

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение
«Петуховский техникум механизации и электрификации сельского хозяйства»

Бутенко Е.В.

МДК 02.01 ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ АПК

конспект лекций для студентов СПО, обучающихся по специальности
35.02.08 Электротехнические системы в агропромышленном комплексе (АПК)

Петухово
2024

МДК 02.01 Энергоснабжение предприятий АПК Конспект лекций для студентов СПО, обучающихся по специальности 35.02.08 Электротехнические системы в агропромышленном комплексе (АПК) / Е.В.Бутенко .- Петухово, 2024.- количество с. 108.

Автор - составитель: Бутенко Е.В., преподаватель ФГБПОУ «Петуховский техникум механизации и электрификации сельского хозяйства»

Пособие рекомендовано для студентов, обучающихся в ФГБПОУ «Петуховский техникум механизации и электрификации сельского хозяйства» по специальности 35.02.08 Электротехнические системы в агропромышленном комплексе (АПК).

В пособии приведены в кратком изложении основные теоретические сведения по темам, изучаемым в курсе **МДК 02.01 Энергоснабжение предприятий АПК**, а также вопросы для самоконтроля для закрепления изученного. Пособие может быть использовано студентами при подготовке к учебным занятиям, для повторения и систематизации изученного материала при подготовке к экзаменам, а также для самостоятельного освоения дисциплины или ее части.

©Е.В.Бутенко, 2024
© Петуховский техникум
механизации и электрификации
сельского хозяйства, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ЦЕЛИ ПОСОБИЯ	4
ТЕМА 1.1. СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕ, ПЕРЕДАЧЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	6
ТЕМА 1.2. МЕСТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ	12
ТЕМА 1.3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	16
ТЕМА 1.4 РАСЧЕТ РАЗОМКНУТЫХ СЕТЕЙ	21
ТЕМА 1.5. РАСЧЕТ ЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ	27
ТЕМА 1.6 МОНТАЖ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ	30
ТЕМА 1.7 МОНТАЖ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	47
ТЕМА 1.8 КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ	71
ТЕМА 1.9 ОСНОВЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ	83
ТЕМА 1.10 ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА	101
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ	106

ВВЕДЕНИЕ

МДК 02.01 «Энергоснабжение предприятий АПК» является частью освоения программы подготовки специалистов среднего звена по специальности 35.02.08 «Электротехнические системы в агропромышленном комплексе (АПК)».

Рабочим учебным планом специальности Петуховского филиала отведено для этого 120 ч. занятий.

Данное учебное пособие представляет собой теоретический материал по курсу «Энергоснабжение предприятий АПК».

Пособие составлено в соответствии с ФГОС СПО, рабочим учебным планом специальности, учебной программой ПМ.

Пособие предназначено для студентов средних профессиональных учебных заведений всех форм обучения. Его цель – помочь обучающимся в освоении профессионального модуля, представив полный курс, составляющий содержание теоретических основ электроснабжения сельского хозяйства.

В условиях отсутствия учебников по ПМ02 «Энергоснабжение сельскохозяйственных предприятий» согласно ФГОС СПО данное учебное пособие может быть полезно и для преподавателей, ведущих данную дисциплину как начинающих свою педагогическую деятельность, так и имеющих стаж работы.

ЦЕЛИ ПОСОБИЯ

Основная цель данного пособия – помочь студентам освоить программу ПМ02 для формирования вида профессиональной деятельности (ВПД): **Энергоснабжение сельскохозяйственных предприятий** и соответствующих профессиональных компетенций (ПК):

1. Организовывать работы по бесперебойному энергоснабжению сельскохозяйственного предприятия
2. Планировать основные показатели в области обеспечения работоспособности электрического хозяйства сельскохозяйственных потребителей, автоматизированных и роботизированных систем

С целью овладения указанным видом профессиональной деятельности и соответствующими профессиональными компетенциями обучающийся в ходе освоения профессионального модуля должен:

приобрести практический опыт:

- участия в монтаже воздушных линий электропередач и трансформаторных подстанций;
- технического обслуживания систем электроснабжения сельскохозяйственных предприятий;
- организации сбора и обработки информации от регуляторов энергорынков, рынка системных услуг, инфраструктурных организаций;
- организации анализа фактического объема потребления электроэнергии, сравнения с прогнозным балансом;
- организации работы коллективов и групп исполнителей для решения профессиональных задач;
- формирования и актуализации базы данных по потенциальным потребителям;
- анализа динамики потребления электроэнергии и мощности и внесения корректив в расчетные величины потребления электроэнергии и мощности;

уметь:

- рассчитывать нагрузки и потери энергии в электрических сетях;
- рассчитывать разомкнутые и замкнутые сети, токи короткого замыкания, заземляющие устройства;
- безопасно выполнять монтажные работы, в том числе на высоте;
- готовить исходные данные для проведения анализа потребления электрической энергии и мощности;
- соблюдать требования охраны труда, производственной санитарии и пожарной

безопасности;

-формировать систему качественных и количественных показателей по потреблению электрической энергии и мощности;

-обрабатывать массивы статистических данных, экономических показателей в соответствии с поставленной задачей, анализировать, интерпретировать, оценивать полученные результаты и обосновывать выводы;

знать:

- сведения о производстве, передаче и распределении электрической энергии;

- технические характеристики проводов, кабелей и методику их выбора для внутренних проводок и кабельных линий;

- методику выбора схем типовых районных и потребительских трансформаторных подстанций, схем защиты высоковольтных и низковольтных линий;

- правила утилизации и ликвидации отходов электрического хозяйства;

-методы прогнозирования энергопотребления, рынка электрической энергии, исследования и анализа результатов энергосбытовой деятельности;

-основные технологические процессы производства, распределения, передачи и сбыта энергии, мощности генерирующих и передающих установок энергетических организаций;

-структуру электропотребления по обслуживаемым потребителям, величине присоединенной мощности и уровням напряжения присоединенных к передающей сети приемников электрической энергии.

ТЕМА 1.1. СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕ, ПЕРЕДАЧЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

1 Особенности энергетического производства

Производство и потребление электрической энергии – это единый технологический процесс, существенными особенностями которого являются, во – первых, наличие электрической связи между источником и приемником электроэнергии, во – вторых, технологическое единство во времени производства и потребления электроэнергии и, в – третьих, невозможность создания запасов энергии в системах.

Между источником электрической энергии – генератором и потребителем – приемником всегда существует непосредственная электрическая связь. Она осуществляется проводами из хорошо проводящих электрический ток материалов и позволяет передавать электрическую энергию на весьма большие расстояния. Дальность передачи ограничивается только целесообразностью тех или иных допустимых потерь электроэнергии, которые возрастают пропорционально расстоянию между источником и приемником. Проводная связь может быть разветвленной, что позволяет одному источнику питать большое число приемников энергии.

В каждый момент времени вырабатывается ровно столько электроэнергии, сколько ее и потребляется. Этот закон никогда не может быть нарушен, так как он является следствием основного закона природы - закона сохранения энергии. В случае, если потребитель требует энергии больше той, на которую рассчитан генератор, то последний перегружается. Повышение мощности генератора ограничено, во – первых, параметрами самого генератора, а, во – вторых, мощностью турбины, которая его вращает. Чрезмерные требования потребителя, превышающие возможности агрегата генератор – турбина, остаются неудовлетворенными. Если же потребитель требует меньшую мощность, то генератор соответственно уменьшает ее, сохраняя неизменными основные параметры электроэнергии – частоту и напряжение – с помощью специальных автоматических устройств.

В системах электроснабжения электрическая энергия есть только тогда, когда она вырабатывается. Электроэнергия нигде не запасается и не складывается, так как в системах еще нет мощных аккумуляторных устройств, позволяющих накапливать значительные количества электроэнергии.

2 Структура электрических сетей и систем

Сети электроснабжения – это особые инженерные системы, включающие в себя комплекс различного оборудования, предназначенного для передачи электроэнергии потребителям. Важнейшими элементами любой системы электроснабжения считаются линии электропередач, а также набор распределительных устройств и электрические подстанции, относящиеся к хозяйству эксплуатирующей компании. В определенных ситуациях, и источники электрического снабжения, и потребители электрической энергии считаются элементами сетей электроснабжения. Обычно сеть разделяется на определенные участки, для которых характерны различные номиналы напряжения.

Сеть может обладать сложной структурой, которая обусловлена территориальным расположением источников, потребителей, требованиями надежности и иными соображениями. Для соединения подстанций в сети существуют линии электропередач, которые могут быть двойными (двухцепными) и одинарными. Они также могут иметь отпайки (ответвления). Как правило, к подстанциям подходит несколько линий. В самих подстанциях осуществляется преобразование напряжения, а также распределение потоков электрической энергии среди подходящих линий. Чтобы соединять линии с оборудованием внутри подстанций применяют различные типы электрических коммутационных аппаратов.

Структура электросети при помощи переключения коммутационных аппаратов может динамически меняться.

Чтобы наглядно представлять структуру сети применяют специальное начертание схемы электрических цепей. На этих схемах отображают линии, системы шин и секции, трансформаторы, коммутационные аппараты, устройства защиты.

Все существующие сети электроснабжения можно разделить на отдельные типы по областям применения, роду тока и масштабным признакам.

По назначению электросети делятся на 4 основных типа:

системы общего назначения, предназначенные для обеспечения электрической энергией жилых сооружений, а также промышленных, административных и сельскохозяйственных объектов;

электрические системы автономного типа, которые используются для обеспечения энергией автономных и мобильных объектов, в том числе: судов, самолетов, транспортных средств и автономных станций;

системы для технологических сооружений, необходимые для подачи электричества на специальные производственные предприятия и другие инженерные системы;

контактные сети, основной направленностью которых является передача электрической энергии на движущиеся потребители, к примеру, на трамваи и локомотивы.

По масштабным признакам и размерам электрические системы разделяются на следующие виды:

Магистральные линии электроснабжения – электрические системы, которые связывают отдельные страны и регионы, включая их крупнейшие центры потребления и источники электроэнергии. Для таких систем характерен сверхвысокий уровень напряжения и значительные потоки мощности.

Региональные электрические системы – системы в масштабах области или отдельного региона, которые питаются от магистральных электросетей и собственных местных источников. Региональные сети необходимы для обеспечения электроэнергией крупных потребителей – районов, городов и крупнейших производственных предприятий. Для таких систем характерен высокий и средний уровень напряжения и большие мощности, которые могут выражаться в гигаваттах и сотнях мегаватт.

Распределительные и районные системы, получающие питание от региональных источников. В большинстве случаев, районные сети не имеют собственных источников электричества, они предназначены для обслуживания мелких и средних потребителей, к примеру, поселков, предприятий, кварталов и т.д. Для этих сетей характерен низкий и средний уровень напряжения.

Внутренние электрические системы. Такие сети предназначены для распределения электрической энергии на небольших расстояниях, в пределах одного квартала или района. Внутренние системы иногда имеют собственные источники, но обычно имеют не больше двух точек питания.

Системы нижнего уровня. Это электрические сети отдельных сооружений и даже помещений. Часто рассматриваются совместно с внутренними электрическими системами. К таким сетям относятся, к примеру, проекты электроснабжения офисов, частных домов и квартир.

По роду тока электрические сети можно разделить на сети с переменным трехфазным, переменным однофазным и постоянным током.

Переменный трехфазный тип характерен для большей части существующих магистральных, региональных и районных систем. Однофазная проводка обычно используется в бытовых электрических системах конечных потребителей. Постоянный ток используется только в контактных системах, к примеру, в системах автономного электрического снабжения.

Электрическая система — это часть энергетической системы, которая состоит из электрических установок и сетей, связанных общностью режима функционирования и непрерывностью распределения и производства электроэнергии.

Элементами электрической системы являются электрические сети, генераторы, приемники электроэнергии, распределительные устройства, мастерские, производственные предприятия, лаборатории, а также подъемно-транспортные средства, которые используются для работ, связанных с эксплуатацией элементов системы. Электрическая система является сложным объектом. Эти сложности обусловлены следующими аспектами:

Существенный объем работ, связанных с ремонтно-эксплуатационным обслуживанием большого количества оборудования.

Зависимость режимов работы системы и ее составляющих от случайных факторов, к которым относятся режим работы энергетической системы, потребители и погодные условия.

Значительная удаленность объектов электрической системы друг от друга.

Большое разнообразие функциональных устройств и систем, осуществляющих производство электрической энергии; регулирование, управление и контроль, а, следовательно, существование необходимости их постоянного и четкого взаимодействия.

Относительно быстрое протекание процессов, которые связаны с отказом различных составляющих одной технологической цепочки.

Высокая степень опасности электрического тока для сотрудников и окружающей среды.

Постоянное совпадение по времени процессов передачи, выработки и потребления электрической энергии.

Непрерывность процесса выработки, передачи потребления электроэнергии, а, следовательно, необходимость непрерывного контроля данного процесса.

Электрическая система необходима для передачи, распределения и преобразования электрической энергии в соответствии с потребностями пользователей и возможностями электрических установок. Большинство действующих сегодня крупных источников энергии спроектированы и построены с применением мощных генераторов переменного тока. Практически все крупные потребители электрической энергии также адаптированы на подключение к источникам переменного тока.

В настоящее время применение переменного трехфазного тока считается действующим мировым стандартом производства, потребления и передачи электрической энергии. На территории Российской Федерации и в других странах Европы, промышленная частота тока составляет 50 герц.

3 Единая энергосистема РФ

Энергосистема Российской Федерации состоит из ЕЭС России (семь объединенных энергосистем (ОЭС) – ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга и Сибири) и территориально изолированных энергосистем (Чукотский автономный округ, Камчатский край, Сахалинская и Магаданская область, Норильско-Таймырский и Николаевский энергорайоны, энергосистемы северной части Республики Саха (Якутия)).

Единая энергетическая система России (ЕЭС России) состоит из 71 региональных энергосистем, которые, в свою очередь, образуют 7 объединенных энергетических систем: Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада. Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220-500 кВ и выше и работают в синхронном режиме (параллельно).

В электроэнергетический комплекс ЕЭС России входит 911 электростанций мощностью свыше 5 МВт каждая. На 1 января 2022 года общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 246 590,9 МВт.

В 2021 году введено 2 716,07 МВт новых генерирующих мощностей, выведено из эксплуатации 1 896,8 МВт неэффективного и устаревшего генерирующего оборудования.

