок чередования фаз. Фазы А, В, С трехфазной системы должны быть подключены соответственно к зажимам 2, 4, 6. В этом случае при симметрии напряжений будет замкнут замыкающий контакт $KV1.1$.

Размыкающий контакт реле $K1.2$, включенный на сигнал или на отключение, будет разомкнут. Конструкция реле Е-511 включает активно-емкостной фильтр напряжения обратной последовательности, а также реле $KV1$ (основное) и $KV2$ (вспомогательное).

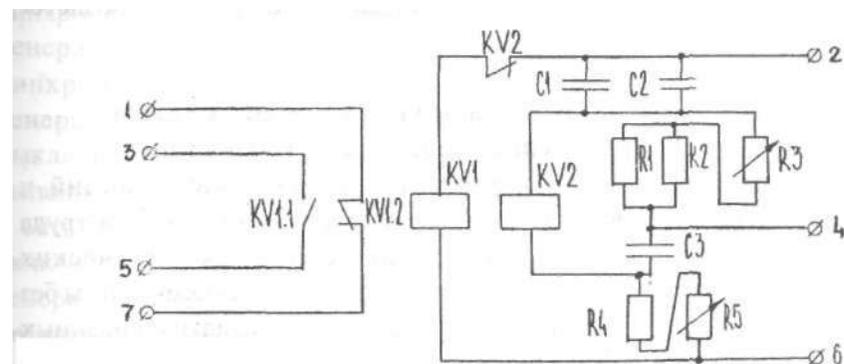


Рис. 7.33. Схема реле обрыва фаз Е-511

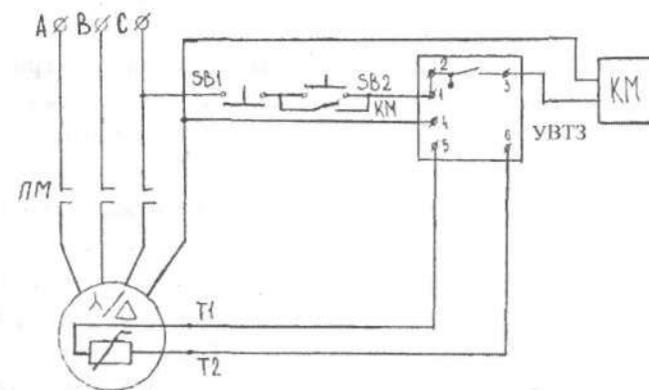


Рис. 7.34. Схема подключения УВТЗ

Устройство встроенной температурной защиты УВТЗ-1 (рис. 7.34) предназначено для предотвращения чрезмерного перегрева статорных

обмоток асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором, работающих в помещениях с химически активной средой и на открытом воздухе. Работают устройства совместно с любыми магнитными пускателями в сетях напряжением 220 или 380 В. Схема подключения устройства показана на рис. 7.34. При нажатии кнопки SB2 подается напряжение питания на клеммы 1 и 4.

7.8. Автоматизация электрических систем

7.8.1. Назначение и объем автоматизации

Повышение надежности работы электрических станций и энергосистем, качества электроэнергии, производительности труда работников энергосистем, улучшение технико-экономических показателей работы электростанций в настоящее время немыслимы без широкого внедрения устройств автоматики и автоматизированных систем управления (АСУ). Эти устройства помогают обслуживающему персоналу вести заданный технологический режим работы электростанций и энергосистем; повышают устойчивость и надежность электроснабжения потребителей; ускоряют процесс ликвидации аварий.

Устройства автоматики можно разделить на две группы—устройства станционной и системной автоматики.

Основными устройствами, внедренными на электростанциях, являются: автоматика приготовления топлива и химически очищенной воды; автоматика ведения заданного режима котла и турбины; автоматика пуска и останова агрегатов; автоматическая синхронизация генераторов; автоматическое регулирование возбуждения синхронных машин; автоматическое гашение поля синхронных машин; автоматическое распределение активной и реактивной нагрузок между генераторами электростанции; автоматическое включение резерва.

К системной автоматике можно отнести: автоматическое распределение нагрузки между электростанциями энергосистемы; автоматическое регулирование частоты в энергосистеме; автоматическое регулирование напряжения в узловых точках энергосистемы; автоматическое повторное включение; автоматическую разгрузку по частоте; автоматическое включение резерва на подстанциях.

7.8.2. Автоматическая синхронизация генераторов

Генераторы включаются на параллельную работу с электрической сетью методом точной синхронизации или методом самосинхронизации. При включении генератора методом точной синхронизации дежурный персонал регулирует напряжение и частоту генератора к напряжению и частоте сети (системы), далее по синхроноскопу определяет условия синфазности напряжений генератора и сети (с учетом собственного времени включения выключателя) и включает выключатель генератора. При точном выполнении указанных условий синхронизации включение генератора в сеть происходит без толчка тока. Во избежание недопустимого включения генератора с разностью фаз или значений напряжений генератора и сети предусматривается устройство блокировки от несинхронного включения. Устройство состоит из реле напряжения, размыкающего свои контакты в цепи включения выключателя при несоблюдении (с допустимыми отклонениями) условий синхронизации. Включение генератора в сеть методом точной синхронизации допускается, если напряжение генератора отличается от напряжения сети по фазе не более чем на 15 эл. град, по модулю — не более чем на 20 %, по частоте — не более чем на 0,1 % или 0,05 Гц. При автоматической точной синхронизации устройства автоматики доводят напряжение и частоту генератора до их значения в сети, улавливают момент синфазности напряжений и включают генератор в сеть.

Способ самосинхронизации генератора заключается во включении его в сеть без возбуждения (с отключенным автоматом гашения поля) при подсинхронной частоте вращения ротора с последующей подачей возбуждения; в момент включения генератора в сеть на выводах системы возбуждения должно быть напряжение, соответствующее возбуждению холостого хода генератора. Устройство автоматики воздействует на турбину, доводит частоту вращения агрегата до подсинхронной (разность частот генератора и сети не должна превышать 1 Гц или 2 %), затем включает невозбужденный генератор в сеть и подает на него возбуждение. Возникающий в первый момент включения асинхронный момент доводит частоту вращения генератора до подсинхронной, а появляющийся при подаче возбуждения синхронный

момент обеспечивает втягивание генератора в синхронизм. В первый момент включения генератора в сеть по методу самосинхронизации наблюдается значительный бросок тока статора и резкое изменение момента на валу агрегата. Метод самосинхронизации считается допустимым, если соблюдается условие, что ток включения генератора $I_{\text{вкл}}$ не превысит утроенного значения номинального тока генератора $I_{\text{н}}$.

Включение генератора в сеть методом самосинхронизации требует меньше времени, чем включение методом точной синхронизации. Поэтому метод самосинхронизации рекомендуется применять при ликвидации аварий в энергосистеме, а метод точной синхронизации — в нормальных условиях работы.

7.8.3. Автоматическая частотная разгрузка

Особенностью режима работы энергосистем является равенство в любой данный момент суммарной мощности, вырабатываемой источниками энергии, сумме мощностей нагрузки и потерь.

Изменение величины нагрузки требует соответствующего преобразования генерирующих мощностей, в противном случае нарушается частота в системе. Увеличение нагрузки приводит к уменьшению частоты и, наоборот, уменьшение нагрузки вызывает увеличение частоты. Для поддержания номинальной частоты в нормальных условиях служат устройства автоматического регулирования частоты (АРЧ). В аварийных условиях происходят резкие и значительные изменения нагрузки, при этом в отдельных частях энергосистемы могут возникнуть избытки или дефициты генерирующих мощностей. Если в подобных ситуациях не принять быстрые и эффективные меры, возможно нарушение устойчивости частей энергосистемы, отключение ряда электростанций и узлов нагрузки, т.е. возникновение системной аварии. Устройства АЧР предназначены для быстрого восстановления баланса мощностей нагрузки и генераторов путем отключения части менее ответственной нагрузки при значительном устойчивом снижении частоты в энергосистеме.

Схема устройства АЧР приведена на рис. 7.35. Устройство состоит из нескольких комплектов реле частоты ($KF1$, $KF2$, $KF3$) и

промежуточных реле (KL , $KL2$, $KL3$); каждый комплект вступает в действие при снижении частоты до определенного уровня. Верхний предел частоты, при котором АЧР вступает в действие, составляет 48,5 Гц, нижний — 45 Гц. Обычно комплекты имеют уставки, отличающиеся на 0,1 Гц (48; 47,9; 47,8 Гц и т.д.).

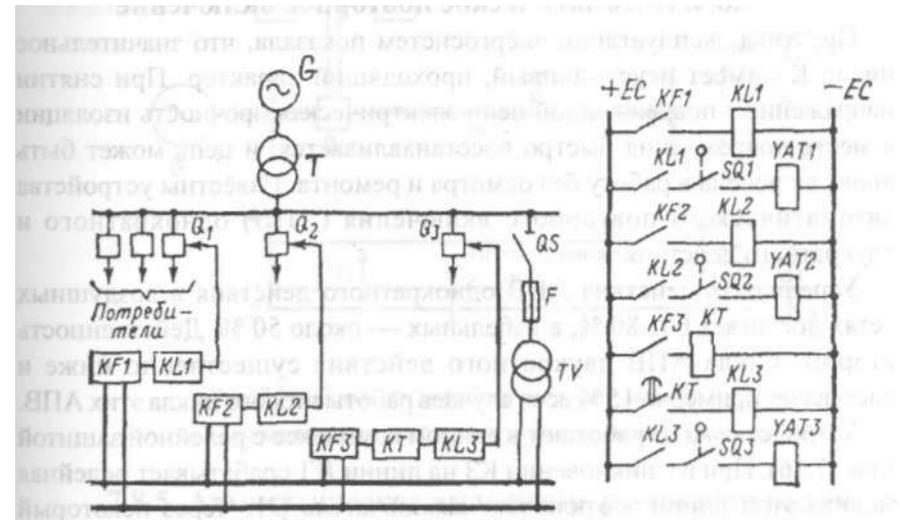


Рис. 7.35. Схема устройства АЧР

Помимо быстродействующих комплектов (0,1 ...0,5 с), на некоторых ступенях частоты могут устанавливаться комплекты с выдержкой времени 1 ...20 с. Чтобы частота не оставалась на низком уровне надолго, устанавливается комплект АЧР с уставкой 48,5 Гц и выдержкой времени 5...90 с (реле $KF3$, KT , $KL3$).

Очередность отключения потребителей устанавливается на основании расчетов режимов работы энергосистемы. В зависимости от местных условий устройствами АЧР охватывается до 30...50 % нагрузки энергосистем. На практике различают две категории АЧР: АЧР-1 и АЧР-П. Устройства АЧР-1 осуществляют быстродействующую разгрузку. Они имеют различные уставки по частоте и предназначены для приостановки снижения частоты в энергосистеме. АЧР-П

предназначены для подъема частоты после действия АЧР-I, а также для предотвращения медленного снижения частоты при дефиците генерирующей мощности. Эти устройства имеют единую уставку по частоте и различные уставки по времени.

7.8.4. Автоматическое повторное включение

Практика эксплуатации энергосистем показала, что значительное число КЗ имеет неустойчивый, проходящий характер. При снятии напряжения с поврежденной цепи электрическая прочность изоляции в месте повреждения быстро восстанавливается, и цепь может быть вновь включена в работу без осмотра и ремонта. Известны устройства автоматического повторного включения (АПВ) однократного и двукратного действия.

Успешность действия АПВ однократного действия в воздушных сетях достигает 60...80 %, в кабельных — около 50 %. Действенность второго цикла АПВ двукратного действия существенно ниже и составляет примерно 15 % всех случаев работы второго цикла этих АПВ.

Устройства АПВ работают в едином комплексе с релейной защитой (рис. 7.36). При возникновении КЗ на линии *W1* срабатывает релейная защита этой линии и отключает выключатель *Q1*. Через некоторый промежуток времени $t_{\text{амп}}$ устройство АПВ вновь включает линию. Если КЗ самоликвидировалось, то включение линии будет успешным и она останется в работе. Если же КЗ оказалось устойчивым, то после включения выключателя *Q1* линия вновь отключается релейной защитой и остается в отключенном состоянии до устранения повреждения ремонтным персоналом. В случае установки на линии АПВ двукратного действия производятся две попытки включить ее в работу. При таком АПВ к приводу выключателя и к конструкции самого выключателя, естественно, предъявляются более жесткие требования, чем при АПВ однократного действия.

Устройства АПВ должны иметь выдержку времени, отстроенную от времени деионизации среды $t_{\text{д.с.}}$, т.е. $t_{\text{амп}} > t_{\text{д.с.}}$, а также от времени готовности выключателя к повторному включению. Время деионизации среды (минимальное время АПВ) зависит от тока КЗ и напряжения

электрической линии (длины гирлянд изоляторов). Обычно принимают $t_{\text{амп}} = 0,5...1$ с.



Рис. 7.36. Совместная работа релейной защиты и АПВ:
а — поясняющая схема; б — диаграмма выдержек времени защит

7.8.5. Автоматическое включение резервного питания

Устройства автоматического включения резервного питания (АВР) широко применяются в системе собственных нужд электростанций и на подстанциях (на напряжении 6,10 кВ). Устройство АВР должно подключать резервный источник питания (трансформатор, линию) при исчезновении по любой причине питания от рабочего источника. Исчезновение напряжения на шинах нагрузки может быть вызвано КЗ в питающей сети высшего напряжения, в рабочем трансформаторе, на его шинах низшего напряжения и в присоединенной к шинам распределительной сети, а также произвольным отключением одного выключателя рабочего трансформатора. Включение резервного источника должно происходить после деионизации среды в случае

неустойчивого КЗ на сборных шинах, поэтому требуется, чтобы $t_{\text{авр}} > t_{\text{д.с.}}$. Время перерыва питания, однако, должно быть не больше допустимого по условиям самозапуска двигателей времени $I_{\text{доп.с.з}}$, т.е. $t_{\text{авр}} < I_{\text{доп.с.з}}$.

Практика эксплуатации показала, что первое условие в сетях 6,10 кВ выполняется автоматически, так как собственное время включения выключателей этих сетей превышает время деионизации среды. Изменение напряжения U_d , тока I_d и частоты вращения n_d асинхронного двигателя при подаче напряжения от резервного источника мгновенно после отключения трехфазного КЗ (пунктирные линии) и при подаче напряжения с определенной задержкой (сплошные линии) показано на рис. 7.37.

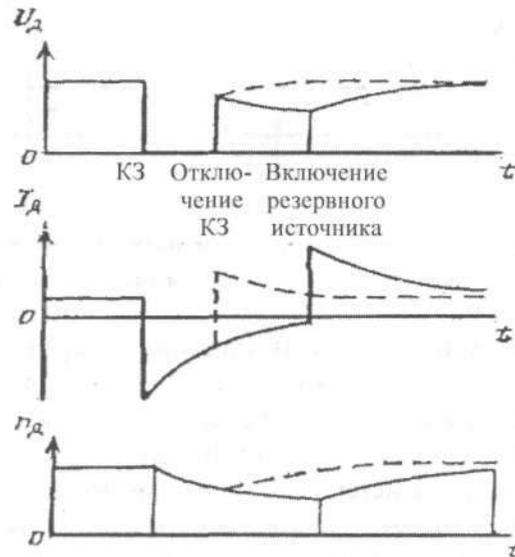


Рис. 7.37. Изменение напряжения U , тока I и частоты вращения n асинхронного двигателя при КЗ и последующей работе устройства АВР

Устройство АВР должно контролировать наличие напряжения на резервном источнике, отключенное состояние рабочего источника и быть отстроеным по времени от максимальных токовых защит присоединений. При включении резервного источника на устойчивое КЗ релейная защита должна обеспечить его отключение от

поврежденного участка, чтобы сохранилось питание других присоединений. Вариант принципиальной схемы устройства АВР на двухтрансформаторной подстанции представлен на рис. 7.38.

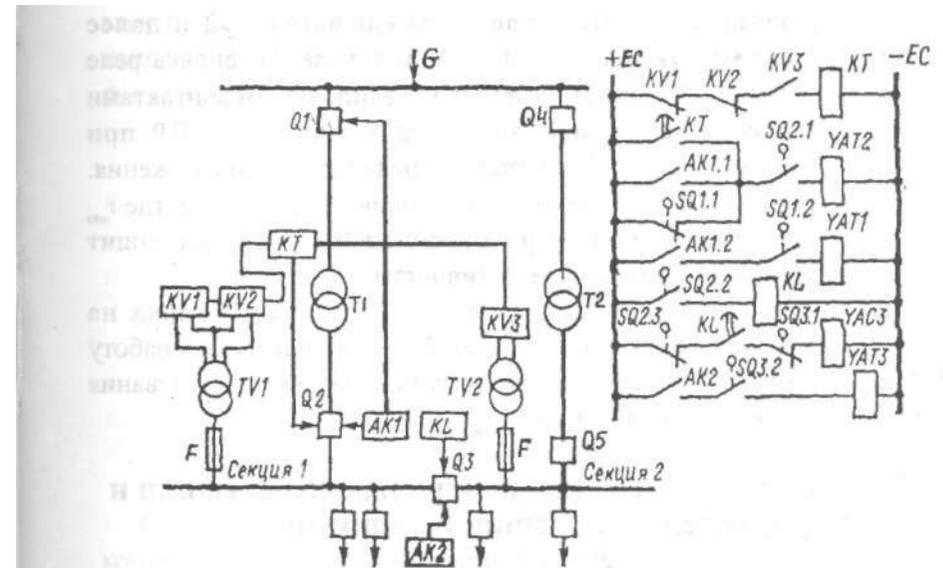


Рис. 7.38. Схема АВР двухтрансформаторной подстанции

При включенном положении выключателя $Q2$ промежуточное реле KL находится под током и держит свои контакты в замкнутом состоянии. При отключении выключателя $Q1$ или $Q2$ схема АВР обеспечивает включение секционного выключателя без выдержки времени — через размыкающие вспомогательные контакты выключателя $Q2$ и контакты реле KL .

При отключении выключателя $Q2$ разрывается цепь питания катушки промежуточного реле KL , однако его контакты размыкаются с выдержкой времени, достаточной для надежного включения секционного выключателя. Реле KL обеспечивает однократность действия АВР, так как не позволяет дважды включать секционный выключатель на устойчивое КЗ.

В случае исчезновения напряжения на секции 1 сборных шин срабатывают реле напряжения $KV1$ и $KV2$. При наличии напряжения на секции 2 они запускают реле времени KT . Контроль наличия напряжения осуществляется реле напряжения $KV3$. После замыкания контактов реле времени отключается выключатель $Q2$ и далее устройство работает так же, как и в первом случае. Установка реле напряжения $KV1$ и $KV2$ с последовательно соединенными контактами вызвана необходимостью исключить запуск схемы АВР при перегорании предохранителей в цепях трансформатора напряжения. Выдержка времени АВР выбирается по условию: $t_{ABP} = t_{MTZ} + \Delta t$, где t_{MTZ} — наибольшая выдержка времени максимальных токовых защит отходящих линий, Δt — степень селективности.

Практически оказывается, что $t_{ABP} = 1,5 \dots 2,0$ с. Уставка на минимальных реле напряжения $KV1$ и $KV2$ должна исключать работу АВР при самозапуске двигателей, поэтому напряжение срабатывания реле обычно принимают равным $0,25U_n$.

7.9. Системы измерения, контроля, сигнализации и управления. Источники их питания

7.9.1 Назначение

Для обеспечения заданных режимов работы электрические станции и подстанции оснащают различными вспомогательными системами и устройствами. К ним относятся: системы измерения (И), контроля (К), сигнализации (С) и управления (У), представляющие собой в большей или меньшей степени автоматизированный информационный и управляющий комплекс. Указанные системы требуют специальных источников питания.

Структурная схема взаимосвязей вспомогательных систем, человека-оператора и управляемого объекта представлена на рис. 7.39.

Система измерения обеспечивает восприятие информации о параметрах режима управляемого объекта. При построении этой системы и решении вопроса о том, что и как контролировать, имеется в виду, что информация об объекте может быть существенной и несущественной; неполной; необходимой и достаточной; избыточной, а иногда и ложной. Она может восприниматься непрерывно или

дискретно в зависимости от поставленных условия. На каждом уровне управления требуется специфическая информация. Важным является обеспечение помехозащищенности каналов связи, передающих информацию, от различного рода внешних воздействий (сильные электрические и магнитные поля, наводки от электрических сетей иного напряжения и частоты, влияния токов КЗ и т.п.). Система измерения должна иметь качественные датчики измеряемых величин.

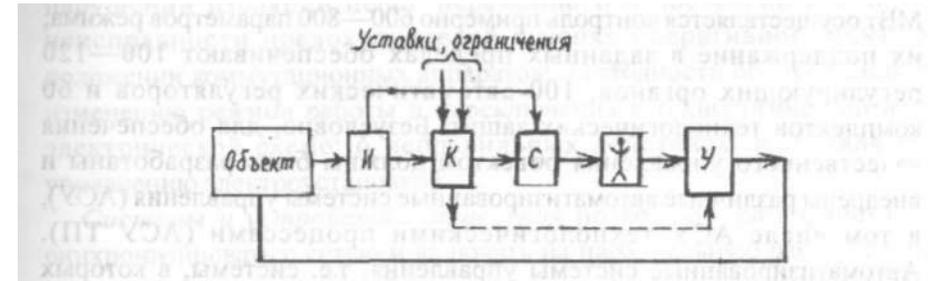


Рис. 7.39. Структурная схема взаимосвязей вспомогательных систем, человека-оператора и управляемого объекта

Система контроля обеспечивает обработку, оценку значений контролируемых параметров или их отклонений от заданных уставок. Контроль может быть непрерывный или периодический, по заданной программе или по вызову.

Система сигнализации обеспечивает необходимое для человека-оператора представление о положении электрических аппаратов, установленных на электростанции или подстанции, об отклонении режима работы объекта от заданного, о перегрузках оборудования, о нарушении нормальной работы различных элементов электрической части электростанции или подстанции, о замыканиях на землю в цепях переменного и постоянного тока, о неисправностях в цепях оперативного тока (обрывы, снижения уровня изоляции и т.п.); а также о возникших авариях в электроустановке. Система сигнализации должна привлекать внимание эксплуатационного персонала, поэтому ее выполняют звуковой, световой или комбинированной. Она может быть непрерывной или периодической, зависящей от факта возникновения ненормального режима.

Система управления должна обеспечивать оптимальное воздействие на управляемый объект. Управление может быть ручным (от человека-оператора) или автоматическим (от систем автоматики), непрерывным или дискретным.

Современные электростанции — это сложные промышленные объекты с большим числом разнообразных элементов, каждый из которых требует контроля и управления. Так, на блоке мощностью 300 МВт осуществляется контроль примерно 600—800 параметров режима; их поддержание в заданных пределах обеспечивают 100—120 регулирующих органов, 100 автоматических регуляторов и 60 комплектов технологических защит. Безусловно, для обеспечения качественного управления объектом должны быть разработаны и внедрены различные автоматизированные системы управления (АСУ), в том числе АСУ технологическими процессами (АСУ ТП). Автоматизированные системы управления, т.е. системы, в которых органически увязаны возможности и особенности человека-оператора и средств автоматики, включая персональные ЭВМ, широко внедряются в энергетике.

Вспомогательные системы выполняют на электростанциях и подстанциях множество нижеперечисленных функций.

Системы и устройства измерения позволяют измерять: электрические параметры (ток, напряжение, частоту, мощность, электроэнергию и т.п.); механические, химические и технологические параметры (частоту вращения, вибрацию, давление, температуру, плотность и химический состав различных сред, расход жидкостей, газов и твердых тел и т.п.).

Системы и устройства контроля позволяют контролировать: режим работы элементов электроустановок (генераторов, синхронных компенсаторов, трансформаторов, электродвигателей, электрических линий, реакторов и т.п.), наличие перегрузок, допустимость перехода от одного режима к другому; положение коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей и т.д.); параметры режима элементов электрической системы (напряжение в узлах, токи цепей, частоту в сети, температуру различных частей электрооборудования и т.д.); состояние изоляции силовых цепей переменного тока; состояние изоляции цепей

оперативного тока; стабильность ведения заданного режима работы электроустановки и ее элементов; значение выработанной или потребленной электроэнергии; правильность выполнения операции дежурным персоналом электроустановок.

Системы и устройства сигнализации оповещают дежурный персонал: об отклонении режима работы электроустановки или ее элементов от заданного режима; о перегрузках оборудования; о нарушении изоляции цепей переменного и постоянного тока; о неисправности предохранителей в цепях оперативного тока; о положении коммутационных аппаратов; о готовности оборудования к изменению режима работы и переключения в технологической или электрической схеме; о неправильных действиях персонала по управлению электроустановкой.

Системы и устройства управления позволяют: разворачивать, синхронизировать с сетью и включать на параллельную работу с ней генераторы электростанций; включать в работу и отключать от сети элементы электрических систем; производить переключения в РУ электроустановок воздействием на выключатели и разъединители; изменять активную и реактивную нагрузку элементов электрических станций и подстанций; изменять режим работы электроустановки.

Следует отличать рассмотренные выше технические системы управления электростанции от систем ее диспетчерского управления, которые предназначены для ведения заданного режима работы электростанции по возможности с оптимальной характеристикой; контроля за состоянием оборудования; оперативных (режимных) переключений в схемах; принятия мер по ликвидации отказов оборудования и аварий; вывода оборудования в плановый или аварийный ремонт.

7.9.2. Щиты управления

Щиты управления предназначены для установки контрольно-измерительных приборов, устройств управления и сигнализации на электрических станциях и подстанциях и сооружаются в отдельных помещениях.

С помощью контрольных кабелей приборы и устройства щитов управления соединяются с управляемыми и контролируемыми объектами, образуя цепи и системы управления, контроля и сигнализации. Место расположения и конструкция щитов управления, а также функции, выполняемые дежурным персоналом щитов, зависят от принятой в конкретной электроустановке структуры управления технологическим процессом (цеховая, блочная).

На электростанциях малой и средней мощности выполняется один главный щит управления (ГЩУ) и несколько местных агрегатных щитов (местные щиты котла, турбины, генератора и т.п.). Управление основными агрегатами электростанций (турбиной, генератором) и электростанцией в целом осуществляется дежурным инженером электростанции с главного щита управления; отсюда же осуществляется оперативная связь с диспетчером энергосистемы.

На электростанциях большой мощности, выполненных по блочным схемам, помимо главного (или центрального) щита управления, сооружаются также блочные щиты управления (БЩУ), обычно по одному на два смежных блока. При этом дежурный инженер блочного щита управляет всеми элементами блока (котел, турбина, генератор, система собственных нужд), осуществляя операции по включению генераторов в сеть, набору и регулированию их нагрузки, отключению генераторов от сети и т.д. Дежурный же инженер электростанции руководит работой электростанции в целом, управляет коммутационной аппаратурой распределительных устройств повышенных напряжений, осуществляет связь с диспетчером энергосистемы и при острой необходимости берет на себя управление блоками.

На подстанциях в зависимости от их мощности, размера, сложности и значимости применяются следующие структуры управления: с постоянным дежурным персоналом; без постоянного персонала; с дежурством персонала на дому.

При первой структуре управления на подстанциях сооружается главный щит управления, откуда дежурный персонал и осуществляет управление подстанцией. При второй и третьей структурах большая часть функций управления и контроля передается на диспетчерские

пункты предприятий и районов электрических сетей, которые связываются с подстанциями линиями связи, телесигнализации и телеуправления.

Щиты управления выполняются в виде сборных конструкций, формируемых из стандартных вертикальных панелей. В помещениях щитов управления электростанций обычно устанавливают также панели релейной защиты и автоматики, которые не требуют постоянного наблюдения со стороны дежурного персонала и поэтому располагаются за панелями щита управления.

7.9.3. Контрольно-измерительная аппаратура

Измерение электрических величин на электростанциях и подстанциях производится с помощью показывающих и регистрирующих цифровых измерительных приборов, счетчиков, осциллографов и специальных измерительных устройств.

Объем измерений определяется требованиями технологического режима работы электроустановки и зависит от типа, мощности и назначения электрической станции или подстанции.

У генераторов измеряются токи одной или трех фаз статора, напряжение статора (одно из междуфазных напряжений), частота, активная и реактивная мощности, выработанная активная и реактивная энергия, токи и напряжения системы возбуждения.

У трансформаторов измеряются токи одной фазы каждой обмотки, а также передаваемые активные и реактивные мощности.

На сборных шинах измеряются одно из междуфазных напряжений и частота.

На линиях измеряются токи одной или трех фаз, передаваемая активная, а в ряде случаев и реактивная энергия, активная и реактивная мощности (на линиях повышенного напряжения). В цепях секционных и шиносоединительных выключателей контролируется ток одной фазы, у электродвигателей переменного тока — ток одной фазы статора.

С помощью показывающих и регистрирующих приборов и устройств на электрических станциях и подстанциях контролируется состояние изоляции цепей постоянного и переменного тока и определяются места повреждений в сетях переменного тока. Осциллографы с

автоматическим пуском и остановом позволяют фиксировать различные параметры режима при разного рода переходных процессах в электроустановке.

7.9.4. Дистанционное управление выключателями и разъединителями

На электрических станциях и подстанциях выключатели и разъединители управляются дистанционно. В эксплуатации необходимо, чтобы эта система позволяла лицу, управляющему аппаратом, иметь информацию: о положении аппарата (включен, отключен); о готовности цепей управления к передаче команды на изменение положения аппарата; о правильности выполнения промежуточных операций; об исполнении команды и о новом положении аппарата.

Команда на включение или отключение выключателя подается ключом управления. Применяются в основном ключи типов КВФ (ключ с возвратом и с фиксацией положения рукоятки) и МКВФ (малогабаритный ключ с возвратом и фиксацией). Ключи собирают из отдельных контактных пакетов. Диаграмма ключа управления КВФ приведена на рис. 7.40.

Развернутая схема цепей управления, контроля и сигнализации выключателя с электромагнитным приводом и со световым контролем цепей управления дана на рис. 7.41, где ШУ, ШМ, ШС, ШЗА, ШП обозначают соответственно шинки управления, мигающего света, сигнализации, звуковой аварийной сигнализации, включения приводов выключателей; *HLT*—лампа зеленая; *HLC*— лампа красная; *SQ1, SQ2, SQ3* — вспомогательные контакты выключателя; *KM* — контактор промежуточный; *YAT* — электромагнит отключения; *YAC* — электромагнит включения. Электромагниты включения в отличие от электромагнитов отключения потребляют значительные токи (десятки и сотни Ампер), поэтому в цепь включения выключателей вводится промежуточный контактор *KM*, разделяющий слаботочную цепь управления от силовой цепи электромагнита включения. При отключенном положении выключателя горит зеленая лампа.



Рис. 7.40. Диаграмма и условное графическое обозначение ключа управления типа КВФ:
а — диаграмма ключа ("x" — контакты замкнуты, "-" — контакты разомкнуты); б — условное графическое обозначение ключа отключения выключателя

При подаче команды на включение замыкаются контакты 5—8 ключа управления и срабатывает промежуточный контактор, замыкая цепь катушки электромагнита включения. Выключатель включается. При этом происходит изменение положения его вспомогательных контактов, в результате чего загорается ровным светом красная лампа и приходит в готовность цепь для отключения выключателя.

Если по какой-либо причине (работа релейной защиты и автоматики или выполнение промежуточных операций по включению или отключению выключателя) возникает несоответствие между положениями ключа управления и выключателя, то лампа, показывающая истинное положение выключателя в данный момент,

начинает гореть мигающим светом. Отключение выключателя под действием релейной защиты фиксируется как зеленой сигнальной лампой (горит мигающим светом), так и звуковым сигналом — аварийной сиреной. Снятие мигающего света при этом производится "квитированием" ключа, т.е. переводом ключа в положение, соответствующее положению выключателя. Прерывистое питание шинок ШМ осуществляется с помощью специальной релейной схемы, подключенной к сети оперативного тока.

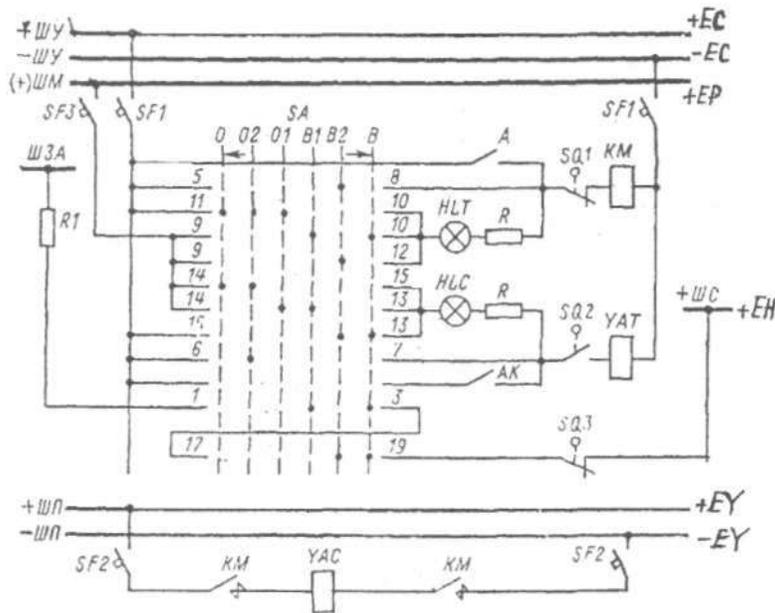


Рис. 7.41. Схема управления и сигнализации выключателя со световым контролем цепей управления (с ключом КВФ)

В энергосистемах используется значительное число разнообразных схем управления и сигнализации выключателей, разработанных

применительно к масляным, воздушным и иным выключателям с разными типами привода и систем управления выключателями (пофазная, трехфазная, с АПВ и без АПВ).

7.9.5. Системы сигнализации

На электрических станциях и подстанциях применяют звуковую и световую сигнализацию различного исполнения. Различают следующие виды сигнализации: положения электрических аппаратов, предупреждающую, аварийную, фиксирующую, командную.

Сигнализация положения показывает положение выключателей и разъединителей и выполняется с использованием сигнальных ламп (рис. 7.42). Горение красной лампы показывает, что выключатель включен, зеленой — что он отключен.