Ежегодно все станции вырабатывают около одного триллиона кВт·ч электроэнергии. В 2021 году электростанции ЕЭС России выработали 1 114,55 млрд кВт·ч. (на 6,4% больше, чем в 2020). Потребление электроэнергии в 2021 году составило 1 090,44 млрд кВт·ч (на 5,5% больше, чем в 2020).

Сетевое хозяйство ЕЭС России насчитывает более 13 000 линий электропередачи класса напряжения 110 – 750 кВ общей протяженностью более 490 тыс.км и более 10 000 электрических подстанций 110–750 кВ.

Управление электроэнергетическими режимами 7 энергообъединений и энергосистем, расположенных на территории 81 субъекта Российской Федерации осуществляют филиалы АО «СО ЕЭС» — объединенные и региональные диспетчерские управления соответственно.

Параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Azerbaijan, Белоруссии, Грузии, Казахстана, Латвии, Литвы, Монголии и Эстонии, до февраля 2022 г. в синхронной зоне работала энергосистема Украины и через нее - энергосистема Молдавии. Через энергосистему Казахстана параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Центральной Азии - Киргизии и Узбекистана. По линиям переменного тока осуществлялся обмен электроэнергией с энергосистемой Абхазии и передача электроэнергии в энергосистему Южной Осетии.

От электросетей России, в том числе, через вставки постоянного тока, осуществляется передача электроэнергии в энергосистемы Китая, Норвегии и Финляндии.

Через устройство Выборгского преобразовательного комплекса совместно (несинхронно) с ЕЭС России работает энергосистема Финляндии, входящая в энергообъединение энергосистем Скандинавии НОРДЕЛ.

Кроме того, параллельно с энергосистемами Норвегии и Финляндии работают отдельные генераторы ГЭС Кольской и Ленинградской энергосистем, а также один из блоков Северо-Западной ТЭЦ.

АО «СО ЕЭС», являясь координатором параллельной работы энергосистем, обеспечивает регулирование частоты в энергообъединении стран – участниц синхронной зоны.

4 Оборудование системы электроснабжения

Для экономичной передачи и распределения электроэнергии требуется ее преобразование (повышение или понижение напряжения).

Электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электроэнергии, состоящая из трансформаторов, распределительных устройств, устройств управления и других вспомогательных сооружений, называется трансформаторной подстанцией. В сельских районах в основном используются районные трансформаторные подстанции (РТП), обеспечивающие понижение напряжения сети с 35...220 кВ, при котором передается электроэнергия от основного централизованного источника электроснабжения – энергосистемы, до 6...35 кВ (в первую очередь до 10 кВ) для распределения ее в районе, и потребительские подстанции (ТП), обеспечивающие понижение напряжения с 6...35 кВ до 0,38 кВ для распределения электроэнергии между потребителями и передачи ее токоприемникам.

Часть подстанции, предназначенная непосредственно для приема и распределения электроэнергии, содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, устройства защиты, автоматики и измерительные приборы, а также другую вспомогательную аппаратуру, называется распределительным устройством (РУ). Если все или основное оборудование РУ расположено на открытом воздухе, оно называется открытым (ОРУ), а при расположении оборудования в здании – закрытым распределительным устройством (ЗРУ). Для электроснабжения сельского хозяйства широко

используются комплектные трансформаторные подстанции (КТП) и распределительные устройства (КРУ), особенно для наружной установки (КРУН), поставляемые в собранном на заводе или полностью подготовленным для сборки виде. Комплектные РУ состоят из закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики. Комплектные ТП и РУ обеспечивают сокращение объемов и сроков проектирования и строительно – монтажных работ, экономию трудовых ресурсов, увеличение надежности работы и безопасности обслуживания. Используются также столбовые (мачтовые) трансформаторные подстанции на напряжение 6...10 / 0,38 кВ – открытые ТП, все оборудование которых установлено на конструкциях или на опорах ВЛ на высоте, не требующей ограждения подстанции.

В сельских электрических сетях применяют как однотрансформаторные, так и двухтрансформаторные подстанции в первую очередь напряжением 10 / 0,38 ; 35 / 10 , 110 / 10 , 110 / 35 / 10 кВ. Двухтрансформаторные подстанции обеспечивают более надежное электроснабжение потребителей.

5 Виды схем электроснабжения

Выбор схемы электроснабжения один из самых важных вопросов при проектировании новой системы электроснабжения или реконструкции старой. В состав схем должны входить элементы, пропускная способность которых соответствует расчетным условиям. Это требование относится к распределительным устройствам высокого напряжения, токопроводам, кабельным линиям и прочим элементам.

Схема распределительной сети должна строиться с соблюдением принципов приближения высокого напряжения к потребителям, раздельной работы трансформаторов и линии, отказа от холодного резерва, а также глубокого секционирования. Она должна быть удобной в эксплуатации, ремонтпригодной. Простой, и в ней должна быть предусмотрена возможность применения промышленных способов монтажа и использования комплектного оборудования. В процессе выбора необходимо учитывать перспективы развития объекта на ближайшие 8 – 10 лет. Существуют следующие виды схем распределительных сетей: магистральная, радиальная и смешанная.

На выбор той или иной схемы распределительной сети оказывают влияние такие факторы как расположение составляющих (цехов, кабинетов и т.д.) объекта, категория потребителей электроэнергии по надежности, режимы работы электрического оборудования объекта, которые определяются графиком нагрузки.

При радиальной схеме электроснабжение осуществляется линиями, у которых отсутствует распределение энергии по длине. К достоинствам таких линий относятся максимальная простота и то, что аварийное отключение радиальной линии никак не отражается на процессе электроснабжения других потребителей. К недостаткам можно отнести большой расход кабеля, что способствует увеличению конечной стоимости схемы.

По магистральным линиям осуществляется питание потребителей, которые имеют распределение энергии по длине. При использовании магистральной схемы целесообразно на некоторых линиях использовать силовые защитные выключатели для локализации поврежденного участка цепи и ограничения количества отключений. Наиболее актуальна магистральная схема распределения электроэнергии в отношении потребителей, которые расположены близко друг к другу и в одном направлении от ввода или распределительного пункта. Из минусов можно отметить низкую степень надежности, поскольку выход из строя магистрали приводит к отключению целого ряда потребителей. В связи с этим магистральное электроснабжение подходит только для питания потребителей второй и третьей категории надежности.

Также не стоит объединять в одну магистральную цепочку токоприемники разного технологического назначения. К примеру, электродвигатели станков совместно с нагревательными приборами или насосное оборудование совместно с осветительными приборами. То есть разные группы должны питаться от разных магистралей.

Смешанная схема представляет собой совокупность магистральных и радиальных линий.

6 Основы расчета электрических сетей

Решение технико-экономических задач в энергетике всегда основано на сравнении нескольких вариантов. Сначала намечаются приемлемые в техническом отношении варианты, а затем определяется, какой из них наиболее выгоден с экономической точки зрения. При таком подходе обеспечиваются правильные технические решения и экономия денежных средств. Это особенно важно при проектировании электрических сетей и подстанций, т.к. их сооружение и эксплуатация обходятся значительно дороже, чем все другие вместе взятые электроустановки и оборудование в сельской электрификации.

Себестоимость передачи электроэнергии (годовые эксплуатационные расходы) складываются из ряда составляющих:

- Стоимость потерь энергии в проводах электрической линии и в трансформаторах (эта величина зависит от годовых потерь энергии и от стоимости единицы потерь электроэнергии);
- Отчисления на амортизацию установки (эта величина зависит от срока службы линии и ее первоначальной стоимости, т.е. первоначальных капитальных затрат);
- Расходы на текущий ремонт линии;
- Зарплата линейных обходчиков, дежурных на подстанциях, инженерно – технических и административно – хозяйственных работников

Для оценки экономической эффективности различных вариантов принимают *расчетные приведенные затраты*:

$$З = C + \frac{E_n}{100} \times K_{л},$$

где C – сумма эксплуатационных расходов;

E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, который в энергетике составляет 12%;

$K_{л}$ – первоначальная стоимость линии.

При проектировании линии важно обеспечить такие условия, чтобы расчетные приведенные затраты на передачу электроэнергии были наименьшими. В значительной степени это зависит от выбранного сечения провода. В самом деле, значение, а значит, и стоимость потерь энергии уменьшаются с увеличением сечения проводов по закону гиперболы (рисунок 1); таким образом, с увеличением сечения резко снижается составляющая стоимости потерь.

Первоначальная стоимость линии с увеличением сечения проводов возрастает приблизительно по закону прямой линии. Следовательно, по этому же закону увеличиваются отчисления от первоначальной стоимости (на амортизацию и текущий ремонт).

Расходы на зарплату с изменением сечения практически не меняются, поэтому их не учитывают в дальнейшем рассуждении.

Таким образом, расчетные приведенные затраты на передачу электроэнергии без учета расхода на зарплату выражаются U – образной кривой. Минимум этой кривой соответствует наиболее выгодному, или, как его называют, экономическому, сечению проводов линии – $F_{эк}$.

Если провода линии имеют экономическое сечение, то расчетные приведенные затраты на передачу электроэнергии наименьшие и, следовательно, линия спроектирована наиболее правильно.

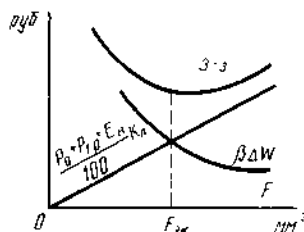


Рисунок 1 – Зависимость стоимости электроэнергии от сечений проводов

ТЕМА 1.2. МЕСТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

1 Особенности расчета местных сетей. Активное и индуктивное сопротивление линий

В сельских электрических сетях в качестве материала для проводов и токоведущих частей используют медь, алюминий и сталь. Медь применяют для изолированных проводов внутри помещений и только в отдельных, очень редких случаях (на побережье моря, в районе химических заводов) для воздушных линий. Алюминий используется как во внутренних проводках, так и в воздушных сетях.

Медь обладает высокой электрической проводимостью. Для применяемой в технике твердотянутой меди удельная проводимость $\gamma = 53 \cdot 10^6$ См/м. Механическая прочность меди также высока. Медные провода хорошо противостоят химическому воздействию различных веществ. Они отличаются тем, что, находясь в воздухе, покрываются тонкой пленкой окислов, которая защищает их от дальнейших разрушений.

Алюминий обладает меньшей проводимостью, чем медь. Для твердотянутого алюминия удельная проводимость $\gamma = 32 \cdot 10^6$ См/м. Он менее прочен, чем медь. Так же как и медь, алюминий не разрушается на открытом воздухе, покрываясь пленкой окислов.

Сталь обладает проводимостью значительно меньшей, чем медь и алюминий. К тому же ее проводимость зависит от силы проходящего по проводу переменного тока. При очень малом токе $\gamma = 7,5 \cdot 10^6$ См/м. Механическая прочность стальных проводов значительна. В отличие от проводов из цветных металлов стальные провода, окисляясь, покрываются ржавчиной, которая не защищает их от дальнейшего разрушения. Поэтому их изготавливают либо из оцинкованной проволоки, либо с присадкой меди 0,2 ... 0,4%.

Широко распространены *сталеалюминиевые* провода, в которых внутренние проволоки выполнены из стали, а наружные – из алюминия. Стальные проволоки несут механическую нагрузку, алюминиевые – электрическую и механическую. Применяются также *биметаллические* провода. В них стальную жилу электролитически покрывают толстым слоем меди или алюминия, что значительно повышает электропроводность провода.

В качестве изолирующих материалов применяются фарфор и стекло для изготовления изоляторов, полиэтилен для изготовления колпачков, поливинилхлорид, полиэтилен, резина для изоляции проводов и кабелей.

Изолированные провода служат для распределения электрической энергии в силовых и осветительных установках при стационарной прокладке их внутри помещений, по наружным стенам зданий и сооружений и при устройстве вводов в здания от воздушных распределительных сетей.

Изолированные провода с алюминиевыми жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$ и более для силовых сетей прокладывают открыто, в стальных трубах или в полутвердых трубках. В последнем случае используются специальные контактные зажимы.

Однопроволочные изолированные провода изготавливают сечением $1...10 \text{ мм}^2$. Их недостаток – жесткость, что в ряде случаев затрудняет монтаж и эксплуатацию.

Многопроволочные провода изготавливают сечением $1...500 \text{ мм}^2$ и более. В зависимости от сечения проволок они бывают обыкновенными и гибкими. В последних диаметр каждой отдельной проволоки меньше, а общее число проволок больше. Два гибких изолированных провода, скрученных вместе, называют шнуром.

Важным компонентом конструкции установочных проводов и шнуров является изоляция. Ее изготавливают из резины или полихлорвинилового пластиката. У проводов с резиновой изоляцией защитный покров выполняют в виде оплетки из волокнистых материалов (чаще хлопчатобумажной пряжи), который в необходимых случаях пропитывают противогнилостным составом. Вместо оплетки из хлопчатобумажной пряжи в настоящее время все чаще используют тонкий слой поливинилхлорида, толщиной $0,2...0,3 \text{ мм}$. Такой слой защищает резиновую изоляцию от воздействия света, повышает ее стойкость против химических воздействий и делает провода менее горючими. В марке провода наличие поливинилхлоридной оболочки обозначается буквой «В».

Провода маркируют буквами.

1. Материал жилы (А – алюминий, медь – буква опускается).

2. В обозначении провода – буква П – провод или ПП – плоский провод (2-х или 3-х жильный), в обозначении кабеля материал оболочки.

3. В обозначении провода и кабеля – материал изоляции жил: В или ВР – поливинилхлоридная (ПВХ), П – полиэтиленовая, Р – резиновая, Н или НР – найритовая (негорючая резина), Ф – фальцованная (металлическая) оболочка, К – капроновая, Л – лакированная, МЭ – эмалированная, О – оплетка из полиамидного шелка, Ш – изоляция из полиамидного шелка, С – из стекловолокна, Э – экранированная, Г – с гибкой жилой, Т – с несущим тросом. Резиновая изоляция провода может быть защищена оболочками: В – поливинилхлоридная, Н – найритовая. Буквы В и Н ставятся после обозначения материала изоляции провода.

В обозначении шнуров обязательно должна быть буква Ш.

ППВ 2х1,5-380 – провод медный, с ПВХ изоляцией, плоский, двухжильный, площадь сечения жилы 1,5 мм, на напряжение 380 В.

ВВГ – кабель с медными жилами, в ПВХ изоляции, в ПВХ оболочке, без защитного покрова, 4-жильный, с площадью сечения жилы 1,5 мм.

2 Нагрев проводников электрическим током. Определение предельных допустимых токов по нагреву

Количество теплоты, выделяющейся в проводнике при протекании по нему электрического тока, можно подсчитать по закону Джоуля – Ленца. При этом количество теплоты Q , выделяемой током I в проводнике, пропорционально квадрату силы тока, сопротивлению R проводника и времени t , в течение которого ток протекает по проводнику:

$$Q = I^2 \times R \times t$$

Выделяющаяся теплота идет на нагревание самого проводника, а когда его температура станет выше температуры окружающей среды, часть теплоты отводится в окружающую среду. Отдача теплоты в окружающую среду зависит от разности температур нагретого проводника и окружающей среды. В начале нагрева, когда температура проводника невелика, невелика и теплоотдача. С ростом температуры проводника теплоотдача в окружающую среду становится равной тому количеству

теплоты, которое выделяется в проводнике. Наступает тепловое равновесие, и температура проводника перестает изменяться, именно эта установившаяся температура и является критерием допустимости нагрева проводника.

Для неизолированных проводов воздушных линий и шин допустимая температура нагрева установлена 70°C (исходя из того, что контактные соединения не нарушаются).

Для изолированных проводов и кабелей предельно допустимая температура при длительном нагреве зависит от класса изоляции. Для проводов и кабелей с обычной резиновой изоляцией допустимая температура равна 55°C , а с изоляцией, выполненной из теплостойкой резины, 65°C . Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением до 3 кВ 80°C , напряжением 6 кВ – 65°C , напряжением 10 кВ – 60°C , а 20 и 35 кВ – 50°C . Провода с поливинилхлоридной изоляцией выдерживают длительно допустимую температуру 70°C .

Срок службы изоляции зависит от температуры, при которой она работает. При длительном воздействии высоких температур изоляция становится ломкой и хрупкой и теряет свои диэлектрические свойства, происходит ее старение, что неминуемо приводит к нарушению ее диэлектрических свойств и электрическому пробое. Поэтому изолированные провода и кабели должны рассчитываться таким образом, чтобы их температура не превышала допустимой, при которой гарантирован номинальный срок службы изоляции.

3 Выбор и проверка проводов и кабелей по нагреву

Согласно уравнению теплового баланса ток в проводе зависит от площади поперечного сечения и разности температур нагретого провода и окружающей среды.

По этой зависимости рассчитаны таблицы для проводов, кабелей и других токоведущих частей. Ток, приведенный в таблице, вызывает нагрев провода до допустимой температуры. Причем каждой площади поперечного сечения соответствует свое значение тока. Для открытой и защищенной прокладок в качестве начальной принята температура 25°C , а для кабелей, укладываемых в земле и в воде – 15°C . Токи и площади поперечного сечения, приведенные в таблицах, называют табличными ($I_{\text{табл}}$ и $S_{\text{табл}}$). Эти табличные значения соответствуют допустимым при тех температурах, на которые таблицы рассчитаны. Таблицы эти приведены в ПУЭ-7 (глава 1.3).

В практике выбора проводников по нагреву бывает два случая: или по известной площади сечения определяют допустимый ток, или по расчетному току определяют допустимую площадь сечения. При этом должно выполняться следующее условие:

$$I_{\text{табл}} \geq I_{\text{расч}}.$$

В практических расчетах часто приходится определять значение допустимого тока при температурах, отличающихся от тех, по которым составлены таблицы. При этом, чтобы найти значение допустимого тока, надо принять табличный ток при заданной площади поперечного сечения и умножить его на поправочный коэффициент $K_{\text{п}}$:

$$I_{\text{доп}} = K_{\text{п}} \times I_{\text{табл}}.$$

Значение поправочного коэффициента принимают согласно ПУЭ. Для проводов воздушных линий в качестве расчетной принимают температуру максимальную в данной местности, а для внутренних проводок – температура внутри помещения. Применяют этот коэффициент только в том случае, если температура среды значительно отличается от табличной, например, для районов Крайнего Севера, тропиков и т.д.

4 Выбор сечения проводников в сетях напряжением до 1000 В с учетом защитных аппаратов

После выбора защиты выбирается сечение провода в зависимости от вида защиты (от перегрузок или от коротких замыканий).

Если сеть защищается от перегрузок, то условие выбора:

$$I_{доп} \geq 1,25 \times I_{вст}$$

$$I_{доп} \geq 1,25 \times I_{н.расц}$$

Если нет необходимости защищать сети от перегрузок, защита осуществляется только от коротких замыканий, то условие выбора:

$$I_{доп} \geq 0,33 \times I_{вст}$$

$I_{доп} \geq 0,66 \times I_{н.расц}$ - при наличии теплового или комбинированного расцепителя,

$I_{доп} \geq 0,22 \times I_{эм.расц}$ - при наличии электромагнитного расцепителя.

Обязательно выполнить проверку: $I_{доп} \geq I_{раб}$.

Исходя из двух условий, по таблице выбирают табличное допустимое значение силы тока, а по нему сечение провода.

5 Защита электрооборудования от короткого замыкания и перегрузки

В электропроводках могут существовать режимы длительных токовых перегрузок, значительно отличающихся от значений допустимых токов. Эти перегрузки могут вызывать порчу изоляции проводов и кабелей, изоляция может нагреться настолько, что возникнет пожар, а во взрывоопасных помещениях – взрыв. Защита от перегрузки осуществляется предохранителями, а также расцепителями автоматов, поэтому необходимо уметь правильно выбирать номинальные токи плавких вставок предохранителей и расцепителей.

Под номинальным током плавкой вставки понимают ток, который может длительно проходить через нее, не вызывая расплавления или сильного нагрева.

Время перегорания плавкой вставки зависит от значения протекающего по ней тока. Это время определяется по специальным кривым, приводимым в справочной литературе.

Автоматические выключатели имеют специальные устройства, которые воздействуют на механизм свободного расцепления выключателей, и отключают их в том случае, когда ток в выключателе достигнет некоторого заранее определенного значения. Эти устройства называются расцепителями. *Расцепители представляют собой первичные реле прямого действия, так как они включаются непосредственно в первичную цепь и механически воздействуют на автомат.*

Расцепители бывают электромагнитные с выдержкой времени и без нее и тепловые, время действия которых зависит от силы тока.

Согласно ПУЭ от перегрузки защищают:

Любые сети во взрывоопасных помещениях;

Любые сети, выполненные проводами с горючей оболочкой, проложенные открыто;

Осветительные сети в коммунально – бытовых помещениях и зданиях;

Осветительные сети в пожароопасных помещениях.

6 Выбор плавких вставок предохранителей и автоматических выключателей

Плавкие предохранители выбирают по параметрам:

По номинальному напряжению $U_{номпр} = U_{номуст}$;

По силе предельно отключаемого тока предохранителя $I_{проткл} \geq I''$,

где $I_{проткл}$ - сила предельно отключаемого тока предохранителя;

I'' - сила сверхпереходного тока короткого замыкания в месте установки предохранителя;

По силе номинального тока плавкой вставки при соблюдении условий:

1-ое условие $I_{\epsilon} \geq K_n \times I_{p \max}$;

2-ое условие $I_{\epsilon} \geq \frac{I_{\max}}{\alpha}$;

где $I_{p \max}$ - сила максимального рабочего тока цепи, защищаемой предохранителем;

$I_{\max}$ - сила максимального тока цепи при включении электроприемников, у которых сила пусковых толков значительно превышают номинальную;

α - коэффициент, зависящий от пускового режима электродвигателей и типа плавкого предохранителя ($\alpha = 2,5$ при легком пуске, $\alpha = 1,6$ при тяжелом пуске);

K_n - коэффициент надежности ($K_n = 1 \dots 1,25$).

При защите предохранителем линии, к которой подключен один двигатель

$$I_{\max} = K_i \times I_n = I_{\text{пуск}}.$$

При защите предохранителями линии, к которой присоединено несколько электродвигателей по селективности защиты

$$I_{\max} = K_o \times \sum I_{p(n-1)} + I_{\text{пускнаиб}}.$$

По условию селективности, т.е. должна срабатывать ближайшая защита (ток вставки на вводе на 1...2 ступени должен быть больше, чем на отдельных ответвлениях)

После расчета выбирается стандартный ток плавкой вставки по наибольшему расчетному значению.

Автоматические выключатели выбирают по условиям:

По номинальному напряжению $U_{на} \geq U_{н.уст}$;

По силе номинального тока автомата $I_{н.а} \geq I_{н.уст}$;

По силе тока уставки теплового расцепителя автомата $I_{н.р} \geq K_n \times I_{p \max}$;

Проверка на несрабатывание электромагнитного расцепителя при протекании пусковых (максимальных) токов $I_{\text{эм.расц}} \geq 1,25 \times I_{\max}$;

По силе предельно отключаемого автоматом тока $I_{\text{предоткл}} \geq I_{к.з. \max}$.

ТЕМА 1.3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

1 Определение электрических нагрузок жилых домов, производственных и общественных потребителей

С течением времени по разным причинам непрерывно изменяются потребляемые электроприемниками активные и реактивные мощности. Отдельные приемники включаются и отключаются в соответствии с технологическим режимом работы предприятий, укладом жизни населения, изменением естественной освещенности. В зависимости от особенностей конкретного производства могут меняться механические нагрузки на валу электродвигателей. Наконец, изменяется число присоединенных к сети приемников и их мощности. Поэтому в каждый момент времени электрическая нагрузка представляет собой случайную или, точнее, неопределенную величину, значение которой теми или другими способами можно предсказать с достаточной для практических целей точностью.

В последние годы широко применяют вероятностно-статистические методы определения расчетных нагрузок. Реальный процесс изменения электрических нагрузок рассматривают как случайный процесс, в котором можно различить повторяющиеся суточные, недельные и годовые циклы. Расчет ведется с помощью простых

вероятностно-статистических моделей на основе многолетних экспериментальных исследований.

Мы рассмотрим более простой метод расчета нагрузок без применения ПЭВМ, предложенный Методическими указаниями по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38...110 кВ сельскохозяйственного назначения.

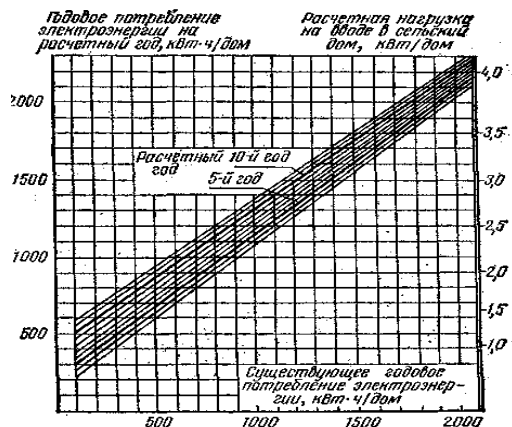


Рисунок 2 – График для определения перспективных удельных нагрузок на один дом (квартиру)

На вводе в сельский жилой дом удельную перспективную нагрузку и годовое потребление энергии определяют, исходя из существующего потребления электроэнергии, полученного при обследовании потребителей с использованием номограммы (рисунок 2).

С учетом времени разработки проекта (1 год) и строительства (1 год) перспективную нагрузку определяют по кривой для седьмого года. Если к расчетному году намечено газифицировать населенный пункт, полученную нагрузку снижают на 20%.

Расчетную нагрузку на вводе сельских домов с электроплитами принимают 6 кВт, а если еще есть водонагреватель – 7,5 кВт.

Нагрузку бытовых кондиционеров учитывают путем увеличения нагрузки на вводе в дом на 1 кВт.

При отсутствии сведений о потреблении электроэнергии и для вновь проектируемых населенных пунктов принимают расчетную нагрузку:

В населенных пунктах с преимущественно старой застройкой

С газификацией $P_{\text{вв}} = 1,5$ кВт;

Без газификации $P_{\text{вв}} = 1,8$ кВт;

В населенных пунктах с преимущественно новой застройкой

С газификацией $P_{\text{вв}} = 1,8$ кВт;

Без газификации $P_{\text{вв}} = 2,2$ кВт

Для вновь строящихся благоустроенных квартир

С газификацией $P_{\text{вв}} = 4$ кВт;

Без газификации $P_{\text{вв}} = 5$ кВт.

Дневная мощность жилого дома определяется по формуле:

$$P_{\text{дн}} = P'_{\text{вв}} \times K_{\text{у.дн}},$$

где $P'_{\text{вв}}$ - мощность ввода с перспективой развития на 7 лет, кВт;

$K_{\text{у.дн}} = 0,3 \dots 0,4$ – коэффициент участия в дневном максимуме.

Вечерняя мощность на вводе в жилой дом определяется по формуле:

$$P_{\text{веч}} = P'_{\text{вв}} \times K_{\text{у.веч}},$$

где $K_{у.веч} = 1$ – коэффициент участия в вечернем максимуме.

Полная дневная (вечерняя) мощность определяется по формуле:

$$S_{дн(веч)} = \frac{P_{дн(веч)}}{\cos \phi_{дн(веч)}},$$

где $\cos \phi_{дн(веч)}$ – коэффициент мощности дневной (вечерней), значения которого приведены в справочных данных.

Расчетные активные и реактивные нагрузки на вводах в общественные, коммунальные и производственные предприятия и помещения, участвующие в дневном и вечернем максимуме, а также установленная мощность приводятся в Методических указаниях по расчету сетей 0,38...110 кВ, там же приводятся коэффициенты сезона и режимные суточные графики нагрузки.

Расчетную нагрузку на вводах к потребителям, имеющим только электроосвещение и до трех силовых приемников, принимают как сумму их установленных мощностей.

Нагрузку освещения хозяйственных дворов принимают 3 Вт на 1 м периметра двора или 250 Вт на помещение.

2 Определение расчетных нагрузок на вводе к потребителю и места установки ТП

Для определения нагрузки в населенном пункте с целью определения числа ТП 10 / 0,4 кВ составляют таблицу, в которую вносятся все потребители населенного пункта. Вечернюю нагрузку определяют с учетом уличного освещения путем простого суммирования.

После расчета максимальной нагрузки в населенном пункте определяют приближенное число ТП 10 / 0,4 кВ для протяженных поселков:

$$N_{ТП} = 0,25 \times \sqrt{\frac{S_p \times L}{\Delta U \%}},$$

где S_p – наибольшая суммарная дневная (вечерняя) мощность, кВА;

L – ориентировочная длина населенного пункта, км;

$\Delta U \% = 8\%$ – допустимые потери напряжения, %.