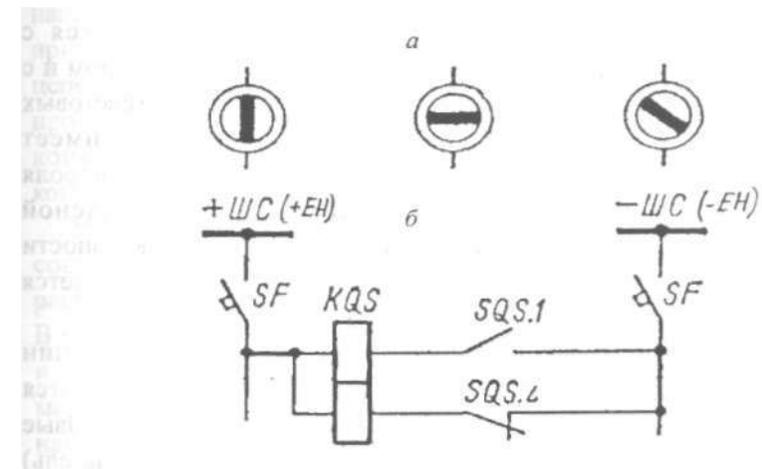


Рис. 7.42. Сигнализация положения разъединителя:

а — возможное положение указателя прибора ПС; б — схема сигнализации

Сигнализация положения разъединителей выполняется с использованием сигнальных приборов (ПС), состоящих из U-образного электромагнита с двумя обмотками, подвижного якоря и связанного с ним указателя положения. Цепи обмоток замыкаются через

соответствующие вспомогательные контакты разъединителя. Приборы ПС врезают в mnemonicкую схему на панелях щитов управления. Указатель положения (полоска) прибора ПС может занимать три положения (рис. 7.42, а): вдоль линии мнемоники, когда разъединитель включен; перпендикулярно линии мнемоники, когда разъединитель отключен; под углом в 45° к линии мнемоники при отсутствии или исчезновении постоянного тока на электромагните прибора. Переход указателя из одного положения в другое происходит при изменении положения разъединителя, так как при этом вспомогательные контакты разъединителя замыкают цепь соответствующей обмотки указателя.

Предупреждающая сигнализация оповещает персонал о возникновении ненормальных режимов работы: об исчезновении или о недопустимом понижении напряжения оперативного тока, перегорании предохранителей оперативных цепей, ошибочности выполняемых операций и т.п. Сигнализация выполняется с центральным (единым для электроустановки) звуковым сигналом и с индивидуальными (по объектам) световыми сигналами в виде световых табло. Центральная предупреждающая сигнализация имеет центральный съём сигнала, цепи опробования сигнала и контроля целостности предохранителей. Благодаря реле импульсной сигнализации (РИС), сигнализация обладает свойством повторности действия в условиях, когда один ненормальный режим накладывается на другой.

Аварийная сигнализация оповещает персонал об отключении выключателей под действием релейной защиты. При этом появляются центральный звуковой сигнал (сирена) и индивидуальные световые сигналы, указывающие, какие именно выключатели (или выключатель) отключились.

Командная сигнализация обеспечивает передачу стандартных команд дежурному персоналу, находящемуся на различных рабочих местах электроустановки (например, на щите управления и в машинном зале). Сигнализация осуществляется с помощью световых табло. При подаче той или иной команды нажимается соответствующая кнопка на передающем конце линии связи. При этом на пультах управления

передающего и приемного концов загораются табло с одноименными надписями. Дежурный приемного конца, приняв команду, нажимает кнопку съема сигнала, гася тем самым световые табло обоих концов линии связи.

7.9.6. Монтаж и маркировка вторичных цепей

На крупных электростанциях и подстанциях вторичные и оперативные цепи выполняют проводами с медными жилами. На менее ответственных электроустановках используются провода с алюминиевыми жилами. Монтаж цепей на панелях и щитах управления осуществляется одножильным изолированным проводом с изоляцией на 500 В. Связь панелей, щитов, объектов осуществляется многожильными негорючими контрольными кабелями с изоляцией на напряжение 1000 В. Минимальное сечение кабелей для токовых цепей принимается равным: медных — $2,5 \text{ мм}^2$, алюминиевых — 4 мм^2 , а для цепей напряжения — соответственно $1,5$ и $2,5 \text{ мм}^2$. Контрольные кабели прокладывают в каналах, коробах или на специальных металлических конструкциях. В отдельных случаях допускается прокладка контрольных и силовых кабелей в одном канале.

Монтаж вторичных и оперативных цепей осуществляется в соответствии с монтажными схемами, отражающими взаимное расположение приборов, реле, устройств и соединительных проводов. В монтажных схемах используются различные маркировки элементов, и в частности, смысловая, цифровая и смешанная. При смысловой маркировке обозначения элементов отражают в краткой форме их наименование и номер монтажных единиц, к которым принадлежит данный элемент.

При цифровой маркировке устанавливается определенная зона номеров для цепей различного назначения, например: 01...99 — цепи релейной защиты; 101...199 и 201...299 — управления; 401...499 — от трансформаторов тока; 601...699 — от трансформаторов напряжения; 701...799 и 901...999 — сигнализации; 801...899 — цепи электромагнитной блокировки. Маркировка цепей осуществляется таким образом, чтобы при переходе через контакты или обмотки реле и устройств нумерация участка цепи в схеме изменялась на единицу.

Переходные сборки вторичных и оперативных цепей на панелях и щитах управления имеют встречную маркировку, показывающую, откуда и куда цепь идет. На концах контрольных кабелей вывешиваются бирки. На бирках указывается номер кабеля, а также монтажные марки элементов электроустановки, которые он соединяет.

7.9.7. Установки оперативного тока

На электрических станциях и подстанциях применяют вспомогательные электрические устройства и механизмы, служащие для управления, регулирования режима работы, сигнализации, релейной защиты и автоматики.

Все эти оперативные устройства и механизмы питаются электроэнергией от специальных источников, которые принято называть источниками оперативного тока. Соответствующие электрические цепи, питающие названные устройства и механизмы, называют оперативными, а схемы питания — схемами оперативного тока. Оперативные цепи и их источники питания должны быть надежны, так как нарушение их работы чревато отказами и серьезными авариями в электроустановках.

Различают независимые и зависимые источники оперативного тока. Работа первых не зависит, а вторых — зависит от режима работы и состояния первичных цепей электроустановки. Часто зависимые источники оперативно не уступают установкам с аккумуляторными батареями. В настоящее время зависимые источники переменного оперативного тока нашли применение в электроустановках, оборудованных выключателями с пружинными приводами.

Аккумуляторные батареи применяют на крупных электрических станциях и подстанциях, где необходимы повышенная надежность питания оперативных цепей и значительные мощности для управления электромагнитными приводами выключателей. При этом от аккумуляторных батарей питают также ряд других потребителей, требующих надежного питания. Так, на тепловых электростанциях от аккумуляторных батарей получают питание аварийное освещение, резервные маслососы турбин, а также обеспечивается резервирование электродвигателей питания котлов.

7.9.8. Источники и схемы постоянного оперативного тока

На электрических станциях и подстанциях в качестве источниками постоянного оперативного тока служат батареи из свинцово-кислотных аккумуляторов.

После монтажа на месте эксплуатации аккумулятор подвергают специальной обработке (формовке), в результате которой на положительных пластинах образуется перекись свинца PbO_2 (коричневого цвета), а на отрицательных пластинах — губчатый свинец (светло-серого цвета). Электролитом является раствор серной кислоты повышенной чистоты (ГОСТ 667-73) в дистиллированной воде. Плотность электролита у исправного заряженного аккумулятора при 20°C должна быть равна $1,20... 1,21\text{ г/см}^3$, а в конце разряда — примерно $1,145\text{ г/см}^3$.

На электрических станциях и подстанциях аккумуляторные батареи обычно работают в режиме постоянного подзаряда: подзарядный агрегат все время питает постоянно включенные электроприемники в сети постоянного тока (сигнальные лампы, катушки различных реле, контакторов и т.п.), а также подзаряжает аккумуляторную батарею, компенсируя ее саморазряд. Благодаря этому аккумуляторные батареи постоянно полностью заряжены.

Для заряда батареи, в том числе тренировочного или уравнивающего, при помощи переключателя $SAC2$ (рис. 7.43) зарядный агрегат подключают к положительной шине установки и к зарядной рукоятке коммутатора (правое положение $SAC2$). Если батарея полностью разряжена, то зарядную рукоятку вначале устанавливают в крайнее правое положение, что обеспечивает заряд всех аккумуляторов батареи. Напряжение генератора при этом должно быть $1,2 U_{\text{н}}$. По окончании заряда батарею переводят в режим постоянного подзаряда.

С целью предупреждения ненормальной сульфатации пластин батарею, работающую с постоянным подзарядом, один раз в 3 месяца подвергают дозаряду напряжением $2,3...2,35\text{ В}$ на элемент до достижения плотности электролита во всех элементах $1,2... 1,21\text{ г/см}^3$. Продолжительность дозаряда зависит от состояния батареи и должна быть не менее 6 ч. Кроме того, на подстанциях один раз в 3 месяца проверяют работоспособность батареи по критерию допустимого

снижения напряжения (не более 0,4 В на аккумулятор) при толковых нагрузках.

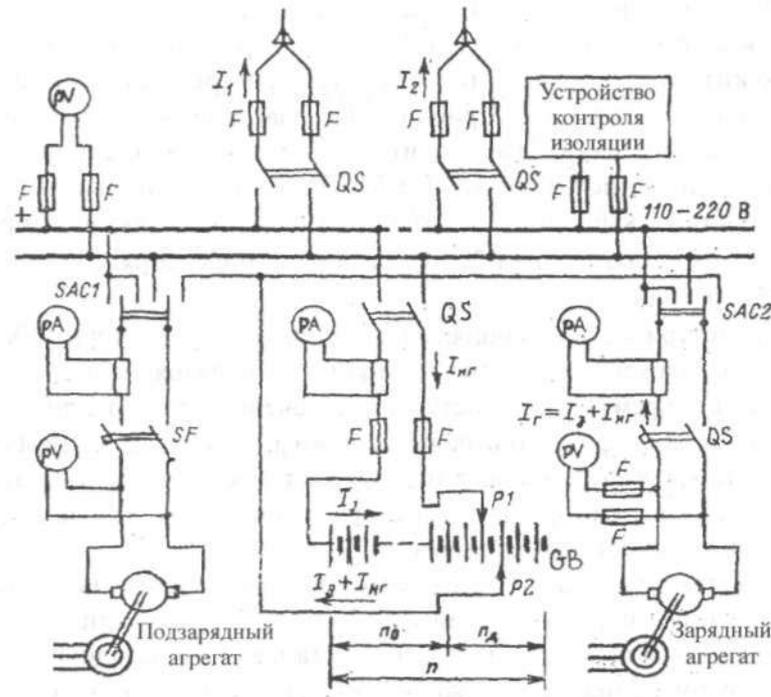


Рис. 7.43. Схема соединений аккумуляторных батарей, работающих с постоянным подзарядом

Схемы питания оперативных цепей. Потребители постоянного тока на электрических станциях и подстанциях территориально могут быть удалены друг от друга. Поэтому при установке одной аккумуляторной батареи приходится выполнять протяженную и разветвленную сеть оперативного тока, в которой вероятны повреждения. Повышение надежности работы такой сети достигается путем сооружения

самостоятельных электросетей для питания потребителей различного назначения; резервирования питания; секционирования сети.

Обычно выполняют отдельные электросети: цепей управления; защиты и автоматики; сигнализации; электромагнитов включения приводов выключателей. Каждая сеть питается отдельными кабельными линиями от шин аккумуляторной батареи.

В качестве примера на рис. 7.44 показана схема питания электромагнитов включения приводов выключателей в закрытом распределительном устройстве. Вдоль ячеек распределительного устройства прокладывают кабели или изолированные шинки, закрытые кожухами. Рубильниками шинки разделены на секции по числу секций распределительного устройства (в данном случае — на три секции: C1, C2, C3). Шинки питаются двумя кабельными линиями от шин аккумуляторной батареи. Кабельные линии с помощью рубильников подключены к крайним секциям. Один секционный рубильник (S1 или S2) нормально отключен. В случае повреждения одной кабельной линии она отключается с обеих сторон. Включив ранее отключенный секционный рубильник, обеспечивают питание всех трех секций по второй кабельной линии. Электромагниты приводов подключают к секциям шин через предохранители. На питающем конце кабельных линий установлены рубильники и предохранители.

7.9.9. Источники и схемы переменного оперативного тока

В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также силовые трансформаторы собственных нужд.

Трансформаторы тока могут обеспечивать питание оперативных цепей только при КЗ, когда увеличиваются токи в тех цепях, в которых они установлены. Во всех остальных случаях, когда токи и напряжения первичных цепей изменяются мало (нормальный режим работы, перегрузка, замыкание на землю одной фазы в сети с незаземленными нейтралью и т.п.), надежное питание оперативных цепей может быть обеспечено от трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд.

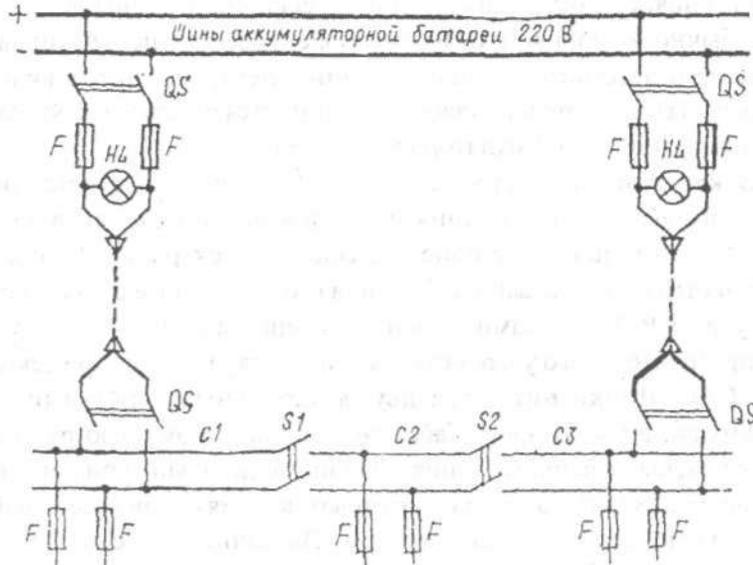


Рис. 7.44. Схема питания электромагнитов включения электромагнитных приводов выключателей в закрытом распределительном устройстве (ЗРУ)

Возможность использования переменного оперативного тока в конкретной электроустановке зависит от мощности, которую может дать источник, и типа привода выключателей. В настоящее время переменный оперативный ток применяют в электроустановках, оборудованных выключателями с пружинными приводами, электромагниты управления которых выполнены на переменном токе и потребляют сравнительно небольшую мощность.

Трансформаторы тока могут быть использованы в качестве источников переменного оперативного тока токовых релейных защит, если отдаваемая ими мощность при КЗ в защищаемых цепях достаточна для надежной работы защиты и отключения выключателей. Приведенная на рис. 7.45, а, схема МТЗ выполнена с использованием

встроенных в привод выключателей реле прямого действия без выдержки времени KA1 и с зависимой выдержкой времени KA2. Схема максимальной токовой защиты (рис. 7.45, б) предусматривает использование реле косвенного действия типа РТ-85 (обозначено КА), имеющего зависимую выдержку времени. При срабатывании реле его контакты без разрыва цепи тока последовательно с катушкой реле КА включают электромагнит отключения YAT привода выключателя.

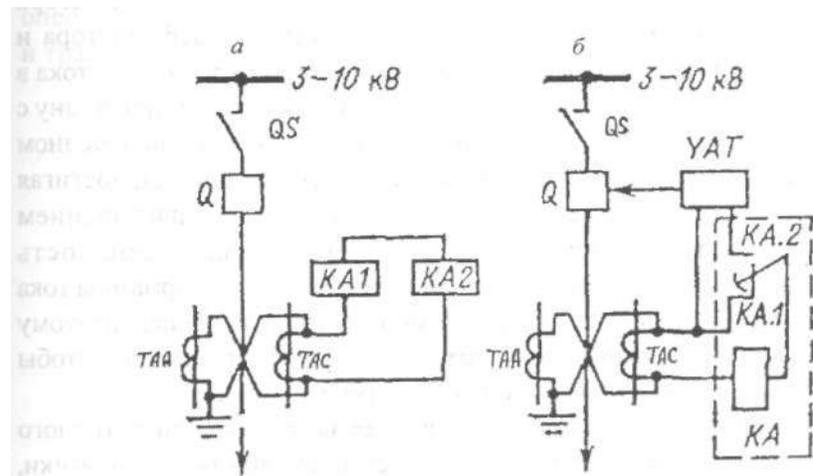


Рис. 7.45. Схемы использования трансформаторов тока в качестве источников переменного оперативного тока:

а — схема защиты линий с реле прямого действия; б — схема защиты линии с дешунтированием электромагнита отключения привода выключателя, с использованием реле тока с выдержкой времени

Для обеспечения правильной работы реле прямого и косвенного действия трансформаторы тока при всех возможных значениях токов КЗ в первичной цепи должны иметь полную погрешность в значении вторичного тока не более 10 %, что проверяют по кривым предельной кратности трансформаторов тока.

В схеме, представленной на рис. 7.45, б, после дешунтирования электромагнита отключения нагрузка на трансформаторы тока

существенно возрастает, вследствие чего значительно увеличивается погрешность. В этих условиях для обеспечения необходимой надежности защиты мощность, отдаваемая трансформаторами тока, должна быть достаточной для работы отключающего электромагнита привода при минимальном расчетном токе КЗ в первичной цепи. Мощность S_2 , отдаваемая трансформатором тока, нелинейно зависит от сопротивления нагрузки Z_1 и имеет наибольшее значение при равенстве сопротивления ветви намагничивания трансформатора суммарному сопротивлению вторичной обмотки трансформатора и нагрузки. Отсюда при прочих одинаковых условиях увеличение тока в первичной цепи ведет к смещению максимума характеристики в зону с меньшими нагрузками Z_2 . С увеличением нагрузки при неизменном токе в первичной цепи отдаваемая мощность сначала растет, достигая максимума, а далее уменьшается, что объясняется насыщением сердечника трансформатора тока. Отдаваемая мощность пропорциональна току в первичной цепи. Работа трансформатора тока в области максимальной отдаваемой мощности неустойчива, поэтому нагрузку согласовывают с параметрами трансформатора тока так, чтобы он работал в начальной части характеристики $S_2 = f(Z_2)$.

Трансформаторы напряжения в качестве источников оперативного тока используют для питания устройств релейной защиты и автоматики, работающих на переменном токе, для дистанционного управления выключателями и для питания цепей сигнализации. При достаточной мощности трансформаторов напряжения от них одновременно могут питаться как катушки напряжения измерительных приборов, так и оперативные цепи. Нормальное потребление оперативных цепей мало, и трансформатор напряжения работает в классе точности, необходимом для питания измерительных приборов. При работе устройств релейной защиты и автоматики, включении и отключении выключателей нагрузка на трансформатор напряжения возрастает, и он кратковременно работает с большими погрешностями, что, однако, допустимо для электроизмерительных приборов и не является препятствием для питания оперативных цепей.

Максимальные длительные нагрузки трансформаторов напряжения, определенные из условия допустимого нагрева обмоток, указываются

в каталогах. Вместе с тем, как показали испытания, трансформаторы напряжения можно кратковременно нагружать в 1,5...2,5 раза больше максимальной нагрузки, указанной в каталогах. Практически наибольшая кратковременная нагрузка трансформаторов напряжения ограничивается тем, что для надежной работы механизмов оперативных цепей напряжение на вторичных зажимах трансформатора напряжения не должно снижаться более чем на 10... 15 %.

В большинстве случаев осуществляют комбинированное питание оперативных цепей от сети собственных нужд, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения (рис. 7.46).

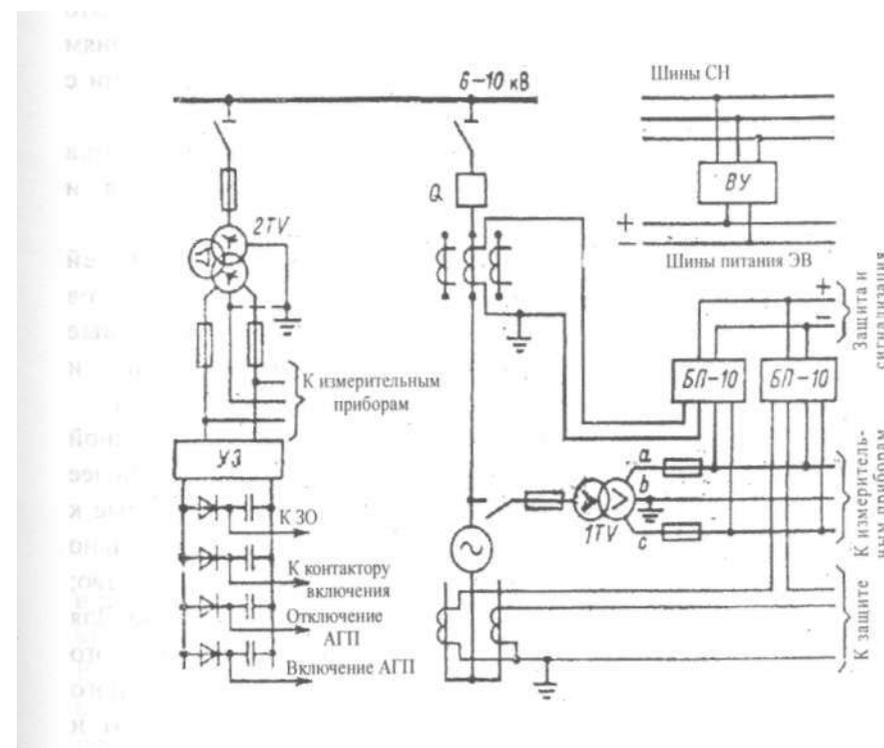


Рис. 7.46. Схема комбинированного питания оперативных цепей генератора от нескольких источников выпрямленного оперативного тока

Некоторые присоединения электроустановок, например на отходящих линиях, не имеют собственных трансформаторов напряжения, и их оперативные цепи питаются от шинных трансформаторов напряжения. При этом нарушается принцип децентрализованного питания оперативных цепей и создается разветвленная сеть оперативного тока, что понижает надежность работы электроустановки.

7.9.10. Источники и схемы выпрямленного оперативного тока

При вынужденном применении аппаратов оперативных цепей, работающих на постоянном токе, можно вместо аккумуляторных батарей применять источники выпрямленного оперативного тока. Это относится главным образом к электрическим станциям и подстанциям небольшой и средней мощности, оборудованным выключателями с приводами постоянного тока.

В качестве источников выпрямленного оперативного тока используют выпрямительные установки, блоки питания и конденсаторные устройства.

Выпрямительные установки применяют для питания цепей управления, защиты, автоматики, сигнализации и электромагнитов включения приводов выключателей. Полупроводниковые выпрямительные установки собирают по однополупериодной или мостовой схеме выпрямления и питают от шин собственных нужд.

Пример схемы питания оперативных цепей от централизованной выпрямительной установки дан на рис. 7.47. В схеме имеются рабочее $VS1$ и резервное $VS2$ выпрямительные устройства, подключенные к разным секциям шин 220В собственных нужд $C1$ и $C2$. Нормально шины постоянного тока питает рабочее выпрямительное устройство; при его повреждении или ремонте включают резервное устройство. Для защиты от КЗ в выпрямительном устройстве со стороны переменного напряжения установлены предохранители F . Контактторы переменного $KM1$ и постоянного $KM2$ тока позволяют дистанционно включать и отключать выпрямительные устройства. Оперативные цепи подключены к шинам выпрямленного тока. Используется и другая

схема, в которой оба выпрямительных устройства нормально включены и питают соответствующие секции шин постоянного тока, обеспечивая в то же время взаимное резервирование при отказе одного из выпрямительных устройств.

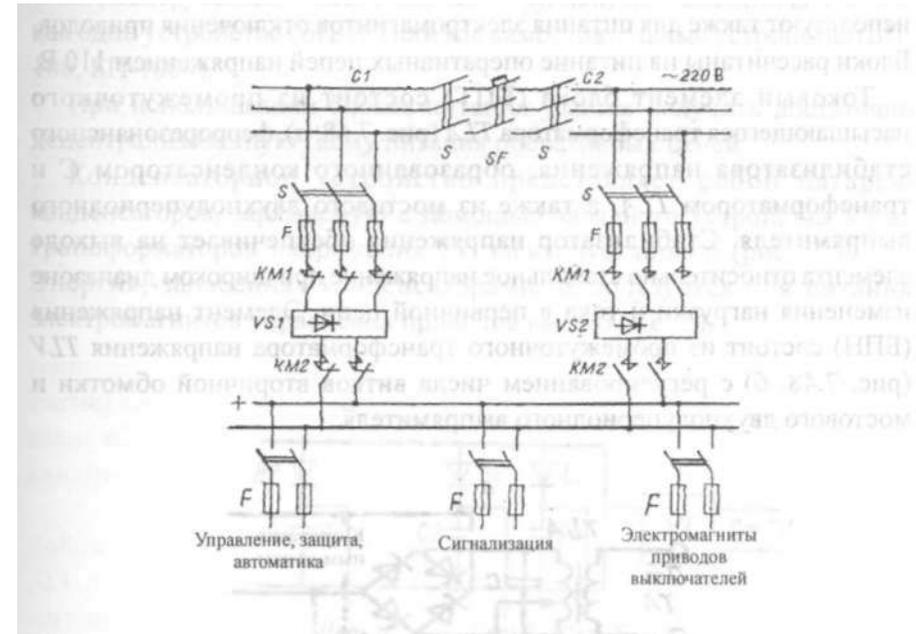


Рис. 7.47. Схема питания оперативных цепей от централизованной выпрямительной установки

Ток постоянно включенной в сравнении с током толковой нагрузки невелик, поэтому в ряде случаев устанавливают отдельные выпрямительные устройства для питания той и другой нагрузок. Выпрямительные устройства для питания толковых нагрузок выбирают с учетом возможности значительной кратковременной перегрузки выпрямителей.

Блоки питания представляют собой маломощные выпрямительные устройства, питаемые от трансформаторов тока (токовый элемент), от трансформаторов напряжения или сети собственных нужд (элемент

напряжения). Промышленность выпускает блоки с различной выходной мощностью: блок БП-10 мощностью 50 Вт, блок БП-1000 мощностью 800... 1200 Вт. Блоки БП-10 и БП-100 используют для питания цепей релейной защиты, автоматики, сигнализации и цепей управления легкими приводами выключателей. Наиболее мощные блоки БП-1000 используют также для питания электромагнитов отключения приводов. Блоки рассчитаны на питание оперативных цепей напряжением 110 В.

Токовый элемент блока (БПТ) состоит из промежуточного насыщающегося трансформатора T_{LA} (рис. 7.48, *a*), феррорезонансного стабилизатора напряжения, образованного конденсатором C и трансформатором T_{LA} , а также из мостового двухполупериодного выпрямителя. Стабилизатор напряжения обеспечивает на выходе элемента относительно стабильное напряжение при широком диапазоне изменения нагрузки и тока в первичной цепи. Элемент напряжения (БПН) состоит из промежуточного трансформатора напряжения T_{LV} (рис. 7.48, *б*) с регулированием числа витков вторичной обмотки и мостового двухполупериодного выпрямителя.

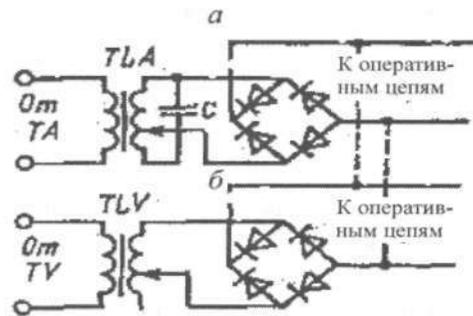


Рис. 7.48. Схема блока питания:

a — токовый элемент; *б* — элемент напряжения

Для надежности питания оперативных цепей одновременно используют оба элемента блока, объединяя их выходные цепи постоянного тока (рис. 7.48, показано пунктирными линиями). При изменении нагрузки блока от номинальной до холостого хода и тока

трансформаторов тока от номинального до 15-кратного напряжение на выходе блока может изменяться в достаточно широких пределах: $U = (0,85...1,35)U_n$, что является существенным недостатком схем с использованием блоков питания в качестве источников оперативного тока. Конструктивно токовый элемент и элемент напряжения выполняют как одно устройство (БП-10) или как самостоятельные устройства (БП-100, БП-1000).

При использовании блоков питания удастся получить достаточно децентрализованную схему питания оперативных цепей.

Конденсаторное устройство представляет собой батарею конденсаторов, заряжаемую с помощью зарядного устройства УЗ от трансформаторов напряжения T_V электроустановки (рис. 7.49, *a*). Энергия, запасенная конденсаторами, используется для питания электромагнитов управления приводами выключателей.

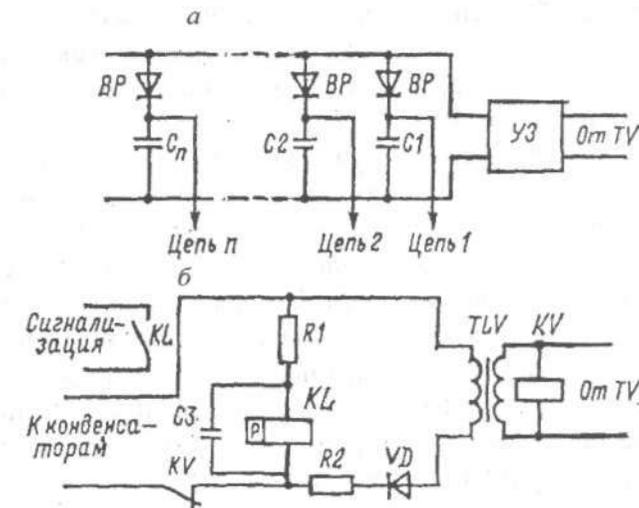


Рис. 7.49. Конденсаторное устройство:

a — схема питания конденсаторов; *б* — схема внутренних соединений зарядного устройства

До последнего времени наибольшее распространение имели выпускаемые промышленностью зарядные устройства типа УЗ-400, нормально рассчитанные на заряд конденсаторной батареи общей емкостью до 500 мкФ. Батарея такой емкости может обеспечить работу электромагнитов отключения и контакторов включения любых приводов. Энергия, которую может отдать конденсаторная батарея, должна быть больше расчетной энергии, необходимой для срабатывания электромагнитов отключения и контакторов включения выключателей.

Для обеспечения действия отключающих электромагнитов различных приборов требуются конденсаторные батареи следующих емкостей (при напряжении заряда 400 В): для привода ПТ-10 — $C = 25$ мкФ; для привода ПС-10 — $C = 75$ мкФ; для привода ПС-30 — $C = 230$ мкФ. Время заряда конденсаторной батареи емкостью до 100 мкФ от зарядного устройства УЗ-400 составляет 0,3...0,7 с.

Независимость питания отдельных цепей достигается делением конденсаторной батареи на несколько частей, каждая из которых питает только свою цепь. Для того чтобы при работе какой-либо цепи разряжались конденсаторы только этой цепи, в схеме предусмотрены разделительные диоды ВР.

Зарядное устройство УЗ-400 (рис. 7.49, б) представляет собой однополупериодную выпрямительную схему на выпрямителях VD . Устройство подключают к трансформаторам напряжения или другим источникам переменного напряжения 110—220 В через промежуточный повышающий трансформатор TLV (напряжение повышают с целью уменьшить необходимую емкость конденсаторной батареи).

Для защиты выпрямителей при пробое конденсаторов, а также для ограничения тока промежуточного трансформатора при пробое выпрямителей в схему введен резистор R_2 . Сигнализация различных повреждений осуществляется с помощью поляризованного реле, которое замыкает свои контакты в цепи сигнализации при пробое конденсаторов, выпрямителей и при обрыве цепи заряда конденсаторов. Резистор R_1 ограничивает ток разряда конденсаторов через обмотку реле при снижении питающего напряжения переменного тока. В случае значительного снижения питающего напряжения или его исчезновения

конденсаторная батарея отделяется от зарядного устройства контактами реле напряжения (KV), имеющего уставку $(0,7...0,8)U_{н.}$. Отделившиеся заряженные конденсаторы могут удерживать необходимый заряд в течение нескольких часов. С целью устранения вибрации контактов поляризованного реле его катушка шунтирована конденсатором C . Конденсаторные устройства обеспечивают питание оперативных цепей при полном исчезновении переменного напряжения на электроустановке.

В технике релейной защиты применяются более мощные устройства типа БПЗ-401 и БПЗ-402, выполняющие одновременно функции блоков питания и зарядных устройств.

Глава 8

Защита электрических установок от перенапряжений

8.1. Общие сведения

Изоляция электроустановок должна надежно работать как при длительно приложенных рабочих (в том числе наибольших) напряжениях промышленной частоты, так и при возникающих в эксплуатации кратковременных перенапряжениях грозового или коммутационного характера. Под перенапряжениями понимают опасные для изоляции электроустановок повышения напряжения.

Грозовые перенапряжения возникают при прямом ударе молнии или в предметы и объекты, находящиеся вблизи электроустановки (индуктированные перенапряжения). Коммутационные (внутренние) перенапряжения возможны при различного рода коммутациях, связанных с возникновением и ликвидацией аварийных режимов и повреждений в электрической системе.

Надежная работа электроустановок обеспечивается только в том случае, если прочность используемой изоляции превышает возможные максимальные уровни напряжений на изоляции в продолжительных рабочих режимах и при перенапряжениях. Прочность изоляции характеризуется значениями пробивного напряжения при воздействии на изоляцию напряжений промышленной частоты и импульсных напряжений.

Изоляция электрооборудования подразделяется на внешнюю, работающую на открытом воздухе, и внутреннюю, работающую в масляной, газовой или иной среде, защищенной от воздействия внешних атмосферных условий.

Внешняя изоляция электрооборудования должна испытываться на прочность в сухом состоянии и под дождем напряжением промышленной частоты, постепенно повышаемым до установленных норм (табл. 8.1).

Внутренняя изоляция должна выдерживать в течение 1 мин испытательные напряжения (табл. 8.2). Кроме того, внутренняя изоляция силовых трансформаторов и реакторов напряжением 220 кВ и выше должна испытываться длительным (1 час) воздействием рабочего напряжения.

Таблица 8.1. Нормированные кратковременные испытательные напряжения промышленной частоты внешней изоляции электрооборудования, кВ (действующее значение)

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Внешняя изоляция при плавном подъеме напряжения							
	в сухом состоянии				под дождем			
	относительно земли	между фазами	трансформаторов напряжения, трансформаторов тока, токоограничивающих реакторов, аппаратов, конденсаторов связи, изоляторов, испытываемых	трансформаторов напряжения, трансформаторов тока, аппаратов, конденсаторов связи и изоляторов категории размещения I	выключателей	разъединителей предохранителей	трансформаторов напряжения, трансформаторов тока, аппаратов, конденсаторов связи и изоляторов категории размещения I	между контактами одного и того же полюса выключателей категории размещения I
6	34	—	34	36	34	40	26	26
10	45	—	45	47	45	55	34	34
35	105	—	105	110	105	130	85	85
110	280	—	280	295	280	355	215	215
220	465	600	520	550	520	675	425	425
330	670	875	670	700	890	890	550	730

Прочность изоляции любой электроустановки должна быть выше максимального уровня ее рабочего напряжения, а также возможного уровня большинства внутренних перенапряжений. С повышением уровня прочности изоляции существенно возрастает стоимость электроустановок, поэтому оказывается экономически нецелесообразным требование о том, что прочность изоляции должна быть выше максимально возможного уровня внутренних и грозовых перенапряжений. Уровень внутренних перенапряжений может быть снижен путем выбора режима заземления

нейтралей, применением в выключателях резисторов, шунтирующих контакты.