Площадку для строительства ТП в соответствии с НТПС нужно выбирать на незаселенной местности, не затопляемой паводковыми водами, в центре нагрузок или вблизи от него, по возможности близко от населенного пункта, автодороги, железнодорожной станции. Площадка должна иметь по возможности инженерно-геологические условия, допускающие строительство без устройства дорогостоящих заземлений и фундаментов под оборудование и не вызывать большого объема планировочных работ.

Компоновка оборудования подстанции должна обеспечивать простые и удобные подходы и выходы ВЛ всех напряжений с минимальным числом пересечений и углов, удобные подъезды передвижных средств и механизмов для транспортировки и ремонта оборудования, возможность дальнейшего расширения подстанции, если это предусмотрено схемой перспективного развития.

Центр нагрузок определяют тем же способом, которым находят центр тяжести фигуры, используя аналогию между массами и электрическими нагрузками населенных пунктов и других потребителей в зоне электроснабжения от проектируемой подстанции. Координаты расчетного центра нагрузок определяют по формулам:

$$X_p = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} S_i \times X_i}{\sum_{i=1}^{i=n} S_i} ;$$

$$Y_p = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} S_i \times Y_i}{\sum_{i=1}^{i=n} S_i} ;$$

где S_i – расчетная мощность i -го потребителя, кВА;

X_i, Y_i – проекции S_i соответственно на осях X и Y ;

$\sum S_i$ – сумма расчетных мощностей всех потребителей в зоне электроснабжения от проектируемой подстанции.

Начало координат и координатные оси выбирают произвольно. Если центр нагрузок находится в пункте, не удовлетворяющем требованиям НТПС, то площадку для строительства подстанции намечают в ближайшем от центра нагрузок пункте.

3 Определение расчетных нагрузок по участкам воздушной линии с учетом коэффициента одновременности или по добавкам мощности

Подсчет электрических нагрузок в сетях 0,38 кВ производится путем суммирования расчетных нагрузок на вводах потребителей отдельно для дневного и вечернего максимума нагрузок.

Максимальную расчетную мощность на участках сетей определяют с учетом коэффициента одновременности, если суммируемые нагрузки не отличаются одна от другой более чем в 4 раза:

$$P_{\text{дн}} = k_o \times \sum P_{\text{дн},i}$$

$$P_{\text{веч}} = k_o \times \sum P_{\text{веч},i} ,$$

где P_i – суммируемые мощности отдельных потребителей, кВт;

k_o – коэффициент одновременности.

Если нагрузки потребителей отличаются более чем в 4 раза, то их суммируют с учетом надбавок:

$$P = P_{\text{наиб}} + \Delta P_{\text{наим}} ,$$

где $P_{\text{наиб}}$ – наибольшая из слагаемых мощностей, кВт;

$\Delta P_{\text{наим}}$ – надбавка от наименьшей мощности, кВт (табличное значение).

Значение полных мощностей на участках сети определяют по формуле:

$$S = \frac{P}{\cos \phi} .$$

4 Определение мощности потребительской подстанции

Мощность на шинах трансформаторной подстанции определяется суммированием мощностей отходящих линий табличным методом по формулам:

$$P_{\text{д}} = P_{\text{д НАИБ}} + \sum \Delta P_{\text{д}i}$$

$$P_{\text{в}} = P_{\text{в НАИБ}} + \sum \Delta P_{\text{в}i}$$

$$Q_{\text{д}} = Q_{\text{д НАИБ}} + \sum \Delta Q_{\text{д}i}$$

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{в НАИБ}} + \sum \Delta Q_{\text{в}i}$$

где $P_{\text{НАИБ}}$ ($Q_{\text{НАИБ}}$) – наибольшая активная (реактивная) из слагаемых мощностей;
 $\sum \Delta P_i (\sum \Delta Q_i)$ - сумма надбавок активных (реактивных) мощностей от наименьших значений.

Расчетная полная мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_D = \sqrt{P_D^2 + Q_D^2} \quad S_B = \sqrt{P_B^2 + Q_B^2}.$$

По наибольшему значению S_D или S_B выбирается номинальная мощность силового трансформатора по интервалам экономических нагрузок.

Интервалы экономических нагрузок рассчитаны для наиболее распространенных характерных видов нагрузок. К видам нагрузок относятся: коммунально-бытовые, производственные, смешанные. Производственные нагрузки в свою очередь имеют несколько видов. Согласно РУМ всевозможные потребители сгруппированы и имеют шифр

Таблица 4 - Некоторые характерные виды нагрузок подстанций 6...10/0,4 кВ сельскохозяйственного назначения

Шифр нагрузок	Характеристика потребителей
3.1	Производственные потребители, хоздвор, фермы КРС, свиноводческие и другие фермы, кузницы, мастерские, овощехранилища, холодильники, насосные станции, котельные
3.2	Коммунально-бытовые потребители, общественные предприятия в сочетании с жилыми домами
3.7	Со смешанной нагрузкой с преобладанием (более 60 %) производственных
3.8	Со смешанной нагрузкой с преобладанием (более 40 %) коммунально-бытовых потребителей.

Для каждого интервала нагрузки указана номинальная мощность трансформатора, которая обеспечивает минимум необходимых затрат. В таблице 5 приведен для примера экономический интервал нагрузок для зоны ОЭС Урала (I зона).

Таблица 5 – Экономический интервал нагрузки (кВА)
 для выбора номинальной мощности трансформатора напряжением 10/0,4 кВ,
 устанавливаемой в ОЭС Урала (I зона)

Шифр нагрузок	Номинальная мощность трансформатора, кВА							
	25	40	63	100	160	250	400	630
3.1.	До 45	46-85	86-125	126-160	161-320	321-355	356-620	621-830
3.2.	До 45	46-75	76-120	121-150	151-315	316-345	346-630	631-840
3.7.	До 50	51-85	86-115	116-150	151-295	296-330	331-565	566-755
3.8.	До 45	46-75	76-105	106-130	131-280	281-315	316-545	546-740

Пример 1: По заданным значениям мощностей отходящих линий:

Л1 $P_D=25$ кВт, $P_B=36$ кВт, $Q_D=10$ кВАр, $Q_B=20$ кВАр

Л2 $P_D=50$ кВт, $P_B=30$ кВт, $Q_D=6$ кВАр, $Q_B=10$ кВАр

Л3 $P_D=75$ кВт, $P_B=16$ кВт, $Q_D=1$ кВАр, $Q_B=2$ кВАр

определить расчетную нагрузку на шинах ТП 10/0,4 кВ и выбрать мощность силового трансформатора согласно РУМ.

1. Мощность на шинах трансформаторной подстанции определяется суммированием мощностей отходящих линий табличным методом по формулам:

$$P_D = P_{D_{НАИБ}} + \sum \Delta P_{Di} = 75 + \Delta 25 + \Delta 50 = 75 + 15,7 + 34 = 124,7 \text{ кВт}$$

$$P_B = P_{B_{НАИБ}} + \sum \Delta P_{Bi} = 36 + \Delta 30 + \Delta 16 = 36 + 19 + 9,8 = 64,8 \text{ кВт}$$

$$Q_D = Q_{D_{НАИБ}} + \sum \Delta Q_{Di} = 10 + \Delta 6 + \Delta 1 = 10 + 3,6 + 0,6 = 14,2 \text{ кВАр}$$

$$Q_B = Q_{B_{НАИБ}} + \sum \Delta Q_{Bi} = 20 + \Delta 10 + \Delta 2 = 20 + 6 + 1,2 = 27,2 \text{ кВАр}$$

2. Расчетная полная мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_D = \sqrt{P_D^2 + Q_D^2} = \sqrt{124,7^2 + 14,2^2} = 126 \text{ кВА}$$

$$S_B = \sqrt{P_B^2 + Q_B^2} = \sqrt{64,8^2 + 27,2^2} = 70 \text{ кВА}.$$

3. По наибольшему значению $S_D=126$ кВА, входящему в интервал 126...160, для производственных потребителей (шифр нагрузок 3.1) выбирается номинальная мощность силового трансформатора $S_{HT}=100$ кВА.

ТЕМА 1.4 РАСЧЕТ РАЗОМКНУТЫХ СЕТЕЙ

1 Влияние элементов электрических систем на отклонение напряжения

Электрическая нагрузка никогда не остается постоянной, меняясь в течение суток и года. Вследствие изменения нагрузки изменяется потеря напряжения в линии, а, следовательно, напряжение у потребителя. Постепенные изменения напряжения, вызываемые изменением нагрузки в течении суток и года, называются отклонениями напряжения в отличие от кратковременных понижений напряжения, происходящих, например, при пусках короткозамкнутых двигателей.

Отклонение напряжения – это алгебраическая разность между напряжением в данной точке при данном режиме и номинальным напряжением сети. Отклонение напряжения выражают в Вольтах и в процентах:

$$\delta U\% = \frac{U - U_n}{U_n} \times 100\%.$$

В действующих нормах установлено, что в сельских сетях напряжение на зажимах токоприемников не должно превышать больше чем на 5% и снижаться также больше чем на 5% от номинального напряжения сети.

Расчет сети по отклонениям напряжения ведут для двух случаев: для нагрузок 100 и 25% максимума. В первом случае потеря напряжения в сети наибольшая и напряжение у удаленных потребителей самое низкое. Следовательно, линию рассчитывают так, чтобы $\delta U^{100} \geq -5\%$.

Наоборот, при нагрузке 25% максимума потеря напряжения в сети приблизительно в 4 раза меньше, поэтому напряжение, особенно, у близко расположенных к источнику питания потребителей, может значительно превзойти номинальное. В этом случае принимают меры, чтобы отклонения напряжения при нагрузке 25% не были больше +5%, то есть $\delta U^{25} \leq +5\%$.

Отклонения напряжения влияют на работу приемников электроэнергии. Наиболее чувствительны к ним осветительные приборы, и в первую очередь лампы накаливания. С увеличением напряжения растет световой поток и световая отдача лампы, но зато резко сокращается срок службы лампы. Так, при напряжении 105% номинальный срок службы ламп сокращается в 2 раза и для стандартной лампы составляет 480 часов вместо 1000 часов. Пониженное напряжение вызывает снижение светового потока и, следовательно, ухудшает условия освещения. При напряжении 95% номинального световой поток лампы составляет всего 81,5%.

Люминесцентные лампы меньше реагируют на изменение напряжения, чем лампы накаливания. В среднем можно считать, что на $\pm 1\%$ изменения напряжения их

световой поток изменяется также на $\pm 1\%$, а световая отдача – всего на $\pm 0,5\%$. Однако при напряжении 93...94% номинального лампа не загорается.

Нагревательные приборы сравнительно мало реагируют на отклонения напряжения. Все же следует учитывать, что их электрическая мощность меняется прямо пропорционально квадрату изменения напряжения. Это значит, что при напряжении 90% номинального электрический уют мощностью 400 Вт развивает мощность всего 324 Вт.

Работа асинхронных двигателей также зависит от значения напряжения. Особенно важно, что при этом прямо пропорционально квадрату напряжения изменяется момент вращения. Поэтому при снижении напряжения, нормально загруженные двигатели останавливаются – опрокидываются. Кроме того, изоляция двигателей выходит из строя.

Все изложенное выше показывает, что электрические сети нужно проектировать так, чтобы отклонения напряжения у потребителей не выходили за допустимые пределы.

В электрическую установку входят различные элементы: генераторы, трансформаторы, провода и т.д., которые по-разному влияют на отклонения напряжения у потребителей. Для определения отклонений напряжения следует учитывать влияние всех этих элементов.

Генераторы электрических станций. Возможны два режима регулирования напряжения на генераторе.

1. Режим постоянного напряжения, который заключается в том, что напряжение генератора во время эксплуатации независимо от нагрузки поддерживается неизменным и на 5% превышает номинальное напряжение сети.

$$\delta U_{\varepsilon}^{100} = \delta U_{\varepsilon}^{25} = +5\%,$$

т.е. отклонения напряжения на генераторе одинаковы при всех нагрузках и составляют +5% номинального напряжения сети.

2. Режим встречного регулирования, сущность которого заключается в том, что с увеличением нагрузки повышают напряжение генератора. Возможны следующие предельные отклонения напряжения генератора от номинального напряжения сети

$$\delta U_{\varepsilon}^{100} = +10\%; \delta U_{\varepsilon}^{25} = 0.$$

Применение встречного регулирования напряжения позволяет увеличить допустимую потерю напряжения.

Шины питающих подстанций. Преобладающая часть сельских потребителей питается от шин подстанций районных энергосистем, промышленных или коммунальных электроустановок. При этом возможно питание от подстанций 35/10 или от подстанций 110/35 кВ. Второй вариант находит преобладающее распространение.

Согласно ПУЭ на шинах вторичного напряжения подстанций на 110 и 35 кВ должно быть обеспечено встречное регулирование напряжения в пределах от 0 до +5% номинального напряжения сети:

$$\delta U_{n.c.}^{100} = +5\%; \delta U_{n.c.}^{25} = 0\%.$$

Провода воздушных линий. Потерю напряжения в проводах воздушной линии ΔU_{np}^{100} определяют расчетным путем для максимальной нагрузки. Поскольку потеря напряжения приблизительно пропорциональна нагрузке при минимально потребляемой мощности, в проводах сельской воздушной сети она составляет 25% наибольшего значения:

$$\Delta U_{np}^{25} = 0,25 \times \Delta U_{np}^{100}.$$

Трансформаторы. Потеря напряжения в трансформаторе в процентах от номинального напряжения сети:

$$\Delta U_m \% = \frac{\Delta U_m}{U_n} \times 100 = \frac{S_{\max}}{S_n} \times (u_a \% \times \cos \phi + u_p \% \times \sin \phi) \text{ или}$$

$$\Delta U_T \% = \frac{P \cdot R_T + Q \cdot X_T}{U_{\text{ном}}^2} \cdot 100,$$

где $R_T = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}$ - активное сопротивление трансформатора, Ом;

$X_T = \frac{U_p \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}}$ - индуктивное сопротивление трансформатора, Ом;

$$U_p \% = \sqrt{(U_{\kappa} \%)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{\text{ном}}} \cdot 100 \right)^2} - \text{реактивное напряжение короткого замыкания,}$$

P и Q – активная и реактивная мощность трансформатора, Вт и Вар, соответственно.

Для трансформаторов, применяемых в сельских установках, при типичных нагрузке и коэффициенте мощности потерю напряжения принимают по статистическим данным в среднем $\Delta U_m^{100} = (4...5)\%$.