Таблица 8.2. Нормированные одноминутные испытательные напряжения промышленной частоты внутренней изоляции электрооборудования, кВ (действующее значение)

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Напряжение одноминутное внутренней изоляции						
	силовых трансформаторов, шунтирующих и дугогасящих реакторов		напряжения и токоограничивающих реакторов	аппаратов и трансформаторов тока (кроме масляных); изоляторов, испытываемых отдельно	масляных трансформаторов тока и выключателей, конденсаторов связи	для трансформаторов, реакторов и автоматов, испытываемых отдельно	между контактами одного и того же полюса выключателей
	относительно земли и других обмоток	между фазами					
6	25	—	32	32	32	32	—
10	35	—	42	42	42	42	—
35	85	—	95	95	95	95	95
ПО	200	200	200	230	200	230	230
220	325	400	400	440	400	440	440
330	460	575	460	560	500	750	750

От грозовых перенапряжений, а также от максимально возможных внутренних перенапряжений все электроустановки должны иметь специальную защиту, основным элементом которой служат вентильные разрядники, а в настоящее время ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН). При выполнении электроустановок и осуществлении их защиты важнейшим вопросом является координация изоляции, т. е.

установление и обеспечение необходимых соотношений между прочностью изоляции электрооборудования и характеристиками защитных устройств от перенапряжений. При всех возможных режимах работы электрооборудования прочность его изоляции должна быть выше соответствующих характеристик защитных устройств.

Уровень грозовых перенапряжений в электрической сети не зависит от ее номинального напряжения, а уровень внутренних, наоборот, зависит от номинального напряжения сети. По этой причине выбор уровня изоляции электрооборудования напряжением до 220 кВ включительно лимитируется уровнем грозовых перенапряжений, а уровень изоляции электрооборудования напряжением 330 кВ и выше — уровнем внутренних перенапряжений.

8.2. Внутренние перенапряжения

Внутренние перенапряжения можно подразделить на стационарные и коммутационные. Характер, значение и причины возникновения этих перенапряжений различны.

Стационарные перенапряжения, существующие продолжительное время, могут возникнуть при однофазных замыканиях и при неполнофазных режимах в энергосистеме, при работе протяженных ЛЭП на холостом ходу, а также при возникновении в системе резонансных явлений на основной частоте, высших или низших гармониках.

Коммутационные перенапряжения могут возникнуть при включении и отключении электрических линий, трансформаторов, шунтирующих и дугогасящих реакторов, при возникновении перемежающейся дуги при замыкании на землю в системах с незаземленными нейтральями, при КЗ, коммутациях и при качаниях генераторов электростанций в системах, содержащих длинные линии электропередачи.

В энергосистемах с учетом возможных уровней перенапряжений и технико-экономических характеристик электрических линий принимаются приведенные ниже допустимые кратности перенапряжений K :

U_n , кВ	6	10	20	35	110	0	330
$U_{\text{наиб}}/U_n$		1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,1
$K = U_{\text{max}}/U_{\text{наиб}}$	4,	4,5	4,5	3,8	3,	3	3

Здесь $U_{\text{н}}$ — номинальное напряжение электроустановки; $U_{\text{наиб}}$ — наибольшее допустимое напряжение.

Уровень изоляции для коммутационных перенапряжений должен составлять примерно 80 % импульсного уровня изоляции. Принятый в энергосистемах режим нейтралей, схемы, а также характеристики защитных устройств должны обеспечивать работу электрических сетей с кратностью внутренних перенапряжений не выше допустимой.

8.3. Грозовые перенапряжения

Грозовые перенапряжения возникают при разрядах молнии. Ток молнии имеет вид апериодического импульса и характеризуется амплитудой $I_{\text{m max}}$, длиной импульса $T_{\text{н}}$ и средней крутизной фронта импульса A , равной:

$$A = I_{\text{m max}} / T_{\text{ф}}, \text{ где } T_{\text{ф}} \text{ — длина фронта импульса.}$$

Зарегистрированы амплитуды токов молнии от сотен Ампер до 250 кА со средней крутизной $A = 2 \dots 50$ кА/мкс и длиной импульса $T_{\text{н}} = 20 \dots 80$ мкс.

Вероятность появления молнии с верхним пределом параметров относительно мала, поэтому в качестве расчетных обычно принимают: $A = 30$ кА/мкс; $I_{\text{m max}} = 150$ кА; $T_{\text{н}} = 40$ мкс.

В зависимости от длины электрической линии и высоты опор среднее число ударов молнии в линию за год колеблется от нескольких сотен (для линий 300 кВ) до 5 (для линий 35 кВ). При отсутствии специальной грозозащиты и недостаточной импульсной прочности изоляции линий удары молнии в большинстве случаев приводили бы к перекрытию изоляции линий и их отключению, что экономически не оправдано. Допустимые импульсные напряжения для изоляции электрооборудования определяются гарантированной импульсной прочностью, которая установлена несколько ниже импульсных испытательных напряжений (для изоляторов, электрических аппаратов и измерительных трансформаторов примерно на 10—15 %, для силовых трансформаторов — на 25 %).

8.4. Защита электроустановок от прямых ударов молнии

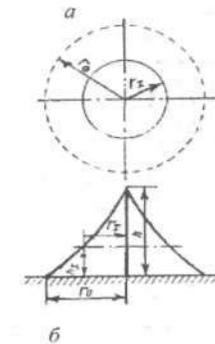
От прямых ударов молнии электроустановки защищены стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Здания с хорошо заземленной крышей не требуют защиты молниеотводами. В открытых распределительных устройствах (ОРУ) напряжением ПО кВ и выше разрешается установка молниеотводов непосредственно на металлических конструкциях ОРУ, а в устройствах напряжением 35 кВ рекомендуется установка отдельно стоящих молниеотводов.

Зона защиты одиночного молниеотвода (рис. 8.1, а) образует «шатер», радиус которого r_x на уровне h_x определяется выражением

$$r_x = 1,6p(h - h_x)/(1 + h_x/h), \quad (8.1)$$

где коэффициент $p = 1$, если $h < 30$ м; и $p = 5,5/\sqrt{h}$, если $h > 30$ м.



Сечение зоны защиты на уровне h

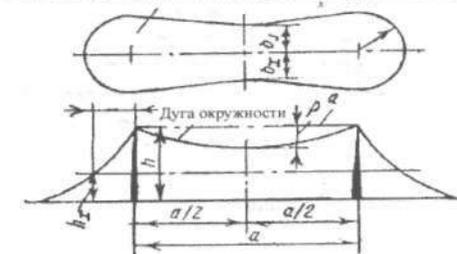


Рис. 8.1. Зона защиты одиночного (а) и двух стержневых (б) молниеотводов:

H — высота молниеотвода, h_x — высота защищаемого объекта

Зона защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты (рис. 8.1, б) находится следующим образом: внешние области зоны — по (8.1), а внутренняя область зоны — как дуга окружности, проходящей через вершины молниеотводов и имеющей перигей $h-p(a/7)$.

Зона защиты одиночного тросового молниеотвода (рис. 8.2, а) определяется так же, как и для одиночного стержневого молниеотвода, по (8.1), но с измененным коэффициентом в числителе правой части. Так, при высоте подвеса троса $h < 30$ м вместо коэффициента 1,6 принимается 0,8.



Рис. 8.2. Зона защиты одиночного (а) и двух тросовых (б) молниеотводов

Внешняя область защиты двух тросовых молниеотводов (рис. 8.2, б) устанавливается по аналогии с одиночным тросовым молниеотводом. Внутренняя область ограничивается дугой окружности, проходящей через тросы и имеющей перигей $h-a/4$. Объект, находящийся между тросами на высоте h_x , будет защищен при соблюдении условия: $h = h_x \geq a/4$.

8.5. Защита электроустановок от перенапряжений

Волны грозовых перенапряжений, возникающие во время грозы в электрических линиях, распространяются по сети и воздействуют на изоляцию как самих линий, так и оборудования электрических станций и подстанций.

Защита изоляции электроустановок от перенапряжений осуществляется разрядниками и нелинейными ограничителями перенапряжений (ОПН). В энергосистемах используют вентильные разрядники, которые устанавливаются: на сборных шинах электроустановок; на выводах высшего и среднего напряжения автотрансформаторов; в цепях силовых трансформаторов и отдельных линий, если разрядники, установленные на шинах, не обеспечивают должной защиты оборудования; в нейтралях силовых трансформаторов 110—220 кВ, допускающих работу с изолированной нейтралью.

Следует отметить, что по условиям защиты изоляции к генераторам мощностью более 15 МВА и к синхронным компенсаторам мощностью более 20 Мвар запрещается непосредственное (без разделительного трансформатора) подключение воздушных электрических линий.

Для эффективной защиты изоляции электроустановок от перенапряжений требуется, чтобы импульсная вольтсекундная характеристика изоляции во всех точках лежала выше соответствующей характеристики разрядника. Вентильные разрядники (рис.8.3) имеют многократный искровой промежуток и включенный последовательно с ним резистор из вилита с нелинейной рабочей характеристикой (рис. 8.4), помещенный в герметизированный фарфоровый цилиндр.

В энергосистемах используют вентильные разрядники типа РВС (разрядник вентильный стационарный), РВП (разрядник вентильный подстанционный), РВМ (разрядник вентильный магнитный), РВМГ (разрядник вентильный с магнитным гашением), РВМК (разрядник вентильный с магнитным гашением дуги, комбинированный) и РВВМ (разрядник вентильный для вращающихся машин).

По назначению разрядники разделяются на четыре группы: I (тяжелого режима) — для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений; II, III, IV (легкого режима) — в основном для защиты от грозовых перенапряжений.

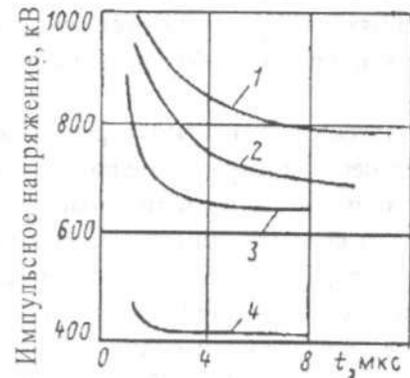


Рис. 8.3. Импульсные вольт-секундные характеристики:
1 — изоляции электрической линии; 2 — силового трансформатора; 3 — вентильного разрядника

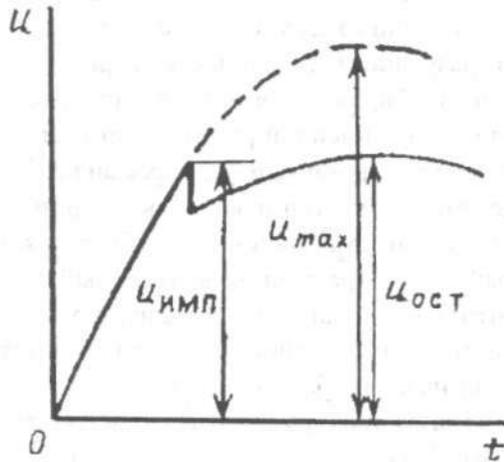


Рис. 8.4. Работа вентильного разрядника

Основными параметрами вентильных разрядников являются: импульсное пробивное напряжение $u_{имп}$, остаточное напряжение на разряднике $u_{ост}$ при прохождении через него импульсного тока (рис. 8.4), предельное значение сопровождающего тока, который разрядник способен оборвать, и напряжение гашения $u_{гаш}$. Под напряжением гашения разрядника понимают наибольшее напряжение промышленной частоты, при котором разрядник надежно обрывает сопровождающий ток. Остаточное напряжение является основной величиной при координации подстанционной изоляции.

Расчетное значение амплитуды волны грозового перенапряжения $u_{расч}$ (кВ), равное гарантированной импульсной прочности изоляции $u_{имп.гар}$, должно удовлетворять условию:

$$u_{расч} = u_{имп.гар} = 1,1 u_{ост} + 15 \text{ кВ.} \quad (8.2)$$

Предельное значение сопровождающего тока для разрядников типа РСВ равно 80—100 А, а для разрядников типа РВМГ — 250 А.

Защита электроустановок от внутренних перенапряжений может быть выполнена: схемными мероприятиями (режимы нейтралей, использование блочных схем без выключателей на стороне высшего напряжения, ограничение минимального числа генераторов, постоянно подключенных к сети, установка реакторов поперечной компенсации и т.п.); внедрением устройств релейной защиты и автоматики, ограничивающих как значение, так и длительность перенапряжения, установкой в выключателях резисторов, шунтирующих контакты, что приводит к ограничению внутренних перенапряжений при переходных процессах. Для защиты электроустановок от внутренних перенапряжений при переходных процессах используют вентильные разрядники. Условия работы таких разрядников (обычно их называют коммутационными) существенно отличаются от условий работы грозозащитных разрядников.

Коммутационные разрядники должны длительно пропускать и затем обрывать токи, примерно равные 1,5 кА, при перенапряжениях установившегося режима $(1,5 \dots 2) U_{фн}$ ($U_{фн}$ — номинальное фазное напряжение защищаемой сети). Грозозащитные разрядники должны быть способны пропустить кратковременный большой импульсный ток и

погасить дугу сопровождающего тока при напряжениях в сети (1,2...1,3) $U_{\text{фн}}$. Таким образом, требования к коммутационным разрядникам в отношении их пропускной и дугогасящей способности выше аналогичных к грозозащитным разрядникам. Грозозащитные вентильные разрядники типа РВС с рабочим резистором из вилита имеют недостаточную пропускную способность, поэтому они с помощью искровых промежутков отстраиваются от внутренних перенапряжений. Нижний предел пробивного напряжения при промышленной частоте устанавливается не ниже $2,7U_{\text{раб.наиб}}$.

Магнитно-вентильные разрядники на напряжении до 220 кВ включительно имеют по сравнению с разрядниками типа РВС больший диаметр вилитовых дисков и соответственно вдвое большую пропускную способность. Они способны ограничивать как грозовые, так и большинство внутренних перенапряжений. Для электрических сетей 330 кВ разработаны магнитно-вентильные разрядники с еще большей пропускной способностью. Эти разрядники получили название комбинированных магнитно-вентильных разрядников (типа РВМК), так как имеют комбинированную вольт-амперную характеристику: при токах до 1,5 кА она соответствует характеристике коммутационного разрядника, а при токах более 1,5 кА — характеристике грозозащитного разрядника. Переход с одной характеристики на другую осуществляется за счет дополнительного искрового промежутка, шунтирующего часть рабочего резистора. Наличие такой характеристики позволяет разрядникам РВМК одновременно выполнять функции коммутационного и грозозащитного разрядника.

Максимальное напряжение на подстанционном электрооборудовании при грозовых и коммутационных перенапряжениях зависит от крутизны фронта набегающей волны, характеристики разрядника, а также от расстояния между разрядником и защищаемым электрооборудованием. Согласно [1], наибольшие расстояния от разрядников, устанавливаемых на сборных шинах или трансформаторных присоединениях, до защищаемого оборудования не должны превышать значений, указанных в табл. 8.2.

Конструкция и принцип действия вентильных разрядников обуславливают их принципиальные недостатки, основные из которых заключаются в следующем:

- наличие искровых промежутков определяет высокое импульсное пробивное напряжение, которое не позволяет использовать разрядники для борьбы с внутренними перенапряжениями;
- присутствие сопровождающего тока промышленной частоты при затухании волны перенапряжения вызывает необходимость применения рабочего резистора с высоким сопротивлением, что определяет высокое остающееся напряжение на изоляции;
- конструкция разрядника предполагает наличие пустот внутри фарфорового корпуса и, следовательно, не исключает возможность перекрытия внутренней изоляции и возникновения взрыва.

В середине 80-х годов произошел принципиальный переворот в области борьбы с перенапряжениями, сопровождавшийся разработкой высоконелинейных варисторов на основе окиси цинка и полупроводящих барьеров между ними из окислов других металлов.

Вольтамперная характеристика варисторов обладает такой нелинейностью, что при повышении напряжения в два раза ток через него увеличивается на 7 порядков. Этот факт позволил создать защитные аппараты с глубоким ограничением коммутационных и грозовых перенапряжений без сложных искровых промежутков.

По сравнению с разрядниками ОПН обладают следующими преимуществами: глубокий уровень ограничения всех видов перенапряжений; отсутствие сопровождающего тока после затухания волны перенапряжения; способность к перегрузке и рассеиванию больших энергий; простота конструкции, надежность в эксплуатации, малые габариты и вес.

Использование ОПН в РУ 110—330 кВ электростанций и подстанций позволило на 15...25 % сократить площади ОРУ.

Ограничители перенапряжений находят также применение в электрических сетях более низких напряжений, в том числе в сетях для защиты электродвигателей от перенапряжений.

8.6. Защита подстанций от грозовых перенапряжений, набегающих с ЛЭП

В результате поражения воздушных линий электропередачи молнией на подстанции набегают импульсы перенапряжений, имеющие форму:

- полного импульса длительностью 50—100 мкс, повторяющего форму тока молнии при ударах в фазный провод без последующего перекрытия изоляции в месте удара;
- короткого (5—15 мкс) импульса при прорыве тросовой защиты или при ударе молнии в вершину опоры линии на металлических или железобетонных опорах с последующим перекрытием изоляции. Фронт импульса в месте удара может быть практически прямоугольным;

Защита электрооборудования подстанции осуществляется вентильными разрядниками (РВ), а также нелинейными ограничителями перенапряжений (ОПН). Характеристики РВ и возможные импульсные перенапряжения $u_{из}$ изоляции связаны соотношением:

$$u_{из} \leq u_d = u_{ост} + \Delta u_k, \quad (8.3)$$

где u_d — импульсное напряжение, допустимое для подстанционного оборудования; $u_{ост}$ — остающееся на РВ напряжение; Δu_k — координационный интервал, учитывающий повышение напряжения на защищаемом оборудовании по отношению к напряжению на РВ, зависящий от их взаимного удаления и от крутизны фронта набегающего импульса.