В трансформаторах происходит не только потеря напряжения, но и повышение – надбавка напряжения.

Трансформатор по стандарту выполняют так, что если к первичной обмотке подведено напряжение 100%, то при холостом ходе на вторичной обмотке будет напряжение 105% (например, 35/10,5 кВ; 10/0,4 кВ). Таким образом, за счет коэффициента трансформации получается постоянная надбавка +5%. Кроме того в обмотке высшего напряжения есть пять ответвлений через 2,5% витков. Установка на среднее ответвление соответствует надбавке 0%. Установка на крайние ответвления дает переменные надбавки +5% или -5%, прибавляющиеся к постоянной надбавке

В сумме постоянная и переменная надбавки дают общую надбавку, которая в зависимости от установленного ответвления составляет +10; +7,5; +5; +2,5; 0%.

2 Допустимые потери напряжения в линиях

В электрических сетях при передаче энергии происходит падение напряжения на активном $r_{\text{л}}$ и индуктивном $x_{\text{л}}$ сопротивлениях проводов. *Под падением напряжения понимается геометрическая разность потенциалов двух точек, связанных между собой электрически через какое – то сопротивление.*

Для этой схемы действительно векторное уравнение, описывающее баланс напряжений в начале и конце линии:

$$\bar{U}_1 = \bar{I} \times r_{\text{л}} + \bar{I} \times x_{\text{л}} + \bar{U}_2.$$

По этому векторному уравнению можно построить векторную диаграмму, применяя известные законы, определяющие направление векторов падения напряжения. Падения напряжения на активном сопротивлении совпадает с направлением тока, а на индуктивном опережает его на 90° .

Алгебраическая разность напряжений U_1 и U_2 называется потерей напряжения ΔU :

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I \times l \times (r_0 \times \cos \phi + x_0 \times \sin \phi), \text{В,}$$

где $I = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_n}$ - ток на участке, А;

l – длина участка, км.

Потеря напряжения в процентах от номинального:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U \times 100\%}{U_n}.$$

Это же значение может определяться по известным значениям активной и реактивной мощности, протекающей по участкам ЛЭП:

$$\Delta U\% = \frac{(P \times r_0 + Q \times x_0) \times l}{U_{ном}^2} \times 100$$

Допустимая норма потерь напряжения для ЛЭП составляет 7,5...8% в нормальном режиме; в аварийном режиме 12,5...13%.

Пример 2: Определить потери напряжения по участкам ВЛ – 10 кВ, схема которой приведена на рисунке 3, оценить потери напряжения от начала и до конца линии, сделать вывод о ее пропускной способности. Нагрузка потребительских подстанций (в числителе активная мощность, в знаменателе реактивная мощность) и длины участков указаны на рисунке 3. Марка провода АС70. Определить потери напряжения в трансформаторе ТП1, если к установке принят трансформатор марки ТМ – 100, мощность которого $S_{НТ}=100$ кВА.

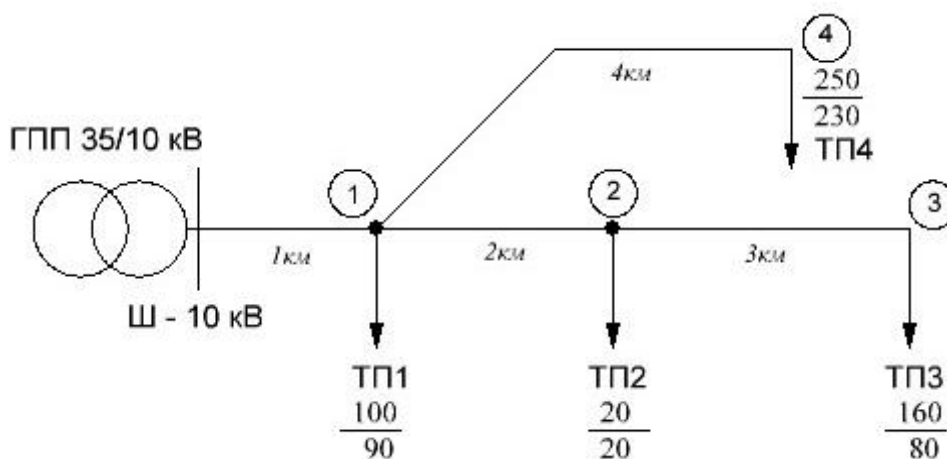


Рисунок 3 – Расчетная схема сети

1. Для заданной марки провода АС70 определяем погонные сопротивления провода: активное $r_0 = 0,42$ Ом/км и индуктивное $0,392$ Ом/км.

2. Определяем мощности, протекающие по участкам линии:

$$P_{14} = 250 \text{ кВт}; \quad Q_{14} = 230 \text{ кВАр}$$

$$P_{23} = 160 \text{ кВт}; \quad Q_{23} = 80 \text{ кВАр}$$

$$P_{12} = 20 + 160 = 180 \text{ кВт}; \quad Q_{12} = 20 + 80 = 100 \text{ кВАр}$$

$$P_{01} = 100 + 20 + 250 + 160 = 530 \text{ кВт}; \quad Q_{01} = 90 + 20 + 230 + 80 = 420 \text{ кВАр}$$

3. Определяем потери напряжения по участкам линии:

$$\Delta U_{14}\% = \frac{(P_{14} \times r_0 + Q_{14} \times x_0) \times l}{U_{ном}^2} \times 100 = \frac{(250000 \cdot 0,42 + 230000 \cdot 0,392) \cdot 4}{10000^2} \cdot 100 = 0,781\%$$

$$\Delta U_{23}\% = \frac{(P_{23} \times r_0 + Q_{23} \times x_0) \times l}{U_{ном}^2} \times 100 = \frac{(160000 \cdot 0,42 + 80000 \cdot 0,392) \cdot 3}{10000^2} \cdot 100 = 0,296\%$$

$$\Delta U_{12}\% = \frac{(P_{12} \times r_0 + Q_{12} \times x_0) \times l}{U_{ном}^2} \times 100 = \frac{(180000 \cdot 0,42 + 100000 \cdot 0,392) \cdot 2}{10000^2} \cdot 100 = 0,115\%$$

$$\Delta U_{01}\% = \frac{(P_{01} \times r_0 + Q_{01} \times x_0) \times l}{U_{ном}^2} \times 100 = \frac{(530000 \cdot 0,42 + 420000 \cdot 0,392) \cdot 1}{10000^2} \cdot 100 = 0,387\%$$

4. Потери напряжения от начала и до конца линии составят:

$$\Delta U_{04} = \Delta U_{01} + \Delta U_{14} = 0,387 + 0,781 = 1,168\% < \Delta U_{доп} = 8\%$$

$$\Delta U_{03} = \Delta U_{01} + \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 0,387 + 0,115 + 0,296 = 0,798\% < \Delta U_{доп} = 8\%.$$

Сеть обладает пропускной способностью.

5. Для заданной марки трансформатора ТМ – 100 выписываем паспортные данные:
 $\Delta P_K = 1970 \text{ Вт}$, $U_K \% = 4,5\%$.

6. Определяем активное и индуктивное сопротивление трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{1970 \cdot 10000^2}{100000^2} = 19,7 \text{ Ом}$$

$$X_T = \frac{U_p \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{4,05}{100} \cdot \frac{10000^2}{100000} = 40,5 \text{ Ом}$$

$$U_p \% = \sqrt{(U_K \%)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{\text{ном}}} \cdot 100 \right)^2} = \sqrt{4,5^2 - \left(\frac{1970}{100000} \cdot 100 \right)^2} = 4,05\%$$

7. В потребительском трансформаторе ТП1 рассчитываются потери напряжения, %:

$$\Delta U_T \% = \frac{P \cdot R_T + Q \cdot X_T}{U_{\text{ном}}^2} \cdot 100 = \frac{100000 \cdot 19,7 + 90000 \cdot 40,5}{10000^2} \cdot 100 = 5,615\%$$

3 Расчет линий трехфазного тока с нагрузкой на конце по потере напряжения

При выборе сечения провода по допустимым потерям напряжения задаемся реактивным сопротивлением 1 км провода в линиях 0,38 кВ $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$.

Определяется составляющая потери напряжения в реактивных сопротивлениях:

$$\Delta U_p \% = \frac{Q \cdot x_0 \cdot l}{U_n^2} \cdot 100,$$

где Q – реактивная мощность, ВАр, дневная или вечерняя, которой соответствует большая полная мощность.

Определяется допустимая составляющая потери напряжения в активных сопротивлениях (в процентах):

$$\Delta U_{\text{адоп}} \% = \Delta U_{\text{доп}} \% - \Delta U_p \%$$

Расчетное сечение проводов:

$$F_{\text{расч}} = \frac{P \cdot l \cdot 100}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{адоп}} \% \cdot U_n^2},$$

где $\gamma = 32 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$ – удельная проводимость алюминия,

P – активная нагрузка линии того же максимума, что и реактивная, Вт.

$U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}$ – номинальное напряжение линии;

l – длина участка, м.

Выбирается стандартное сечение провода:

$$F_{\text{станд}} \geq F_{\text{расч}}$$

и далее проверяется выбранный провод по нагреву, выписываются значения r_0 и x_0 и рассчитывается фактическая потеря напряжения, которая сравнивается с допустимой.

Пример 3: Выбрать марку и сечение провода и проверить его на потери напряжения. Нагрузка в линии составляет $P = 38,4 \text{ кВт}$, $Q = 30 \text{ кВАр}$, рабочий ток линии $73,8 \text{ А}$, протяженность 250 м . Допустимые потери принять 8% .

Составляющая потери напряжения в реактивных сопротивлениях:

$$\Delta U_p \% = \frac{Q \cdot x_0 \cdot l}{U_n^2} \cdot 100 = \frac{30000 \cdot 0,4 \cdot 0,25 \cdot 100}{380^2} = 2,08\%,$$

$$\Delta U_{\text{адоп}} \% = \Delta U_{\text{доп}} \% - \Delta U_p \% = 8 - 2,08 = 5,92\%$$

Расчетное сечение проводов:

$$F_{\text{расч}} = \frac{P \cdot l \cdot 100}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{адоп}} \% \cdot U_n^2} = \frac{38400 \cdot 250 \cdot 100}{32 \cdot 5,92 \cdot 380^2} = 45 \text{ мм}^2,$$

Выбирается стандартное сечение провода:

$$F_{\text{станд}} = 50 \text{ мм}^2 \geq F_{\text{расч}} = 45 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод А50, проверяем выбранный провод по нагреву: $I_{\text{доп}} = 215 \text{ А} \geq I_{\text{рmax}} = 73,8 \text{ А}$. Условие выполняется провод по нагреву проходит.

Рассчитываем потери напряжения в линии:

$$\Delta U_{\text{дл2}} \% = \frac{(38400 \cdot 0,576 + 30000 \cdot 0,325) \cdot 0,25}{380^2} \cdot 100 = 5,52\%, \text{ фактические потери напряжения}$$

$$\Delta U_{\text{факт}} = 5,52\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 8\%. \text{ Провод на потери напряжения проходит.}$$

4 Расчет линий трехфазного тока с несколькими нагрузками

Для сельских воздушных линий напряжением 10 и 0,38 кВ экономические сечения выбирают методом экономических интервалов по специальным таблицам. По этим приложениям можно выбрать сечение провода в зависимости от нагрузки, района климатических условий, в котором сооружается линия, материала опор и предполагаемого темпа увеличения нагрузки.

В таблицах приведены основные марки проводов для данного интервала нагрузок и дополнительные марки, применение которых допустимо, но приводит к увеличению затрат на линию, указанному в последнем столбце таблиц.

Экономическое сечение проводов определяют следующим образом:

1 Находим расчетную максимальную нагрузку на данном участке линии S_{max} .

2 Определяем эквивалентную нагрузку по соотношению:

$$S_{\text{экв}} = S_{\text{max}} \times k_d,$$

где $k_d = 0,7$ - коэффициент динамики роста нагрузок, для вновь строящихся участков реконструируемой сети при ожидаемом увеличении нагрузки за расчетный срок менее чем в 1,5 раза $k_d = 0,8$, при ожидаемом увеличении нагрузки в 1,5...2 раза $k_d = 0,7$.

3 По таблицам экономических интервалов нагрузок предварительно определяем сечение проводов для каждого участка линии.

4 По марке провода и коэффициенту мощности сети выбираем из таблицы удельные потери напряжения.

5 Определяем потерю напряжения при выбранных сечениях для мощности расчетного года S_{max} :

$$\Delta U = \Delta U_{\text{уд}} \times S_{\text{max}} \times l,$$

где l - длина участка, км.

6 Если потеря напряжения превысит допустимую, то на ряде участков, начиная с головного, нужно взять большие дополнительные сечения из тех же таблиц. При этом не следует принимать в линии более 3...4 различных сечений проводов.

7 Расчет заканчивается проверкой потери напряжения, которая не должна превышать допустимую.

Пример 4: Исходные данные: мощность (кВА), длина участков (км) приведены на расчетной схеме. Коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,9$.

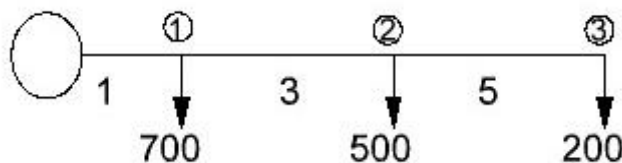


Рисунок 4 – Расчет воздушной линии 10 кВ

1 Определяем мощности, текущие по участкам ЛЭП:

$$S_{23} = 200 \times 1 = 200 \text{ кВА}$$

$$S_{12} = (200 + 500) \times 0,9 = 630 \text{ кВА}$$

$$S_{01} = (200 + 500 + 700) \times 0,85 = 1190 \text{ кВА}$$

2 Определяем эквивалентную мощность на головном участке:

$$S_{\text{экв},0-1} = K_0 \times S_{0-1} = 0,7 \times 1190 = 833 \text{ кВА}$$

3 По значению эквивалентной мощности для железобетонных опор выбираем марку провода по таблице интервалов экономических нагрузок: А-70.

4 Проверяем выбранный провод на потери напряжения:

$$\Delta U_{\phi 0-1} = \Delta U_{y\phi} \times S_{0-1} \times \ell_{0-1} \times 10^{-3} = 0,548 \times 1190 \times 1 \times 10^{-3} = 0,652 \%$$

$$\Delta U_{\phi 1-2} = \Delta U_{y\phi} \times S_{1-2} \times \ell_{1-2} \times 10^{-3} = 0,548 \times 630 \times 3 \times 10^{-3} = 1,036 \%$$

$$\Delta U_{\phi 2-3} = \Delta U_{y\phi} \times S_{2-3} \times \ell_{2-3} \times 10^{-3} = 0,548 \times 200 \times 5 \times 10^{-3} = 0,548 \%$$

5. Определяем потери напряжения в ЛЭП:

$$\Delta U_{\text{ЛП}} = \Delta U_{\phi 01} + \Delta U_{\phi 1-2} + \Delta U_{\phi 2-3} = 0,652 + 1,036 + 0,548 = 2,236 \% \leq U_{\text{дон}} = 8 \%$$

Условие выполняется, сеть обладает пропускной способностью.

ТЕМА 1.5. РАСЧЕТ ЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ

1 Расчет линий с двусторонним питанием

В сельском хозяйстве преобладающее распространение имеют разомкнутые, или радиальные, электрические сети. Сооружение радиальных сетей требует наименьшего расхода средств и материалов. Однако такие сети обладают существенным недостатком. При повреждении линии, особенно в ее начале, прекращается электроснабжение всех потребителей, присоединенных к ней.

Для получения наиболее надежного электроснабжения ответственных потребителей применяют замкнутые электрические сети.

Замкнутой называют электрическую сеть, магистральные линии которой получают питание не менее, чем с двух сторон. Простая замкнутая сеть показана на рисунке 5. В этой сети обрыв магистрали в любом месте не нарушает электроснабжения потребителей.

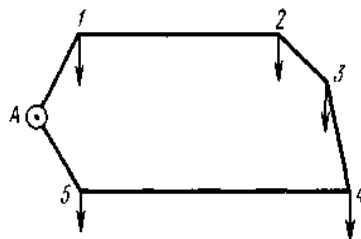


Рисунок 5 – Схема замкнутой сети

Простая замкнутая сеть с двумя источниками питания А и В, изображенная на рисунке 6, называется линией с двусторонним питанием. В такой линии обрыв проводов и даже выход из строя одного из источников питания не нарушают электроснабжения всех или большей части потребителей. Если точка сети получает питание с двух сторон, она называется *точкой токораздела* и обозначается значком треугольника.

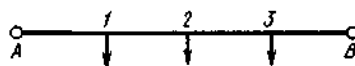


Рисунок 6 - Линия с двусторонним питанием

Распределение токов (мощностей) по участкам линии с двусторонним питанием.

Максимальные потери напряжения в замкнутых сетях

При одинаковом напряжении источников питания и одинаковом сечении проводов для линии с двухсторонним питанием справедливы следующие формулы:

$$\dot{I}_{A-1} = \frac{\sum_{k=1}^n \dot{I}_k \times l_{k-B}}{l_{A-B}}, \quad \dot{S}_{A-1} = \frac{\sum_{k=1}^n \dot{S}_k \times l_{k-B}}{l_{A-B}}.$$

где I_k, S_k – ток нагрузки, мощность нагрузки в узле k соответственно;

l_{A-B} – длина всей линии,

l_{k-B} – длина участка линии от узла k до источника питания В.

Для определения сечения линии с двухсторонним питанием определяют точку токораздела, мысленно разрезают линию в этом месте и находят сечения двух частей линии независимо, как для радиальной линии. Максимальные потери напряжения в линии определяют от источника питания до точки токораздела.

Чтобы найти распределение потоков мощности в сложно замкнутых сетях, используют метод преобразования электрических схем и приведения их к линии с двухсторонним питанием. В частности, кольцевую замкнутую сеть можно упростить, разделив ее по источнику питания и развернув в линию с двухсторонним питанием.

2 Частные случаи расчета сетей с двусторонним питанием. Порядок расчета простых замкнутых сетей

Пример 5: Определить сечение алюминиевых проводов линии с двухсторонним питанием по экономической плотности тока. Напряжение источников питания 10кВ. Нагрузки в кВ*А и расстояния в км указаны на рисунке 7. Коэффициент мощности равен 0,8.

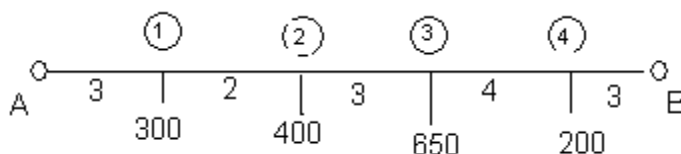


Рисунок 7 – Схема линии с двухсторонним питанием в нормальном режиме

1 Определить мощности, вытекающие из источников питания:

$$\dot{S}_{A-1} = \frac{\sum_{k=1}^n \dot{S}_k \times l_{k-B}}{l_{A-B}} = \frac{300 \times 12 + 400 \times 10 + 650 \times 7 + 200 \times 3}{15} = 850 \text{ кВА}.$$

$$S_{B-4} = \frac{200 \times 12 + 650 \times 8 + 400 \times 5 + 300 \times 3}{15} = 700 \text{ кВА}$$

2 Определить мощности, текущие по участкам, точку токораздела (рисунок 8):

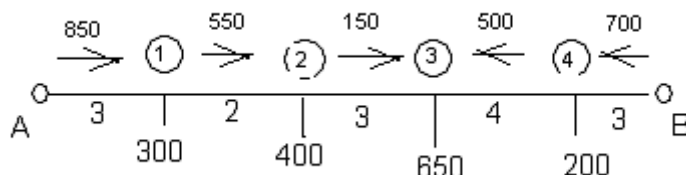


Рисунок 8 – Распределение нагрузки по участкам линии с двухсторонним питанием

3 Сделать проверку:

$$S_{A-1} + S_{B-4} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4$$

$$850 + 700 = 1550 \text{ кВА} = 300 + 400 + 650 + 200 = 1550 \text{ кВА}$$

4 Определить токи, текущие по участкам цепи по формуле:

$$I_{A-1} = \frac{S_{A-1}}{\sqrt{3} \times U_n}$$

$$I_{A-1} = \frac{850}{17.3} = 49A, I_{1-2} = \frac{550}{17.3} = 32A, I_{2-3} = \frac{150}{17.3} = 9A, I_{3-4} = \frac{500}{17.3} = 29A, I_{4-B} = \frac{700}{17.3} = 40A$$

5 Определить сечение проводов на головных участках ЛЭП:

$$F_{A-1} = \frac{I_{A-1}}{j_{\text{эп}}}, F_{B-4} = \frac{I_{B-4}}{j_{\text{эп}}}$$

$$F_{A-1} = \frac{49}{1.4} = 45 \text{ мм}^2, F_{B-4} = \frac{40}{1.4} = 29 \text{ мм}^2$$

Выбираем стандартное сечение провода АС-50 с $r_0 = 0,592 \text{ Ом/км}$ и $x_0 = 0,355 \text{ Ом/км}$.

6 Определить потери напряжения на каждом участке ЛЭП по формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I_{\text{раб.уч}} \times l_{\text{уч}} \times (r_0 \times \cos \phi + x_0 \times \sin \phi), B$$

$$\Delta U_{A-1} = 1.73 \times 49 \times 3 \times (0.592 \times 0.8 + 0.355 \times 0.6) = 173B$$

$$\Delta U_{A-1} \% = \frac{\Delta U_{A-1} \times 100\%}{U_n} = \frac{173 \times 100}{10000} = 1,73\%$$

$$\Delta U_{1-2} = 1.73 \times 32 \times 2 \times (0.592 \times 0.8 + 0.355 \times 0.6) = 75B$$

$$\Delta U_{1-2} \% = \frac{\Delta U_{1-2} \times 100\%}{U_n} = \frac{75 \times 100}{10000} = 0,75\%$$

$$\Delta U_{2-3} = 1.73 \times 9 \times 3 \times (0.592 \times 0.8 + 0.355 \times 0.6) = 32B$$

$$\Delta U_{2-3} \% = \frac{\Delta U_{2-3} \times 100\%}{U_n} = \frac{32 \times 100}{10000} = 0,32\%$$

$$\Delta U_{3-4} = 1.73 \times 29 \times 4 \times (0.592 \times 0.8 + 0.355 \times 0.6) = 136B$$

$$\Delta U_{3-4} \% = \frac{\Delta U_{3-4} \times 100\%}{U_n} = \frac{136 \times 100}{10000} = 1,36\%$$

$$\Delta U_{4-B} = 1.73 \times 40 \times 3 \times (0.592 \times 0.8 + 0.355 \times 0.6) = 141B$$

$$\Delta U_{4-B} \% = \frac{\Delta U_{4-B} \times 100\%}{U_n} = \frac{141 \times 100}{10000} = 1,41\%$$

7 Определить потери напряжения от источников питания до точки токораздела и сравнить с допустимым значением 8%.

$$\Delta U_{A-3} = \Delta U_{A-1} + \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-3} = 1.73 + 0.75 + 0.32 = 2.8\% < \Delta U_{\text{дон}} = 8\%$$

$$\Delta U_{B-3} = \Delta U_{B-4} + \Delta U_{3-4} = 1,36 + 1,41 = 2,77\% < \Delta U_{\text{дон}} = 8\%$$

8 Пусть источник питания «В» вышел из строя (рисунок 9). Схема примет вид линии с односторонним питанием:

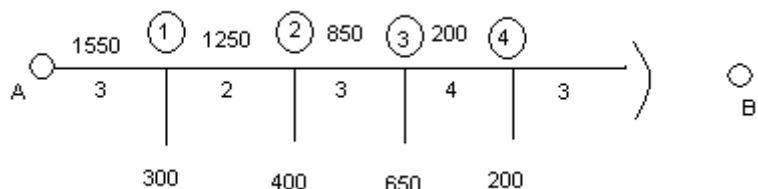


Рисунок 9 – Распределение нагрузки в аварийном режиме

9 Определить мощности, текущие по участкам, суммированием мощностей [коэффициент одновременности равен единице (k_0)]

10 Определить токи, протекающие по участкам аналогично пункту 4:

$$I_{A-1} = \frac{1550}{17.3} = 90 \text{ A}, I_{1-2} = \frac{1250}{17.3} = 72 \text{ A}, I_{2-3} = \frac{850}{17.3} = 49 \text{ A}, I_{3-4} = \frac{200}{17.3} = 12 \text{ A}$$

11 Определить потери напряжения в Вольтах, а затем в процентах аналогично пункту 6.

$$\Delta U_{A-1} = 1.73 \times 90 \times 3 \times (0.592 \times 0.8 + 0.355 \times 0.6) = 318 \text{ В}$$

$$\Delta U_{A-1} \% = \frac{\Delta U_{A-1} \times 100\%}{U_n} = \frac{318 \times 100}{10000} = 3,18\%$$

$$\Delta U_{1-2} = 1.73 \times 72 \times 2 \times (0.592 \times 0.8 + 0.355 \times 0.6) = 169 \text{ В}$$

$$\Delta U_{1-2} \% = \frac{\Delta U_{1-2} \times 100\%}{U_n} = \frac{169 \times 100}{10000} = 1,69\%$$

$$\Delta U_{2-3} = 1.73 \times 49 \times 3 \times (0.592 \times 0.8 + 0.355 \times 0.6) = 172 \text{ В}$$

$$\Delta U_{2-3} \% = \frac{\Delta U_{2-3} \times 100\%}{U_n} = \frac{172 \times 100}{10000} = 1,72\%$$

$$\Delta U_{3-4} = 1.73 \times 12 \times 4 \times (0.592 \times 0.8 + 0.355 \times 0.6) = 56 \text{ В}$$

$$\Delta U_{3-4} \% = \frac{\Delta U_{3-4} \times 100\%}{U_n} = \frac{56 \times 100}{10000} = 0,56\%$$

12. Определить потери напряжения от источника питания до точки разрыва и сравнить с допустимым в послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{A-4} = 3.18 + 1.69 + 1.72 + 0.56 = 7.15\% < \Delta U_{доп} = 13\%.$$

ТЕМА 1.6 МОНТАЖ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

1 Технические характеристики проводов и тросов воздушных линий

Так как в ВЛ функцию изоляции выполняет воздух, а в местах закрепления проводов – изоляционные конструкции из твердого диэлектрика фарфора или стекла, то провода для ВЛ выполняют неизолированными. Изоляция только увеличила бы массу проводов, не принося заметных преимуществ.

Конструктивно провода выполняют однопроволочными и многопроволочными; монометаллическими, которые изготавливают из одного металла, и биметаллическими или комбинированными из двух металлов, одним из которых, как правило, является сталь.

Однопроволочные провода изготавливают только из меди сечением до 10 мм² и стали диаметром до 5 мм, но в сельских ВЛ медь не используют. Алюминиевые однопроволочные провода для ВЛ применять нельзя.

Многопроволочные провода изготавливают из меди, алюминия и стали. Их выполняют из проволок одинакового сечения. Число проволок обычно равно 7, 12, 19 или 37. При таком числе проволок они лучше всего располагаются вокруг одной центральной. Многопроволочные провода обладают большей механической прочностью и гибкостью по сравнению с однопроволочными, поэтому их широко применяют в сельских сетях.

Марки неизолированных проводов обозначаются следующим образом: буквами М, А и ПС выражают материал провода, а последующими цифрами – его сечение в квадратных миллиметрах. Например, А16 означает алюминиевый провод сечением 16 мм², ПС – провод стальной сечением 25 мм².

Однопроволочные стальные провода обозначаются ПСТ3,5; ПСТ 4; ПСТ 5, где цифры обозначают диаметр провода в миллиметрах.

Для сельских электрических сетей применяют следующие площади поперечного сечения проводов: 16, 25, 35, 50, 70, 90, 120 и т. д., хотя промышленность выпускает провода с площадью сечения до 400 мм².

Сталеалюминиевый провод представляет собой жесткую конструкцию, состоящую из стального сердечника из одной или нескольких проволок и навитых на него алюминиевых проволок. За счет сердечника достигается высокая механическая прочность, присущая стали, а алюминиевая оболочка, имея высокую проводимость, создает благоприятные условия для передачи электрической энергии.

Обозначаются сталеалюминиевые провода буквами АС, после которых идет цифра, обозначающая площадь поперечного сечения алюминиевой части провода (мм^2). Активное сопротивление алюминиевых и сталеалюминиевых проводов обычно определяют по таблицам, в которых приведено сопротивление 1 км провода r_0 (Ом/км). Индуктивное сопротивление зависит от среднегеометрического расстояния между проводами фаз линии, которое в свою очередь зависит от напряжения сети. Значение x_0 приводится в таблице.