Для выполнения условия (8.3) требуются специальные меры для уменьшения вероятности набегания на подстанцию импульса грозового происхождения, имеющего крутизну фронта выше допустимого значения A . В качестве таких мер регламентируются расстояния между разрядниками и защищаемым оборудованием, а также длина защищенного прохода к подстанции, называемого также опасной зоной (рис. 8.5).

Типовая схема защиты от набегающих с линий электропередачи импульсов грозовых перенапряжений приведена на рис. 8.5. Линии на опорах в пределах защищенного подхода оснащаются тросами. В начале подхода к подстанции устанавливается разрядник, который служит для ограничения амплитуды импульса, проходящего к подстанции, и одновременно для защиты изоляции опоры, ослабленной заземляющими спусками от тросов. Если линия защищена тросами по всей длине, то в

пределах опасной зоны снижают сопротивление заземления опор и уменьшают защитные углы на опорах. Характеристики защищенных подходов к подстанциям напряжением 35—330 приведены в табл. 8.3.

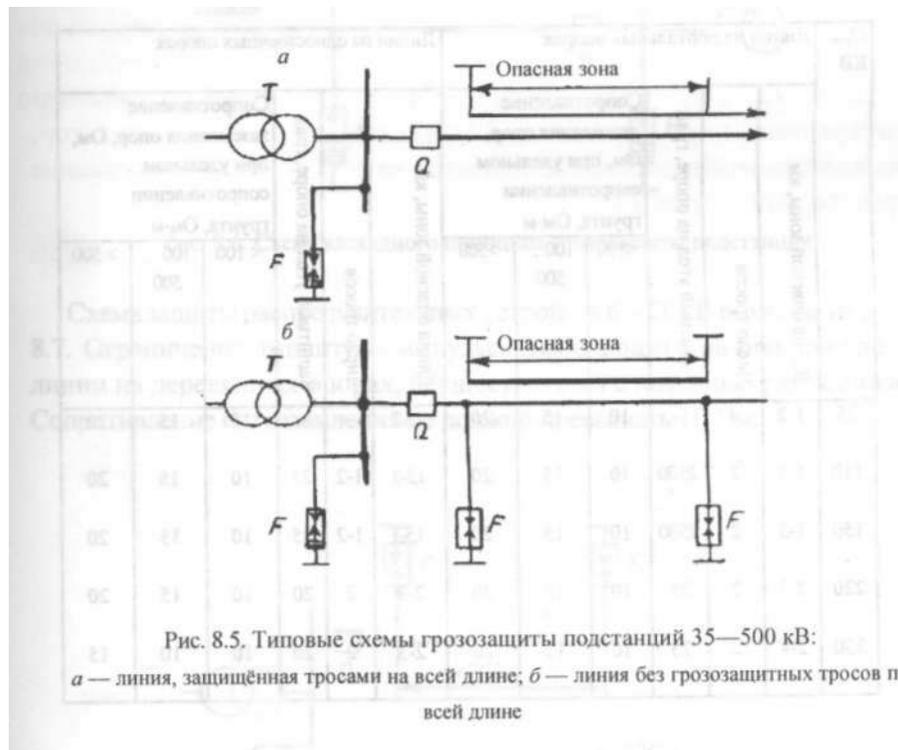


Рис. 8.5. Типовые схемы грозозащиты подстанций 35—500 кВ:
а — линия, защищённая тросами на всей длине; б — линия без грозозащитных тросов по всей длине

Особое внимание должно уделяться грозозащите подстанций, находящихся в местности с высоким удельным сопротивлением грунта. Для повышения надежности защиты таких подстанций применяется прокладка на подходе линии металлических полос в земле, соединяющих заземлители опор (устройство противовесов), специальные схемы грозозащиты с выносом РВ или ОПН с подстанции на линию (каскадный принцип грозозащиты).

Каскадный принцип грозозащиты базируется на включении РВ или ОПН на подходе линии. На отходящих линиях (рис. 8.6) устанавливаются разрядники РВЛ (линейные), а на сборных шинах — РВШ (шинные).

Таблица 8.3. Характеристики защищенных подходов к подстанциям

$U_{ном}$ кВ	Линии на порталных опорах						Линии на одностоечных опорах					
	Длина опасной зоны, км	Число тросов	Защитный угол на опоре, град	Сопротивление заземления опор, Ом, при удельном сопротивлении грунта, Ом-м			Длина опасной зоны, км	Число тросов	Защитный угол на опоре, град	Сопротивление заземления опор, Ом, при удельном сопротивлении грунта, Ом-м		
				<100	100...500	>500				<100	100...500	>500
35	1-2	-	-	10	15	20	1,5-2	-	-	10	15	20
110	1-3	2	25-30	10	15	20	1,5-3	1-2	25	10	15	20
150	1-3	2	25-30	10	15	20	1,5-3	1-2	25	10	15	20
220	2-3	2	25	10	15	20	2-3	2	20	10	15	20
330	2-4	2	25	10	15	20	2-3	2	20	10	10	15

Рекомендуемые расстояния между разрядниками:

U_n , кВ	35	110	150	220	330
L_{pp}	200	150	250	300	350

Для грозозащиты тупиковых и в ряде случаев проходных подстанций, имеющих небольшие размеры, РВЛ можно установить вблизи первой или второй опоры линии, причем его заземление желательно присоединить к общему заземлителю подстанции через тросы или противовесы.

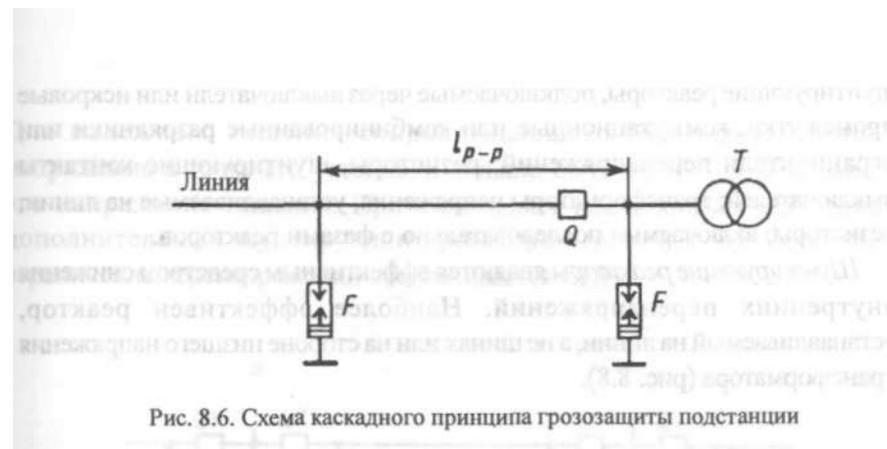


Рис. 8.6. Схема каскадного принципа грозозащиты подстанции

Схема защиты распределительных устройств 6—20 кВ показана на рис. 8.7. Ограничение амплитуды импульса, набегающего на подстанцию с линии на деревянных опорах, осуществляется с помощью разрядника. Сопротивление его заземления не должно превышать 10 Ом.

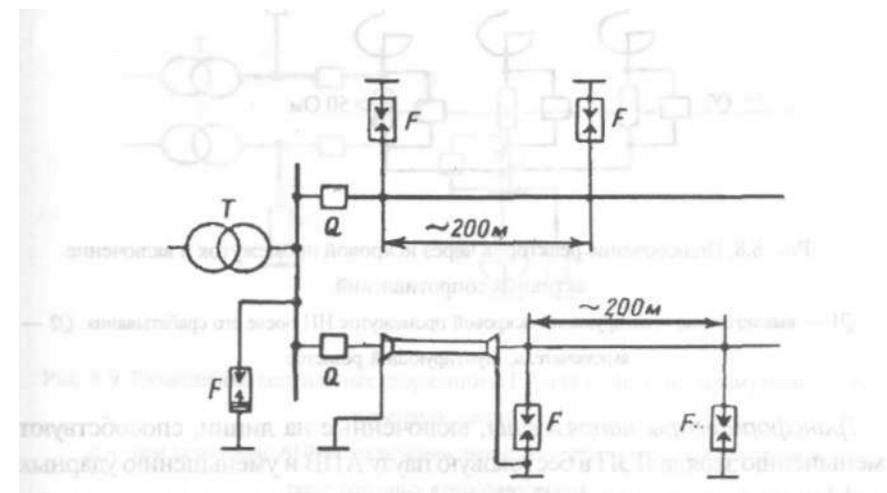


Рис. 8.7. Схема защиты распределительных устройств 6—20 кВ

8.7. Защита от внутренних перенапряжений

Ограничение коммутационных перенапряжений можно производить различными способами: уменьшая аperiodическую составляющую, ударный ток или то и другое одновременно. Для этого используются

шунтирующие реакторы, подключаемые через выключатели или искровые промежутки; коммутационные или комбинированные разрядники или ограничители перенапряжений; резисторы, шунтирующие контакты выключателей; трансформаторы напряжения, устанавливаемые на линии; резисторы, включаемые последовательно с фазами реакторов.

Шунтирующие реакторы являются эффективным средством снижения внутренних перенапряжений. Наиболее эффективен реактор, устанавливаемый на линии, а не шинах или на стороне низшего напряжения трансформатора (рис. 8.8).

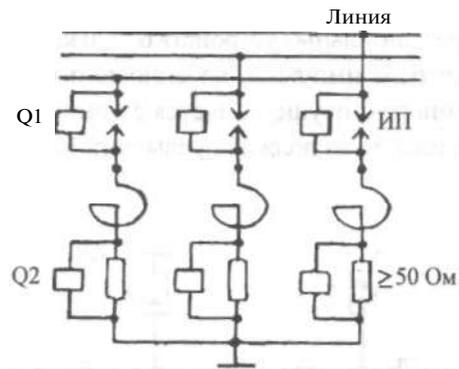


Рис. 8.8. Подключение реакторов через искровой промежуток и включение активных сопротивлений.

Q1 — выключатель, шунтирующий искровой промежуток ИП после его срабатывания; Q2 — выключатель, шунтирующий резистор

Трансформаторы напряжения, включенные на линии, способствуют уменьшению заряда ЛЭП в бестоковую паузу АПВ и уменьшению ударных коэффициентов в цикле АПВ. Их эффективность резко снижается при наличии шунтирующих реакторов на линии.

Коммутационные (комбинированные) разрядники являются наиболее простым, надежным и дешевым средством защиты. Разрядник ограничивает все виды коммутационных перенапряжений, рассеивая в своем рабочем резисторе часть энергии переходного процесса (рис. 8.9, а).

Для надежного гашения сопровождающего тока вынужденное напряжение в точке его установки должно быть на 10... 15 % меньше его напряжения гашения. При этом может понадобиться установка дополнительных шунтирующих реакторов (рис. 8.9, б). Глубокое ограничение перенапряжений обеспечивается ОПН.

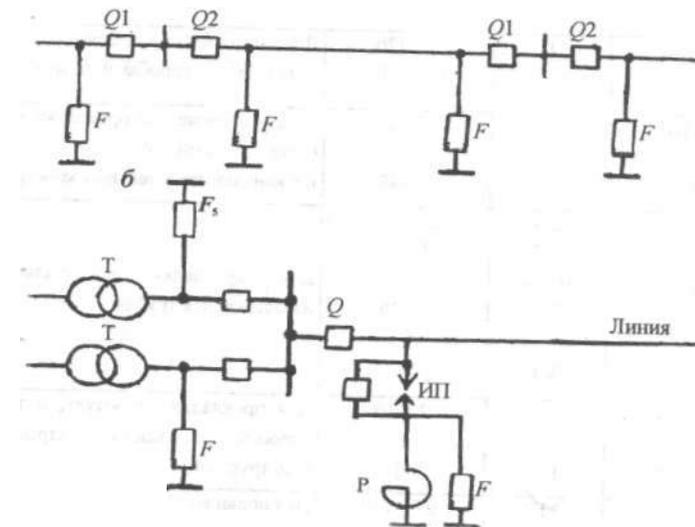


Рис. 8.9. Размещение вентильных разрядников РВ для защиты от коммутационных перенапряжений:

а — при включении, АПВ и отключении линий; б — при отключении реакторов и перегруженных трансформаторов

Резисторы, встроенные в выключатели. Активные сопротивления 1000... 1500 Ом, встроенные в выключатели, ограничивают перенапряжения при отключении разомкнутых линий, препятствуя возникновению повторных зажиганий. Их применение особенно эффективно в масляных выключателях.

Приложения

Таблица П1. Технические данные и область применения некоторых марок проводов

Марка	Число жил	Сечение жил, мм ²	Область применения
АПР ПР	1 1	2.5-120 0.75-120	Для открытой прокладки на роликах, изоляторах, в коробах и на лотках
АПВ ПВ	1 1	2.5-120 0.5-95	То же, а также для прокладки в трубах (открыто и скрыто) и в каналах строительных конструкций
АПРТО ПРТО	2, 3 4, 7 10, 14 2, 3 4, 7 10, 14	2.5-120 2.5-10 2.5 1-120 2.5-10 1.5-2.5	Для прокладки в стальных и изоляционных трубах
АПРВ ПРВ	1, 2 1, 2	2.5-16 1-10	Для прокладки на лотках, в трубах и коробах, в каналах строительных конструкций
ПРГ	1	0.75-120	Для подвижной электропроводки
ПРВ	1, 2	1-10	То же
АППВ ППВ	2, 3 2, 3	2.5-6 0.75-4	Для открытой прокладки по стенам и перекрытиям
АППВС ППВС	2, 3 2, 3	2.5-6 0.75-4	Для безтрубной скрытой прокладки
АРТ	2 3 4	2.5-4 4-6 4-35	Для тросовой прокладки внутри помещений
АВТ АВТС	2, 3 4	2.5-4 2.5-16	Для наружной прокладки

Таблица П2. Технические данные кабелей напряжения до 35 кВ

Марка	Число жил	Сечение жил кабелей, мм ² , при номинальном напряжении, кВ			
		1	6	10	35
1	2	3	4	5	6
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией					
ААБ, ААБГ	3 1 4	6-240 10-800 10-185	10-240	16-240	—
АСБ, СБ	1 2 4 3	240-800 6-150 10-185 6-240	— 10-240	16-240	—
ААГ, АГ	1 4 3	10-800 10-185 6-240	— 10-240	— 16-240	120-300
ААШВ	1 4 3	10-800 10-185 6-240	— 10-240	— 16-240	120-300
АОАБ, ОАБ, АОГК	3				120-150
АСГ, СГ	1 2 4 3	10-800 6-150 10-185 6-240	— 10-240	— 16-240	120-300
АСП, СП	1 2 4 3	50-800 25-150 16-185 25-240	— 16-240	— 16-240	—
АСПГ, СПГ	1 2 4 3	50-500 25-120 16-120 185-240	—	—	—

Продолжение табл. П2

Марка	Число жил	Сечение жил кабелей, мм ² , при номинальном напряжении, кВ			
		0.66	1	6	10
Кабели с пластмассовой изоляцией					
АВВБ, АППБ, АПВБГ	1,2,3 4	2.5-50 2.5-50	2.5-240 2.5-185	—	—
АВВГ, АПВГ	1,2,3 4	2.5-50 2.5-50	2.5-240 2.5-185	—	—
ВВВ, ВВВГ, ПВБ, ППВ,	1,2,3 4	1.5-50 2.5-50	1.5-240 2.5-185	—	—
ВВГ, ПВГ	1,2,3 4	1.5-50 2.5-50	1.5-240 2.5-185	—	—
Кабели с резиновой изоляцией					
АВРБ	2	4-240	—	—	—
АВРБГ	3	2.5-240	—	—	—
АВРГ, АНРГ	1 2,3	4-300 2.5-300	—	—	—
АНРБ, АНРБГ, АСРБ	2 3	4-240 2.5-240	—	—	—
АСРГ	1 2 3	4-300 4-240 2.5-240	—	4-500	240-400
ВРБ, ВРБГ, СРВ, НРБ, НРБГ, ВРГ, НРГ	2,3	2.5-185	—	—	—
СРГ	1 2,3	1-240 1-185	—	2.5-500	240-400

Таблица П3. Основные технические данные магистральных шинопроводов переменного тока ШМА4

Показатели	ШМА4 - 1250	ШМА4 - 1600	ШМА4 - 2500	ШМА4 - 3200	
	Номинальный ток, А	1250	1600	2500	3200
Сопротивление на фазу, Ом/км	активное	0.0338	0.0297	0.0169	0.015
	индуктивное	0.0161	0.0143	0.0082	0.0072
Полное сопротивление петли фаза-нуль, Ом/км	0.0862	0.0872	0.0822	0.053	

Таблица П4. Основные технические данные распределительных шинопроводов ШРА4

Показатели	Тип шинопровода			
	ШРА4-250	ШРА4-400	ШРА4-630	
Номинальный ток, А	250	400	630	
Электродинамическая стойкость, кА	15	25	35	
Сопротивление на фазу, Ом/км	активное	0.21	0.15	0.10
	индуктивное	0.21	0.17	0.13

Таблица П5. Ответвительные коробки шинопроводов ШРА4

Тип коробки	Наименование аппарата	I_n , А	Номинальный ток ШРА4, А
У2031	Предохранитель ПН2—100	100	250, 400, 630
У2032	Разъединитель	160	250, 400, 630
У2033	Разъединитель	250	400, 630
У2034	Автомат А3710	160	250, 400, 630
У2035	Автомат А3720	250	400, 630
У2038	Автомат АЕ2050	100	250, 400, 630
У2180	Разъединитель	400	400, 630