Согласно ПУЭ, по механической прочности минимальное сечение для ВЛ до 1 кВ для алюминиевых проводов - 16 мм^2 , сталеалюминиевых – 10 мм^2 ; для ВЛ - 6-35 кВ для алюминиевых – 35 мм^2 , сталеалюминиевых – 25 мм^2 .

Согласно НТПС (нормы технологического проектирования сетей) по критерию надежности: ВЛ до 1 кВ минимально допустимое сечение А – 25 (при стенке гололеда 5 мм), А – 35 (свыше 5 мм), АС – 25 (для всех районов), для ВЛ – 6-35 кВ АС – 35. Сечение сталеалюминиевых проводов на магистрали ВЛ – 10 кВ должно быть не менее 70 мм^2 , минимально допустимое сечение проводов на ВЛ – 35 кВ должно быть не менее 70 мм^2 .

На воздушных линиях напряжением до 1 кВ все чаще стали применяться самонесущие изолированные провода. Самонесущие изолированные провода предназначены для сооружения воздушных линий электропередачи напряжением до 1 кВ в силовых и осветительных сетях с подвеской проводов на опорах или фасадах зданий и сооружений. Рекомендуются к использованию во всех климатических районах при сильных ветрах и гололедах при температуре окружающей среды от -45 до $+50$ °С. Самонесущие изолированные провода могут быть использованы при сооружении воздушных линий с совместной подвеской проводов вещания и телефонных линий. Внешне СИП представляет собой скрученные токопроводящие алюминиевые жилы, покрытые изоляцией из светостабилизированного сшитого полиэтилена. Каждая жила имеет круглую форму и скручена из проволок алюминиевого сплава (их количество зависит от сечения самого СИПа), уплотнённая.

Основные преимущества СИП перед традиционными воздушными линиями следующие:

- возможность сооружения воздушных линий без вырубки просек;
 - возможность применения опор действующих проектов, а на новых линиях электропередачи — опор меньшей высоты;
 - уменьшенные по сравнению с обычными линиями габаритные размеры до земли и инженерных сооружений;
 - сокращение эксплуатационных расходов путем исключения систематической расчистки трасс, замены поврежденных изоляторов;
 - сокращение объемов аварийно-восстановительных работ;
 - более высокая надежность электроснабжения в зонах интенсивного гололедообразования;
 - безопасность работ вблизи воздушных линий с СИП;
 - практически исключаются короткие замыкания между проводами фаз или на землю.
- Недостатком является более высокая стоимость линий с проводами СИП.
- Системы СИП можно разделить на две группы:
- системы с несущим нулевым проводом;
 - четырехпроводные системы без несущего провода, в которых все проводники несут механическую нагрузку.

В России самонесущие изолированные провода первой группы выпускаются следующих марок: СИП-1, СИП-1А, СИП-2, СИП-2А, СИП-2F, СИП-2AP, аналогичные по своим техническим характеристикам проводам «АМКА», «SAX» («Pirelli», Финляндия), «Торсада» («NEXANS», Франция).

Четырехпроводные СИП без несущего провода (вторая группа) выпускаются в России с середины 2002 г. марок СИП-4, СИПн-4, СИПс-4. Без несущей жилы могут выпускаться провода марки СИП-2АК.

Марки СИП:

Их различие заключается в конструктивном исполнении: СИП 1 – наличие неизолированной несущей жилы; СИП 2 – наличие изолированной несущей нейтральной; СИП 4 – без нулевой несущей жилы.

СИП 1 - провод самонесущий с алюминиевыми фазными токопроводящими жилами, с изоляцией из светостабилизированного термопластичного полиэтилена, с нулевой несущей неизолированной жилой из алюминиевого сплава.

СИП 1А - провод самонесущий с алюминиевыми фазными токопроводящими жилами, с изоляцией из светостабилизированного термопластичного полиэтилена, с нулевой несущей жилой, изолированной светостабилизированным термопластичным полиэтиленом.

СИП 2 - провод самонесущий с алюминиевыми фазными токопроводящими жилами, с изоляцией из светостабилизированного сшитого полиэтилена, с нулевой несущей неизолированной жилой из алюминиевого сплава.

СИП 2А - провод самонесущий с алюминиевыми фазными токопроводящими жилами, с изоляцией из светостабилизированного сшитого полиэтилена, с несущей жилой из алюминиевого сплава, изолированной светостабилизированным сшитым полиэтиленом.

СИП 2F - провод самонесущий с алюминиевыми фазными токопроводящими жилами, изолированными светостабилизированным силанольноосшиваемым полиэтиленом (ПЭ), с несущей нулевой неизолированной жилой из алюминиевого сплава.

СИП 2AF - то же, но с несущей нулевой жилой, изолированной светостабилизированным с иланольноосшиваемым полиэтиленом (ПЭ), с сепаратором или без него, или без несущей жилы.

СИП 4 - провод без несущего троса, в котором все 4 провода равного сечения. Крепление такого провода осуществляется в анкерных и в поддерживающих зажимах сразу за все 4 провода, поэтому и суммарная разрывная прочность и суммарная допустимая нагрузка в этом проводе больше, чем в несущем тросе проводов СИП 1А и СИП 2А аналогичного сечения.

Цена на СИП 4 ниже, чем на СИП 1А и СИП 2А за счет того, что цена на алюминий ниже цены на алюминиевый сплав. Стоит отметить, что при скрутке проводов СИП 4 используется технология, обеспечивающая сброс налипшего мокрого снега и гололеда. Принцип сбрасывания снега основан на нарушении состояния неустойчивого равновесия под действием дополнительной нагрузки от мокрого снега.

СИПс 4 с изоляцией из сшитого полиэтилена, имеет большую устойчивость к коротким замыканиям.

2 Опоры и их основания. Изоляторы и линейная арматура

Распределительные сети низкого напряжения в сельском электроснабжении выполняются воздушными линиями на напряжение 380/220 В с глухозаземленной нейтралью. Магистральные линии выполняют пятипроводными: три фазных, нулевой и фонарный провода. На опоре провода располагают в следующем порядке: сверху закрепляют фазные провода, затем фонарный и ниже его нулевой провод.

Фонарный провод служит для наружного освещения, к нему подсоединяют все уличные светильники, а сам он является ответвлением одной из фаз.

От магистрали отходят двухфазные трехпроводные и однофазные двухпроводные ответвления. Число применяемых марок проводов по площади поперечного сечения и материалу провода в одном населенном пункте не больше 3...4. Головные участки линий (фидеров), отходящих от шин подстанций, должны иметь наибольшую площадь сечения, а конец магистрали и ответвления – наименьшую.

Нулевой провод на всем протяжении линии должен быть заземлен. Заземления устраивают через 100...150 м (повторное заземление), а также на вводах зданий, имеющих рабочие заземления электроустановок.

Трасса воздушной линии высокого напряжения должна проходить вдоль проезжих дорог, по границам полей севооборотов, защитных лесных полос, оросительных и осушительных каналов, иметь по возможности наименьшую протяженность и занимать наименьшую площадь пахотных земель.

Основные конструктивные элементы ВЛ – провода, служащие для передачи электроэнергии потребителю, опоры, поддерживающие провода на определенной высоте, изоляторы – изолируют провода от опор, арматура, при помощи которой изоляторы крепятся к опоре.

Основное назначение изоляторов ВЛ – изолировать провода от опор и других несущих конструкций. В большинстве случаев изоляторы выдерживают значительные механические нагрузки. Материал изоляторов должен удовлетворять всем перечисленным требованиям и, кроме того, быть приспособленным для работы на открытом воздухе под воздействием переменных температур, осадков, солнца и т.д. Изоляторы ВЛ изготавливают из фарфора, стекла и полимеров.

Стекланные изоляторы имеют более высокую механическую прочность, меньшие размеры и массу, чем фарфоровые. При электрическом пробое стекланные изоляторы разрушаются, что значительно упрощает контроль за их состоянием.

Изоляторы ВЛ в зависимости от способа крепления их на опоре разделяют на штыревые и подвесные.

Штыревые крепят на штырях или крюках и применяют в сельских сетях напряжением до 35 кВ включительно. Они представляют собой изоляционную конструкцию с развитой поверхностью для того, чтобы удлинить путь разряда от провода до крюка или штыря, на котором крепится изолятор. Изоляторы устроены таким образом, чтобы иметь часть поверхности, недоступной для смачивания дождем, эта внутренняя поверхность выполняется ребристой. Низковольтные изоляторы почти всегда крепят на крюках, изоляторы высокого напряжения в линиях с небольшими пролетами и проводами малых сечений крепят также на крюках, а с большими пролетами и сечениями – на штырях, укрепленных на траверсах (поперечинах).

На линиях низкого напряжения применяют штыревые изоляторы разных размеров. На прямых участках провод крепят к головке изолятора, а на поворотах линии – к шейке.

Для линий напряжением 10 кВ применяют штыревые изоляторы ШФ10, ШС10, для напряжений 20 и 35 кВ – изоляторы ШФ35

Кроме того на линиях напряжением 35 кВ и выше используют *подвесные* изоляторы. В верхней части такого изолятора есть ушко, а в нижней – серьга. Серьга верхнего изолятора входит в ушко нижнего, образуется прочное соединение нескольких изоляторов – гирлянда. Ушко верхнего изолятора крепят к опоре, а к серьге нижнего изолятора крепят провод. Число изоляторов в гирлянде зависит от напряжения линии и материала опор.

Гирлянда на ВЛ-6-10 кВ состоит из одного изолятора, ВЛ-20 кВ – 2; ВЛ-35 кВ – 3; ВЛ-110 кВ – 7...8 изоляторов. Линии напряжением 110 кВ и выше можно прокладывать только на подвесных изоляторах, 35 кВ и ниже – на штыревых или подвесных.

Опоры ВЛ поддерживают провода на необходимом расстоянии от поверхности земли, проводов других линий, крыш зданий. Опоры должны быть достаточно механически прочными в различных метеорологических условиях (ветер, гололед и т.д.)

В качестве материала для опор на сельских линиях широко применяют древесину деревьев хвойных пород, в первую очередь сосны и лиственницы, а затем пихты и ели (для линий напряжением 35 кВ и ниже). Для траверс и приставок опора и пихту не применяют.

Деревянные опоры изготавливают из круглого леса – бревен со снятой корой. Стандартная длина бревен колеблется от 5 до 13 м через 0,5 м, а диаметр в верхнем отрубе - от 12 до 26 см через 2 см. Древесина опор подвергается воздействию внешних условий и особенно переменной влажности в месте заделки в землю. Вследствие этого она загнивает, разрушается и, если не принять специальных мер, быстро выходит из строя.

Срок службы опор из непропитанной древесины в средней части России составляет для опор из сосны – 4...5 лет, из лиственницы – 14...15 лет, из ели – 3...4 года. В связи с этим необходимо применять бревна, только пропитанные антисептиком, за исключением лиственницы зимней порубки, она не требует пропитки.

Наилучшим способом антисептирования древесины опор признана пропитка ее каменноугольным маслом, получаемым при перегонке сырой каменноугольной смолы. Влажность древесины должна быть не более 25%. Бревна, предназначенные для изготовления опор, при пропитке загружают в стальной цилиндр. В него вводят консервирующую жидкость и создают на некоторое время давление до 0,9 МПа для того, чтобы жидкость проникла вглубь древесины. После этого в цилиндре создают разрежение, чтобы жидкость стекла. Срок службы опор при этом повышается до 25...30 лет.

Все большее распространение получают железобетонные опоры, изготавливаемые на специальных предприятиях. Их срок службы в среднем в два раза выше, чем деревянных, хорошо пропитанных опор. Отпадает необходимость в использовании древесины.

По назначению опоры делятся на следующие типы: промежуточные, анкерные, концевые, угловые и опоры специальных назначений.

Промежуточные опоры – самый распространенный тип опор, их назначение поддерживать провод в пролете на определенной высоте. По сравнению с другими опорами они несут наименьшую механическую нагрузку и поэтому имеют самую простую конструкцию. Провода на промежуточных опорах закрепляют таким образом, чтобы при обрыве они могли проскальзывать в зажимах и не нагружать опору односторонним тяжением.

Анкерные опоры предназначены для жесткого закрепления проводов. Анкерные опоры делят всю линию на участки, за пределы которых не могут распространяться аварии, связанные с обрывом проводов. Например, на линиях напряжением 10 кВ анкерные опоры устанавливают на расстоянии 3...5 км друг от друга. Эти опоры выдерживают односторонние тяжения проводов при их обрыве в одном из пролетов, и поэтому их конструкция значительно сложнее, чем у промежуточных опор. Обычно их делают А – образными с поперечным креплением между двумя стойками.

Угловые опоры применяют для изменения направления линии. Обычно ВЛ строят по прямой. Однако часто возникает необходимость изменения направления линии для обхода препятствия, сохранения пахотных земель и по другим соображениям.

При малых углах поворота линии в качестве угловых можно применять промежуточные опоры. Если же угол поворота значителен, то необходимо применять опоры специальной конструкции, способные выдерживать постоянные нагрузки, направленные в одну сторону.

Такие опоры часто делают с подкосами или оттяжками, выполняемыми стальным тросом. Применяют также трехстоечные опоры, имеющие высокую устойчивость. Обычно угловые опоры выполняют и роль анкерных, т.к. провода на них крепятся глухими зажимами. В этом случае их называют анкерно-угловыми.

Концевые опоры устанавливают в начале и конце линии. Такие опоры с одной стороны нагружены проводами пролета нормальной длины, а с другой стороны нагрузка практически отсутствует, т.к. вводы и выводы с подстанций, у которых начинается и кончается линия, во-первых, значительно короче проводов в пролете, а во-вторых, провода на них подвешены свободно, чтобы не нагружать подстанционные конструкции. Концевые опоры выполняют с подкосами или оттяжками, при помощи которых уравнивается одностороннее тяжение проводов.

Опоры специальных назначений включают в себя переходные опоры для выполнения перехода линии через дороги, реки, ущелья и другие препятствия. Эти опоры значительно выше и сложнее обычных. К этому виду относятся также опоры, на которых устанавливают или подвешивают высоковольтную аппаратуру. Примером могут служить А-П-образные опоры с площадкой для мачтовых подстанций.