Таблица П6. Технические данные основных типов панелей ЩО-94

Тип панели	Номинальный ток, А, и количество присоединений	Коммутационные и защитные аппараты
Вводные панели		
ЩО94-0001	1500 (воздушный)	Разъединитель РЕ16-43 Выключатель ВА53-43
ЩО94-0002	1000 (воздушный)	Разъединитель РЕ19-41 Выключатель ВА53-41
ЩО94-0004	600 (воздушный)	Разъединитель РЕ19-41 Предохранитель ПН2-600
ЩО94-0005	400 (воздушный)	Выключатель врубной ВР32 Выключатель ВА52-39
ЩО94-0008	600 (кабельный)	Разъединитель РЕ19-41 Предохранитель ПН2-600
ЩО94-0009	400 (кабельный)	Выключатель врубной ВР32 Выключатель ВА52-39
ЩО94-0006-01	1500 (кабельный)	Разъединитель РЕ16-43 Выключатель ВА53-43
ЩО94-0007-01	1000 (кабельный)	Разъединитель РЕ19-41 Выключатель ВА53-41
ЩО94-0008-01	600 (кабельный)	Разъединитель РЕ19-41 Предохранитель ПН2-600
ЩО94-0009-01	400 (кабельный)	Выключатель врубной ВР32 Выключатель ВА52-39
Секционные панели		
ЩО94-0014	1600	Разъединитель РЕ16-43 Выключатель ВА53-43
ЩО94-0015	1000	Разъединитель РЕ19-41 Выключатель ВА53-41
ЩО94-0017	600	Рубильник Р-36
ЩО94-0017	400	Выключатель ВА52-37 Выключатель врубной ВР32

Продолжение табл. П6

1	2	3
Линейные панели		
ЩО94-0025	600×1	Разъединитель РЕ19-41 Предохранитель ПН2
ЩО94-0026	250×2+400×2	Выключатель врубной ВР32 Предохранитель ПН2
ЩО94-0027	250×3+400×1	Выключатель врубной ВР32 Предохранитель ПН2
ЩО94-0028	250×4	Выключатель врубной ВР32 Предохранитель ПН2
ЩО94-0029	100×2+250×2	Выключатель врубной ВР32 Предохранитель ПН2
ЩО94-0030	1000×1	Разъединитель РЕ19-41 Выключатель ВА53-41
ЩО94-0031	600×2	Рубильник Р-36 Выключатель ВА52-39
ЩО94-0037	400×1+100×4	Выключатель врубной ВР32 Выключатель стационарный А3716Ф
ЩО94-0040	100×4	Выключатель стационарный А3716Ф

Таблица П7. Шкафы распределительные серии ШР11

Тип шкафа	Аппараты ввода			Число групп и номинальные токи, А, предохранителей отходящих линий
	Тип рубильника	Номинальные токи, А	предохранителя	
ШР11-73701	Р18-353	250	—	5×63
ШР11-73702				5×100
ШР11-73703				1×63+3×100
ШР11-73704				3×63
ШР11-73705				8×100
ШР11-73706				8×250

Продолжение табл. П7

1	2	3	4	5
ШР11-73707	Р18-373	400	—	3×100+2×250
ШР11-73708				5×250
ШР11-73709				4×63+4×100
ШР11-737010				2×63+4×100+2×250
ШР11-737011				6×100+2×250
ШР11-73512	Р18-373	400	400	8×63
ШР11-73513				8×100
ШР11-73514				8×250
ШР11-73515				4×63+4×100
ШР11-73516				2×63+4×100+2×250
ШР11-73517				6×100+2×250

Таблица П8. Основные технические данные некоторых типов распределительных шкафов и щитков серий ПР и СУ

Тип	Автоматические выключатели			
	вводные	линейные	предельное количество линейных	
			однополюсных	трехполюсных
ПР11	АЕ2040; АЕ2060; А3726; ВА51; ВА52	А3720; АЕ2046; АЕ2050; АЕ2066	6-30	1-12
ПР22; ПР24	А3730; А3790	А3716; А3726	—	2-12
ПР41	А3720; А3728	АЕ2041; АЕ2043	3	4-9
ПР85; ПР87	ВА51/ВА55; ВА56	ВА51	3-30	1-12
СУ9500	—	АЕ2050; А3720	—	1-12
СУ9400	—	А3161; А3163	2-34	1-10

Таблица П9. Силовые трехполюсные коммутационные ящики

Тип	Аппаратура	Номинальный ток, А	
		рубильника	защитного аппарата
ЯБПВ-1	Блок предохранитель ПН2 - рубильник	100	100
ЯБПВ-2	—//—	100 200	100 250
ЯБПВ-4	—//—	315	400
ЯРП-20	Рубильник, предохранитель Е27	20	20
ЯВЗ-31	Рубильник, предохранитель ПР2	100	100
ЯВЗ-32	—//—	200	200
ЯВЗ-33	—//—	300	350/300
ЯВЗ-31-1	Рубильник	100	—
ЯВЗ-32-1	—//—	200	—
ЯВЗ-33-1	—//—	300	—
ЯВЗ-34-1	—//—	400	—
ЯРВМ-6122	Рубильник, предохранитель ПН2	60	100/60
ЯРВМ-6123	—//—	100	100
ЯРВМ-6124	—//—	200	250/200
Я-3163	Автомат серии А3100	—	50
Я-3124	—//—	—	100
Я-3134	—//—	—	200
Я-3144	—//—	—	600

Таблица П10. Технические параметры предохранителей на напряжение до 1 кВ

Тип	Номинальный ток, А		Предельный отключаемый ток *, кА
	патрона	плавкой вставки	
НПН2-63	60	6/ 10; 16; 20; 25; 32; 40; 63	10
ПН2-100	100	31.5; 40; 50; 63; 80; 100	100
ПН2-250	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	100
ПН2-400	400	200; 250; 315; 355; 400	40
ПН2-600	630	315; 400; 500; 630	25
ПР-2	15	6; 10; 15	0.8/8
	60	15; 20; 25; 35; 45; 60	1.8/4.5
	100	60; 80; 100;	6/11
	200	100; 125; 160; 200	6/11
	350	200; 235; 260; 300; 350	6/13
	600	350; 430; 500; 600	13/23
	1000	600; 700; 850; 1000	15/20

* Действующее значение периодической составляющей ожидаемого тока короткого замыкания. Для предохранителей ПР-2 данные в числителе относятся к исполнению 1 (короткие предохранители), в знаменателе — к исполнению 2 (длинные предохранители).

Таблица П11. Основные технические данные некоторых серий автоматических выключателей

Серия автомата	Число полюсов	Номинальный ток автомата, лн.а, А	Номинальный ток распрепителя, лн.р, А	Пределы срабатывания отсечки, А
АП50	2, 3	50	1; 1.6 ;2.5 ;4; 6.5; 10; 16; 25; 40; 50	11-350
АЗ160	1, 2, 3	50	15; 20; 25; 30; 40; 50	—
АЕ1000	1	10	0.32; 0.4; 0.5; 0.6; 0.8; 1; 1.25; 1.6; 2; 2.5; 3.2; 4	(12-18) × лн.р
		25	6; 10; 16; 25	
АЕ2000	1, 3	25	0.6 ; 0.8; 1; 1.25; 1.6 ; 2; 2.5; 3.2; 4; 5; 6; 8; 10; 12.5; 16; 20;25	
		63	10; 12. 5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63	12 × лн.р
		100	16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100	
		160	16; 20; 25; 31.5; 40; 50; 63; 80; 125; 160	
АЗ700	2, 3	160	16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160	630-1600
		250	160; 200; 250	2500
		400	250; 320; 400	2500-4000
		630	250 ; 320; 400; 500; 630	2500-6300
ВА51	1, 3	25	0.3; 0.4; 0.5; 0.6; 0.8; 1; 1.25; 1.6; 2; 2.5; 3.15; 4;5; 6.3; 8; 10; 12.5; 16; 20; 25	
		63	6.3; 8; 10; 12.5; 16; 20; 25; 31.5; 40; 50; 63	14 × лн.р
		100	16; 20; 25; 31.5; 40; 50; 63	

Таблица П14. Длительно допустимый ток для кабелей, прокладываемых в земле при температуре 15 °С

Сечение, мм ²	Кабели с медными/алюминевыми жилами, с бумажной пропитанной изоляцией						Активное сопротивление r ₀ , Ом/км
	АБ/ААЕ, СБ/АСБ						
	до 1 кВ		до 3 кВ		до 6 кВ		
	I, А, при числе жил, равном						
	1	2	4	3	3	3	
1	—	—	—	—	—	—	18,9/—
1.2	—	—	—	—	—	—	—
1.5	—	—	—	—	—	—	12,6/—
2	—	—	—	—	—	—	—
2.5	—	—	—	—	—	—	7,55/12,6
3	—	—	—	—	—	—	—
4	—	—	—	—	—	—	4,56/7,9
5	—	—	—	—	—	—	—
6	—	80/60	—	70/55	—	—	3,06/5,26
8	—	—	—	—	—	—	—
10	140/110	105/80	85/65	95/75	80/60	—	1,84/3,1
16	175/135	140/110	115/90	120/90	105/80	95/75	1,2/1,9?
25	235/180	185/140	150/115	160/125	135/105	120/90	0,74/1,2
35	285/220	225/175	175/135	190/145	160/125	150/115	0,54/0,9
50	360/275	270/210	215/165	235/180	200/155	180/140	0,39/0,6
70	440/340	325/250	265/200	285/220	245/190	215/165	0,28/0,4
95	520/400	380/290	310/240	340/260	295/225	265/205	0,20/0,3
120	595/460	435/335	350/270	390/300	340/260	310/240	0,16/0,2
150	675/520	500/385	395/305	435/335	390/300	355/275	0,123/0,2

Таблица П15. Длительно допустимый ток для неизолированных проводов

Сечение, мм ²	Наружный диаметр, мм		Ток I _д , А, для проводов марок										Сопротивление постоянному току при 20°С r ₀ , Ом/км			
			АС					М							A	
	Вне помещений		Внутри помещений		Вне помещений		Внутри помещений		Вне помещений		Внутри помещений		M	A	M	A
	А	АС	А	АС	А	АС	А	АС	А	АС	А	АС	M	A	M	A
10	3.5	4.4	84	53	95	—	—	60	—	—	—	1.79	3.16	—	—	
16	5.1	5.4	111	79	133	105	102	75	106	75	106	1.13	1.80	—	—	
25	6.3	6.6	142	109	183	136	137	106	173	130	130	0.72	1.176	—	—	
35	7.5	8.3	175	135	223	170	173	130	215	165	165	0.515	0.79	—	—	
50	9.6	9.9	210	165	275	215	219	165	337	265	268	0.36	0.60	—	—	
70	10.6	11.7	265	210	337	265	268	210	422	320	341	0.27	0.43	—	—	
95	12.4	13.9	330	260	422	320	341	255	485	375	395	0.19	0.30	—	—	
120	14.0	15.3	390	313	485	375	395	300	570	440	465	0.154	0.245	—	—	
150	15.8	17.0	450	365	570	440	465	355	650	500	540	0.122	0.195	—	—	
185	17.5	19.1	520	430	650	500	540	410	760	590	685	0.099	0.154	—	—	
240	20.1	21.5	605	505	760	590	685	490	—	—	—	0.077	0.118	—	—	

Таблица П16. Индуктивные сопротивления одной фазы трехфазной линии, Ом/км (X₀)

Сечение, мм ²	Кабельные линии на напряжение, кВ										Изолированные провода									
	до 1 кВ					10 кВ					на роликах					на изоляторах				
	до 1	3	6	10	10	в трубе	0.11	0.28	0.32	до 1	3	10	до 1	3	10	до 1	3	10		
1-2.5	—	—	—	—	—	0.11	0.28	0.32	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
4-6	0.09	0.1	—	—	—	0.1	0.24	0.29	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
10-25	0.07	0.08	0.1	0.11	0.11	0.09	0.21	0.25	0.36	0.41	—	—	—	—	—	—	—	—		
35-70	0.06	0.07	0.08	0.09	0.09	0.08	0.19	0.23	0.33	0.38	0.42	—	—	—	—	—	—	—		
95-120	0.06	0.06	0.08	0.08	0.08	0.08	0.18	0.22	0.3	0.35	0.4	—	—	—	—	—	—	—		
150-240	0.06	0.06	0.08	0.08	0.08	0.08	0.18	0.21	0.21	0.21	0.21	—	—	—	—	—	—	—		

Таблица П17. Основные технические данные некоторых типов силовых трансформаторов

Тип	Сочетание напряжений			Потери, кВт			Напряжение КЗ, %	Ток XX, %
	ВН	НН	КЗ	Т0	ТХХ	КЗ		
1	2	3	5	4	4	5	6	7
ТМЗ-250/10	6, 10	0,4; 0,69	3,7	0,74	0,74	3,7	4,5	2,3
ТМЗ-400/10	6, 10	0,4; 0,69	5,5	0,95	0,95	5,5	4,5	2,1
ТМЗ-630/10	6; 10	0,4; 0,69	7,6	1,31	1,31	7,6	5,5	1,8
ТМЗ-1000/10	6; 10	0,4; 0,69	10,8	1,9	1,9	10,8	5,5	1,2
ТМЗ-1600/10	6; 10	0,4; 0,69	16,5	2,65	2,65	16,5	6,0	1,0
ТМЗ-2500/10	6; 10	0,4; 0,69	24,0	3,75	3,75	24,0	6,0	0,8
ТМН-2500/35	35	10,5	23,5	5,1	5,1	23,5	6,5	1,0
ТМН-4000/35	35	10,5	33,5	6,7	6,7	33,5	7,5	0,9
ТМН-6300/35	35	10,5	46,5	9,4	9,4	46,5	7,5	0,8
ТДНС-10000/35	36,75	6,3	85	14,5	14,5	85	14	0,8
ТДНС-16000/35	36,75	6,3	100	24	24	100	10	0,6
ТРДНС-25000/35	36,75	10,5/10,5	115	25	25	115	9,6	0,5
ТРДНС-32000/35	36,75	10,5/10,5	145	30	30	145	11,5	0,45
ТРДНС-40000/35	36,75	10,5/10,5	170	36	36	170	11,6	0,4
ТРДНС-63000/35	36,75	10,5/10,5	250	50	50	250	11,5	0,35
ТРДНС-80000/35	36,75	10,5/10,5	300	62	62	300	11,5	0,3
ТМН-6300/110	115	11	48	11,5	11,5	48	10,6	0,65
ТДН-10000/110	115	11	60	15,5	15,5	60	10,5	0,6
ТДН-16000/110	115	11	85	24	24	85	10,5	0,8
ТРДН-25000/110	115	10,5/10,5	120	30	30	120	10	0,7
ТРДН-32000/110	115	10,5/10,5	145	40	40	145	10	0,7
ТРДН-40000/110	115	10,5/10,5	160	50	50	160	10	0,7
ТРДН-63000/110	115	10,5/10,5	245	70	70	245	10,5	0,65
ТРДН-80000/110	115	10,5/10,5	310	85	85	310	10,5	0,6
ТРДН-125000/110	115	10,5/10,5	400	120	120	400	10,5	0,55

Продолжение табл. П17

1	2	3	4	5	6	7
ТРДН-32000/220	230	11,0/11,0; 38,5	53	167	12	0,9
ТРДН-63000/220	230	11,0/11,0; 38,5	83	300	12	0,8
ТРДН-100000/220	230	11,0/11,0; 38,5	115	400	12	0,7
ТРДН-160000/220	230	11,0/11,0; 38,5	167	525	12	0,6

Таблица П18. Основные технические данные некоторых типов силовых выключателей до 10 кВ

Тип	Конструктивное исполнение	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Ток электродинамической стойкости, кА	Термическая стойкость/допустимое время кА/с	Время отключения (с учетом работы привода), с	Тип привода
ВВЭ-10-31,5/630 ВВЭ-10-31,5/3150	Вакуумные	10	630	31,5	80	31,5/3	0,055	Электромагнитный
		10	3150	31,5	80	31,5/3	0,055	
ВЭ-6-40/1600 ВЭ-10-40/1000 ВЭ-10-40/1000 ВЭ-10-3600-20	С электромагнитным гашением дуги, для КРУ	6	1600	40	128	40/4	0,06	Пружинный
		10	1000	40	100	—	0,05	
		10	3150	40	100	—	0,05	
		10	3600	20	51	20/4	0,06	
ВЭЭ-6-40/3150 ВЭМ-10Э-1000-20	Электромагнитный	6	3150	40	128	40/3	0,06	Электромагнитный
		10	1000	20	52	20/4	0,05	
ВММ-10-400-10 ВМПЭ-10-630-31,5	Маломасляные	10	400	10	25	10/4	0,1	Пружинный
		10	630	31,5	80	31,5/4	0,12	

Продолжение табл. П18

Тип	Номинальный ток, А	Ток электродинамической стойкости, кА	Термическая стойкость/допустимое время, кА/с	Привод
РВ, РВЗ	400	41	16/4	ПР-10, ПР-11
	630	52	20/4	
	1000	100	40/4	
РВР, РВРЗ	1000	85	25/4	ПЧ-50, ПДВ-1
	2000	125	31,5/4	
	3200	180	50/4	
Наружной установки				
РЛНД	400	25	10/4	ПР, ПРН
	630	25	12.5/4	

Таблица П19. Основные технические данные некоторых типов разъединителей на 10 кВ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Ток электродинамической стойкости, кА	Термическая стойкость/допустимое время, кА/с	Полное время включения (для КЗ), отключения для ОД, с	Привод
Короткозамыкатели						
КРН-35	35	—	42	12.5/4	0.1..0.15	ПРК-1У1
КЗ-110	110	—	51	12.5/3	0.14	ПРК-1У1
КЗ-220	220	—	51	12.5/3	0.25	ПРК-1У1
Отделители						
ОД-35	35	630	80	12.5/3	0.5	ПРО-1У1
ОД-110	110	1000	80	31.5/3	0.38..0.45	ПРО-1У1
ОД-220	220	1000	80	31.5/3	0.5	ПРО-1У1

Таблица П20. Основные технические данные короткозамыкателей и отделителей

442

Таблица П21. Технические характеристики некоторых предохранителей на 6-10 кВ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток отключения, кА
1	2	3	4
ПКТ102-6	6	31.5; 40; 50 80	31.5 20
ПКТ102-10	10 10	31.5; 40 50	31.5 12.5
ПКТ103-6	6	100 160	31.5 20
ПКТ103-10	10 10	80 100	20 12.5
ПКТ 104-6	6 6	200 315	31.5 20
ПКТ104-10	10 10	160 200	20 12.5
ПКН001-10	10	—	—

Таблица П22. Технические данные некоторых типов трансформаторов тока на напряжение 10 кВ для внутренней установки

Тип	Номинальный первичный ток, А	Исполнение сердечника	Кратность стойкости		Нагрузка измерительной обмотки, ВА
			электродинамической	термической односекундной	
ТПЛ10	30-200	0.5/10Р 10Р/10Р	250	90	10
	300		175	90	
	400		165	70	
ТПОЛ10	600, 800	0.5/10Р 10Р/10Р	81	65	10
	1000		69	65	
	1500		45	65	
ТПШЛ10	2000-5000	0.5/Д	—	70	20

Таблица П23. Технические данные некоторых типов трансформаторов напряжения 6-10 кВ

Тип	Номинальное напряжение		Номинальная мощность в классе точности, ВА			Максимальная мощность, ВА
	ВН, кВ	НН, В	0.5	1	3	
НОЛ-08	6 10	100 100	50 75	75 150	200 300	400 630
НОМ-10-66	10	100	75	150	300	630
НТМИ-10-66	10	100	120	200	500	960

Таблица П24. Основные технические данные некоторых ячеек КРУ

Показатели	Шкафы серии		
	КРУ2-10Э КРУ2-10П	К-ХП/80	КР-10/500
Номинальное напряжение, кВ	До 10	До 10	До 11
Номинальный ток, А	630, 1000 1600, 2000 2750	630, 1000 1500	630, 1000 1250, 3200
Отключаемая мощность, МВА	350	350	500
Динамическая стойкость, кА	52	80	75
Термическая стойкость, кА	14	20	29
Тип выключателя	ВЭМ-10Э ВМПЭ-10	ВМП-10-31.5	ВМП-10/500
Тип привода	ПЭ-11 ПЭВ-11 ПП-67	ПЭ-11, ПП-67	ПЭВ-11А

Литература

1. Правила устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий (СН-174-75). М.: Стройиздат, 1976.
3. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий // Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. М.: Тяжпромэлектропроект, 1993. №2. С. 24—53.
4. Синягин Н.Н., Афанасьев Н.А., Новиков С.А. Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики. М.: Энергоатомиздат, 1984.
5. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. М.: Энергия, 1974.
6. Электротехнический справочник / Под ред. В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского, В.А. Лабунцова и др. М.: Энергоатомиздат, 1985. Т. 1—3.
7. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987.
8. Маргулова Т.Х., Подушко Л.А. Атомные электрические станции. М.: Энергоатомиздат, 1982.
9. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1989.
10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. М.: Энергоатомиздат, 1986.
11. Электромонтажные устройства и изделия: Справочник / Главэлектромонтаж. М.: Энергоатомиздат, 1988.
12. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. В.И. Круповича и др. М.: Энергоиздат, 1981.
13. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. М.: Энергоатомиздат, 1990.
14. Указания по расчету электрических нагрузок: Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. 1992. №7-8. С. 4—27.
15. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Под ред. Г.М. Кнорринга. Л.: Энергия, 1976.
16. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94. М.: Энергоатомиздат, 1995.
17. Белоруссов Н.И. и др. Электрические кабели, провода и шнуры: Справочник. М.: Энергоатомиздат, 1987.
18. ГОСТ 13109-87. Электрическая энергия: Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения. М.: Изд-во стандартов, 1988.
19. Строительные нормы и правила: Естественное и искусственное освещение. СНиП 23=05-95. М.: Информрекламиздат, 1995.
20. Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий. СН 357-77. М.: Стройиздат, 1977.
21. Волчков К.К., Козлов В.А. Эксплуатация сооружений городской электрической сети. Л.: Энергия, 1979.
22. Анастасиев П.Ф., Фролов Ю.А. Линии электропередачи до 10 кВ промышленных предприятий. М.: Энергия, 1980.
23. Единые технические указания по применению электрических кабелей. М.: Минэнерго СССР, 1977.
24. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М.: Изд-во стандартов, 1987.
25. Методические указания по выбору мощности силовых трансформаторов 10/0,4 кВ. Белэнергосетьпроект, Мн.: 1994.
26. Основы построения промышленных электрических сетей / Каялов Г.М., Каждан А.Э. и др.; Под ред. Г.М. Каялова. М.: Энергия, 1978.
27. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1984.
28. Семчинов А.М. Токопроводы промышленных предприятий. Л.: Энергоиздат, 1982.
29. Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1985.
30. ГОСТ 23875-88. Качество электрической энергии. Термины и определения. М.: Изд-во стандартов, 1988.
31. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М.: Энергия, 1970.
32. Ульянов С.А. Сборник задач по электромагнитным переходным процессам в электрических системах. М.: Энергия, 1968.
33. Инструкция по выполнению сетей заземления в электрических установках СН 102-65 / Госстрой СССР. М., 1974.

34. Найфельд М.Р. Заземление, защитные меры электробезопасности. М.: Энергия, 1975.
35. Долин П.А. Действие электрического тока на человека и первая помощь пострадавшему. М.: Энергия, 1972.
36. Спеваков П.И. Проверка на автоматическое отключение линий в сетях до 1000 В. М.: Энергия, 1971.
37. Равикович И.Д. Техника безопасности в передвижных электроустановках. М.: Энергия, 1971.
38. Андреев В.А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения. М.: Высшая школа, 1989.
39. Гельфанд Н.С. Релейная защита распределительных сетей. М.: Энергоатомиздат, 1987.
40. Корогодский В.И., Кужиков С.Л., Паперно Л.Б. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ. М.: Энергоатомиздат, 1987.
41. Кривенков В.В., Новелла В.Н. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. М.: Энергия, 1981.
42. Руководящие указания по релейной защите. М., 1985. Вып. 1-14, 1962-1985.
43. Чернобровов Н.В. Релейная защита. М.: Энергия, 1974.
44. Федосеев А.Н. Релейная защита электрических систем. М.: Энергия, 1976.
45. Авербух А.И. Релейная защита в задачах с решениями и примерами. М.: Энергия, 1975.
46. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматика распределительных сетей. М.: Энергоатомиздат, 1985.
47. Техника высоких напряжений / Под ред. Д.В. Разевига. М.: Энергия, 1976.
48. Тиняков Н.А., Степанчук К.Ф. Техника высоких напряжений. Минск, 1971.
49. Долгинов А.И. Техника высоких напряжений в электроэнергетике. М.: Энергия, 1968.
50. Стефанов К.С. Техника высоких напряжений. Л.: Энергия, 1967.
51. Бабинов М.А. и др. Техника высоких напряжений. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1963.

Оглавление

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ	5
ВВЕДЕНИЕ	8
Глава 1. Общие сведения о системах электроснабжения	11
1.1. Понятия о системах электроснабжения и потребителей электроэнергии	11
1.2. Электрические станции и их типы	15
1.2.1 Тепловые электрические станции	15
1.2.2. Электрические станции на основе возобновляемых источников энергии.	23
1.3. Номинальные напряжения и режим нейтрали сети	24
1.4. Структура передачи электроэнергии к электроприемникам	29
Глава 2. Внутреннее электроснабжение цехов промышленных предприятий и гражданских зданий	34
2.1. Общая характеристика приемников электроэнергии	34
2.1.1. Номинальная мощность	35
2.1.2. Род тока	36
2.1.3. Напряжение	36
2.1.4. Частота тока	37
2.1.5. Режим работы	37
2.1.6. Степень бесперебойности электроснабжения	40
2.1.7. Удельный расход электроэнергии	41
2.2. Назначение электрических сетей напряжением до 1 кВ и требования к ним	42
2.3. Устройство и конструктивное выполнение электрических сетей	43
2.4. Элементы электрических сетей	47
2.4.1. Провода и кабели	47
2.4.2. Шинопроводы	49
2.4.3. Распределительные устройства	50
2.4.4. Предохранители и автоматические выключатели	53
2.4.5. Контактторы и магнитные пускатели	60
2.5. Схемы электрических сетей	62
2.5.1. Радиальные схемы	63

2.5.2. Магистральные схемы	64
2.6. Электрические нагрузки	66
2.6.1. Графики электрических нагрузок и их физические величины и безразмерные показатели	66
2.6.2. Методы определения расчетных нагрузок	75
2.7. Выбор проводов, кабелей и шинопроводов	90
2.7.1. Выбор сечения проводов и кабелей по допустимому нагреву	91
2.7.2. Выбор магистральных и распределительных шинопроводов по допустимому нагреву.	96
2.7.3. Расчет электрических сетей по потере напряжения	97
2.7.4. Выполнение и расчет осветительных сетей.	108
2.7.5. Расчет троллейных линий.	116
2.8. Защита электрических сетей и электроприемников от анормальных режимов	119
2.8.1. Условия выбора плавких вставок предохранителей	122
2.8.2. Условия выбора расцепителей автоматических выключателей	124
2.8.3. Условия выбора тепловых реле магнитных пускателей	125
Глава 3. Электрические сети промышленных предприятий и городов	126
3.1. Назначение и основные принципы построения электрических сетей.	126
3.2. Схемы электроснабжения.	127
3.2.1. Внешнее электроснабжение промышленных предприятий.	128
3.2.2. Внутривзаводское электроснабжение.	130
3.2.3. Электроснабжение городов.	134
3.3. Подстанции промышленных предприятий и городской электрической сети.	136
3.3.1. Подстанции с первичным высшим напряжением 35—220 кВ	138
3.3.2. Трансформаторные подстанции 6—10/0,4 кВ.	148
3.4. Основное оборудование подстанций.	159
3.4.1. Силовые трансформаторы.	159
3.4.2. Выключатели высокого напряжения.	163

3.4.3. Разъединители.	171
3.4.4. Короткозамыкатели и отделители.	173
3.4.5. Высоковольтные предохранители.	177
3.4.6. Токоограничивающие реакторы.	179
3.4.7. Шины и изоляторы.	181
3.4.8. Трансформаторы тока и напряжения.	182
3.4.9. Ячейки КСО и КРУ.	188
3.5. Линии электропередачи и токопроводы напряжением выше 1 кВ.	195
3.5.1. Кабельная линия.	195
3.5.2. Воздушные линии электропередач.	200
3.5.3. Токопроводы.	203
3.6. Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции	204
3.7. Выбор места расположения подстанций.	214
3.8. Выбор токоведущих частей и аппаратов напряжением выше 1 кВ.	220
3.8.1. Расчетные условия продолжительного режима	220
3.8.2. Выбор проводников.	222
3.8.3. Выбор электрических аппаратов	232
Глава 4. Качество электроэнергии и компенсация реактивной мощности в электрических сетях.	235
4.1. Показатели и средства улучшения качества электроэнергии.	235
4.1.1. Отклонение напряжения.	235
4.1.2. Колебание напряжения.	238
4.1.3. Несимметрия напряжения.	241
4.1.4. Несинусоидальность формы кривой напряжений и токов	242
4.1.5. Отклонение частоты	244
4.2. Реактивная мощность и способы ее компенсации.	244
4.3. Расчет мощности батарей конденсаторов и схемы их присоединения.	247
Глава 5. Короткие замыкания в системах электроснабжения.	255
5.1. Основные положения расчета токов короткого замыкания.	255
5.1.1. Основные определения.	255

5.1.2. Причины возникновения и последствия КЗ	256
5.1.3. Виды КЗ в трехфазных системах	258
5.1.4. Общая характеристика переходного режима КЗ	260
5.1.5. Назначение расчетов	261
5.1.6. Основные допущения, принимаемые при расчетах	262
5.1.7. Порядок определения токов КЗ	263
5.1.8. Выбор расчетных условий	
5.1.9. Определение параметров элементов расчетной схемы	266
5.1.10. Приведение сопротивлений элементов схем к базисным условиям	268
5.1.11. Система относительных единиц	272
5.1.12. Преобразование схем замещения	
5.2. Особенности расчета тока КЗ в электроустановках до 1 кВ	277
5.3. Воздействие токов короткого замыкания	280
5.3.1. Электродинамическое действие токов КЗ	282
5.3.2. Термическое действие токов КЗ	283
5.3.3. Ограничение токов короткого замыкания	
Глава 6. Электробезопасность	286
6.1. Воздействие электрического тока на человека	286
6.2. Защитные меры электробезопасности. Защитные средства	288
6.2.1. Заземление	288
6.2.2. Зануление	289
6.2.3. Растекание тока в земле. Выравнивание потенциалов	289
6.2.4. Малые напряжения	294
6.2.5. Изоляция	295
6.2.6. Защитное отключение	295
6.2.7. Разделительные трансформаторы	296
6.2.8. Ограждения	297
6.2.9. Защитные средства	298
6.3. Выполнение заземляющих устройств	298
6.3.1. Область применения заземления и зануления	298
6.3.2. Электрофизические свойства грунта	300

6.3.3. Сопротивление заземляющих устройств и заземлителей	302
6.3.4. Устройство заземлителей	305
6.3.5. Выбор проводников для заземлений и занулений	306
6.3.6. Выполнение заземления и зануления	308
6.3.7. Заземление переносного электрооборудования	311
6.4. Расчет заземляющего устройства	313
Глава 7. Релейная защита и автоматизация систем Электроснабжения	316
7.1. Назначение и требования к релейной защите	316
7.2. Основные типы и принцип действия реле	318
7.2.1. Электромагнитные измерительные реле	318
7.2.2. Электромагнитные вспомогательные реле	328
7.2.3. Реле на интегральных микросхемах	333
7.3. Трансформаторы тока и напряжения в схемах релейной защиты	337
7.3.1. Схемы соединения трансформаторов тока	337
7.3.2. Схемы соединения трансформаторов напряжения	337
7.4. Токовые защиты ЛЭП	341
7.4.1. Максимальная токовая защита ЛЭП с независимой выдержкой времени МТЗ	341
7.4.2. Максимальная токовая защита линий с зависимой выдержкой времени	344
7.4.3. Токовая отсечка на линиях с односторонним питанием	346
7.4.4. Максимальная токовая направленная защита линии с двухсторонним питанием	348
7.4.5. Защита от КЗ на землю в сетях с заземленной нейтралью	350
7.5. Защита генераторов	351
7.5.1. Повреждения и ненормальные режимы генераторов	351
7.5.2. Продольная дифференциальная защита	352
7.5.3. Защита от замыканий между витками одной фазы	354
7.5.4. Защита от токов внешних КЗ и от токов перегрузки	355
7.6. Защита трансформаторов	358

7.6.1. Повреждения и ненормальные режимы.	358
7.6.2. Дифференциальная защита.	358
7.6.3. Токовая отсечка.	362
7.6.4. Защита от внешних КЗ.	362
7.6.5. Защита от перегрузки.	363
7.6.6. Защита от замыканий на землю.	364
7.6.7. Газовая защита.	365
7.7. Защита электродвигателей.	367
7.7.1. Повреждения и ненормальные режимы электродвигателей.	367
7.7.2. Защита асинхронных электродвигателей напряжением выше 1кВ.	368
7.7.3. Защита двигателей до 1 кВ от перегрузки и от потери питания.	371
7.8. Автоматизация электрических систем.	374
7.8.1. Назначение и объем автоматизации.	374
7.8.2. Автоматическая синхронизация генераторов.	375
7.8.3. Автоматическая частотная разгрузка.	376
7.8.4. Автоматическое повторное включение.	378
7.8.5. Автоматическое включение резервного питания	379
7.9. Системы измерения, контроля, сигнализации и управления Источники их питания.	382
7.9.1. Назначение.	382
7.9.2. Щиты управления.	385
7.9.3. Контрольно-измерительная аппаратура.	387
7.9.4. Дистанционное управление выключателями и разъединителями.	388
7.9.5. Системы сигнализации.	391
7.9.6. Монтаж и маркировка вторичных цепей.	393
7.9.7. Установки оперативного тока.	394
7.9.8. Источники и схемы постоянного оперативного тока.	395
7.9.9. Источники и схемы переменного оперативного тока.	397
7.9.10. Источники и схемы выпрямленного оперативного тока.	402

Глава 8. Защита электрических установок от перенапряжений	408
8.1. Общие сведения.	408
8.2. Внутренние перенапряжения.	411
8.3. Грозовые перенапряжения.	412
8.4. Защита электроустановок от прямых ударов молнии	412
8.5. Защита электроустановок от перенапряжений.	415
8.6. Защита подстанций от грозовых перенапряжений, набегающих с ЛЭП.	420
8.7. Защита от внутренних перенапряжений.	423
Приложения	426
Литература	446