Ответвительные опоры служат для осуществления ответвлений от магистрали линии. Их ставят в начале ответвления, а после них идут обычные промежуточные и анкерные опоры. Ответвительные опоры часто выполняют, как анкерные или концевые.

Транспозиционные опоры специальных конструкций предназначены для замены фаз местами.

Арматура. Провода к изоляторам крепятся при помощи зажимов: натяжных или поддерживающих. Поддерживающий применяется для поддержания провода в пролете, а натяжной предназначен для такого закрепления провода, при котором обеспечивается необходимое натяжение его в пролете.

В поддерживающем зажиме провод крепится болтами, но при сильном натяжении может проскальзывать в месте крепления. В натяжном клиновом зажиме провод закреплен наглухо, и чем больше будут силы, выдергивающие провод из зажима, тем сильнее он будет зажиматься клином, прижимающим провод к корпусу зажима.

Для соединения концов проводов в пролете существуют овальные соединители. Его монтируют путем опрессовывания или скручивания после того, как через него будут пропущены концы соединяемых проводов. Такие соединители применяются для соединения алюминиевых, сталеалюминиевых и стальных проводов с площадью поперечного сечения от 10 до 185 мм². Для скручивания соединителей применяют специальное приспособление.

Для устранения вибрации и пляски проводов применяют гасители вибрации. Их устанавливают на линии в начале и конце пролета по обе стороны от места крепления проводов к изолятору. Своим дополнительным весом они изменяют инерционную характеристику системы провод – изолятор таким образом, что не дают возникать значительным вибрациям от действия ветра или при сбросе гололеда с проводов.

При сооружении опор воздушных линий должны быть выдержаны расстояния между проводами и другими предметами, находящимися в непосредственной близости от линии.

Расстояние между проводами зависят от того, в каком районе по ветру и гололеду находится проектируемая линия и какого она напряжения. Эти значения приведены в справочных таблицах.

Расстояние между опорами называют *пролетом*.

Наименьшее допустимое расстояние от проводов ВЛ до поверхности земли или воды называют *габаритом линии*. Габарит линии зависит от района, в котором она проходит.

ВЛ – 0,22/0,38 кВ длина пролета – 30...50 м ($l_{пр}$), расстояние между проводами на опоре 0,4...0,6 м ($D_{ср}$), габарит в населенной местности не менее 6 м. ВЛ – 10 кВ $l_{пр}$ =

50...100 м, $D_{\text{ср}} = 0,8...1,5$ м, габарит в населенной местности не менее 7 м, в ненаселенной – до 6 м.

Воздушная линия электропередачи напряжением до 1 кВ с применением самонесущих изолированных проводов (СИП) обозначается ВЛИ. Настоящая глава Правил распространяется на воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ и до 750 кВ, выполняемые неизолированными проводами (ВЛ), и напряжением выше 1 кВ и до 20 кВ, выполняемые проводами с защитной изолирующей оболочкой - защищенными проводами (ВЛЗ).

Крепление СИП, соединение их жил и ответвления от них следует выполнять с применением специальной арматуры: сцепной, поддерживающей, натяжной, соединительной и контактной. Сцепная арматура предназначена для крепления поддерживающих и натяжных зажимов к опорам, стенам зданий и сооружениям, к ней относятся крюки и кронштейны.

Соединительная арматура предназначена для соединения жил и ответвлений к вводам в здания.

Контактная арматура предназначена для выполнения ответвлений от жил. В зажимах предусмотрены специальные контактные пластины с зубцами, которые при монтаже прокалывают изоляцию и обеспечивают требуемый электрический контакт с токоведущей жилой. Разработаны и находят широкое применение в практике зажимы, позволяющие выполнять работы под напряжением.

Тип опор ВЛИ, их определения, назначения и области применения, а также предъявляемые к ним требования, аналогичны опорам ВЛ 0,38 кВ.

Основная арматура для СИП

Анкерный кронштейн предназначен для крепления анкерных зажимов магистральных линий СИП. Изготовлен из алюминиевого сплава, устойчив к коррозии, низким температурам. Монтаж анкерных кронштейнов производят при помощи бандажной ленты Л207 из нержавеющей стали.

Зажим ответвительный. Обеспечивает надёжный контакт благодаря конструкции контактных пластин из луженой меди даже проводов малых сечений ($1,5-2,5 \text{ мм}^2$). Применяется для соединения жил сечением 6-150 мм^2 в магистрали с жилами сечением 1,5-6 мм^2 как для уличного освещения, так и электрического ввода в дом.

Зажим анкерный. Применяется для крепления изолированных проводников на ответвлениях к вводам до 1000В. В корпусе зажима имеются внутренние клинья, выполненные из термопластика, которые обеспечивают сжатие жил провода, без повреждения его изоляции. Изготовлен из атмосферостойкой пластмассы. Петля зажима достаточно прочная, изготовлена из стали горячей оцинковки.

Промежуточный зажим применяется для крепления самонесущей системы СИП 4 с 2-мя или 4-мя несущими жилами на промежуточных или угловых опорах. Дополнительные провода прокладываются вдоль зажима. Корпус промежуточного зажима выполнен из материала, устойчивого к воздействию ультрафиолета.

Фасадное крепление. Представляет собой съемный хомут, крепящийся к поверхности стены изолированным дюбелем. Регулируется в зависимости от диаметра укладываемого провода. Целиком выполнен из материала, обеспечивающую двойную изоляцию жил. Не содержит элементов, подверженных коррозии.

ПУЭ

Воздушная линия электропередачи напряжением до 1 кВ с применением самонесущих изолированных проводов (СИП) обозначается ВЛИ. Самонесущий изолированный провод - скрученные в жгут изолированные жилы, причем несущая жила может быть как изолированной, так и неизолированной. Механическая нагрузка может восприниматься или несущей жилой, или всеми проводниками жгута.

Провода. Линейная арматура

На ВЛ должны, как правило, применяться самонесущие изолированные провода (СИП). СИП должен относиться к категории защищенных, иметь изоляцию из трудносгораемого светостабилизированного синтетического материала, стойкого к ультрафиолетовому излучению и воздействию озона.

По условиям механической прочности на магистралях ВЛ, на линейном ответвлении от ВЛ и на ответвлениях к вводам следует применять провода с минимальными сечениями, указанными в таблицах 1 и 2.

При сооружении ВЛ в местах, где опытом эксплуатации установлено разрушение проводов от коррозии (побережья морей, соленых озер, промышленные районы и районы засоленных песков), а также в местах, где на основании данных изысканий оно возможно, следует применять самонесущие изолированные провода с изолированной жилой.

Таблица 6 – Минимально допустимые сечения изолированных проводов

Нормативная толщина стенки гололеда, мм	Сечение несущей жилы, мм ² , на магистрали ВЛИ, на линейном ответвлении от ВЛИ	Сечение жилы на ответвлениях от ВЛИ или ВЛ к вводам, мм ²
10	35(25)*	16
15 и более	50(25)*	16

* - в скобках дано сечение жилы самонесущих изолированных проводов, скрученных в жгут, без несущего провода.

Таблица 7 – Минимально допустимые сечения неизолированных и изолированных проводов

Нормативная толщина стенки гололеда, мм	Материал провода	Сечение провода на магистрали и на линейном ответвлении, мм ²
10	Алюминий (А), нетермообработанный	25
	алюминиевый сплав (АН)	
	Сталеалюминий (АС), термообработанный	25
	алюминиевый сплав (АЖ)	
	Медь (М)	16
15 и более	А, АН	35
	АС, АЖ	25
	М	16

Ответвление от ВЛИ допускается выполнять в пролете.

Крепление, соединение СИП и присоединение к СИП следует производить следующим образом:

- 1) крепление провода магистрали ВЛИ на промежуточных и угловых промежуточных опорах - с помощью поддерживающих зажимов;
- 2) крепление провода магистрали ВЛИ на опорах анкерного типа, а также концевое крепление проводов ответвления на опоре ВЛИ и на вводе - с помощью натяжных зажимов;
- 3) соединение провода ВЛИ в пролете - с помощью специальных соединительных зажимов; в петлях опор анкерного типа допускается соединение неизолированного несущего провода с помощью плашечного зажима. Соединительные зажимы, предназначенные для соединения несущего провода в пролете, должны иметь механическую прочность не менее 90 % разрывного усилия провода;
- 4) соединение фазных проводов магистрали ВЛИ - с помощью соединительных зажимов, имеющих изолирующее покрытие или защитную изолирующую оболочку;
- 5) соединение проводов в пролете ответвления к вводу не допускается;
- 6) соединение заземляющих проводников - с помощью плашечных зажимов;
- 7) ответвительные зажимы следует применять в случаях:

ответвления от фазных жил, за исключением СИП со всеми несущими проводниками жгута; ответвления от несущей жилы.

Крепление поддерживающих и натяжных зажимов к опорам ВЛИ, стенам зданий и сооружениям следует выполнять с помощью крюков и кронштейнов.

Расположение проводов на опорах

На опорах допускается любое расположение изолированных и неизолированных проводов ВЛ независимо от района климатических условий. Нулевой провод ВЛ с неизолированными проводами, как правило, следует располагать ниже фазных проводов. Изолированные провода наружного освещения, прокладываемые на опорах ВЛИ, могут размещаться выше или ниже СИП, а также быть скрученными в жгут СИП. Неизолированные и изолированные провода наружного освещения, прокладываемые на опорах ВЛ, должны располагаться, как правило, над *PEN(PE)* проводником ВЛ.

Самонесущий изолированный провод крепится к опорам без применения изоляторов.

Крюки и штыри деревянных опор ВЛ, а также металлических и железобетонных опор при подвеске на них СИП с изолированным несущим проводником или со всеми несущими проводниками жгута заземлению не подлежат, за исключением крюков и штырей на опорах, где выполнены повторные заземления и заземления для защиты от атмосферных перенапряжений.

В начале и конце каждой магистрали ВЛИ на проводах рекомендуется устанавливать зажимы для присоединения приборов контроля напряжения и переносного заземления. Заземляющие устройства защиты от грозовых перенапряжений рекомендуется совмещать с повторным заземлением *PEN*-проводника.

Габариты, пересечения и сближения

Расстояние по вертикали от проводов ВЛИ до поверхности земли в населенной и ненаселенной местности до земли и проезжей части улиц должно быть не менее 5 м. Оно может быть уменьшено в труднодоступной местности до 2,5 м и в недоступной (склоны гор, скалы, утесы) - до 1 м.

При пересечении непроезжей части улиц ответвлениями от ВЛИ к вводам в здания расстояния от СИП до тротуаров пешеходных дорожек допускается уменьшить до 3,5 м. Расстояние от СИП и изолированных проводов до поверхности земли на ответвлениях к вводу должно быть не менее 2,5 м. Расстояние от неизолированных проводов до поверхности земли на ответвлениях к вводам должно быть не менее 2,75 м.

Расстояние от проводов ВЛ в населенной и ненаселенной местности при наибольшей стреле провеса проводов до земли и проезжей части улиц должно быть не менее 6 м. Расстояние от проводов до земли может быть уменьшено в труднодоступной местности до 3,5 м и в недоступной местности (склоны гор, скалы, утесы) - до 1 м.

Расстояние по горизонтали от СИП при наибольшем их отклонении до элементов зданий и сооружений должно быть не менее: 1,0 м - до балконов, террас и окон; 0,2 м - до глухих стен зданий, сооружений.

Допускается прохождение ВЛИ и ВЛ с изолированными проводами над крышами зданий и сооружениями (кроме оговоренных в гл. 7.3 и 7.4), при этом расстояние от них до проводов по вертикали должно быть не менее 2,5 м.

Расстояние по горизонтали от проводов ВЛ при наибольшем их отклонении до зданий и сооружений должно быть не менее: 1,5 м - до балконов, террас и окон; 1,0 м - до глухих стен. Прохождение ВЛ с неизолированными проводами над зданиями и сооружениями не допускается.

Наименьшее расстояние от СИП и проводов ВЛ до поверхности земли или воды, а также до различных сооружений при прохождении ВЛ над ними определяется при высшей температуре воздуха без учета нагрева проводов ВЛ электрическим током.

При прокладке по стенам зданий и сооружениям минимальное расстояние от СИП должно быть: при горизонтальной прокладке над окном, входной дверью - 0,3 м; под балконом, окном, карнизом - 0,5 м; до земли - 2,5 м; при вертикальной прокладке до окна

- 0,5 м; до балкона, входной двери - 1,0 м. Расстояние в свету между СИП и стеной здания или сооружением должно быть не менее 0,06 м.

Прохождение ВЛ до 1 кВ с изолированными и неизолированными проводами не допускается по территориям спортивных сооружений, школ (общеобразовательных и интернатов), технических училищ, детских дошкольных учреждений (детских яслей, детских садов, детских комбинатов), детских домов, детских игровых площадок, а также по территориям детских оздоровительных лагерей.

По вышеуказанным территориям (кроме спортивных и игровых площадок) допускается прохождение ВЛИ при условии, что нулевая жила СИП должна быть изолированной, а полная ее проводимость должна быть не менее проводимости фазной жилы СИП.

3 Технические характеристики кабелей

Изолированный провод, заключенный в герметическую оболочку, называется кабелем.

Кабели можно прокладывать в земле, воде, траншеях и на открытом воздухе. В связи с тем, что токопроводящие жилы кабеля и изоляция надежно защищены от воздействия окружающей среды герметической оболочкой, а способы его прокладки исключают воздействие на него ветра и гололеда, кабельные линии электропередачи значительно надежнее, чем воздушные. Однако кабельные линии получают значительно дороже воздушных, на производство кабелей тратится большое количество дефицитных материалов, а прокладка кабельных линий требует значительных трудовых затрат. Поэтому кабельные линии в сельском электроснабжении применяются мало. Их применяют для сооружения распределительных сетей в поселках городского типа, для сооружения вводов и выводов на подстанциях, в производственных помещениях и в некоторых других случаях.

По области применения подразделяются на следующие виды: **Силовые** кабели предназначены для передачи и распределения электрической энергии в осветительных и силовых электроустановках для создания кабельных линий. Выпускаются с медными и алюминиевыми жилами с изоляцией из бумаги, ПВХ, полиэтилена, резины и других материалов, имеют свинцовые, алюминиевые, резиновые или пластмассовые защитные оболочки.

Контрольные кабели применяются для питания различных электротехнических устройств сигналами низкого напряжения, создания цепей контроля. Могут иметь медные или алюминиевые жилы сечением от 0,75 до 10 мм².

Кабели **управления** применяются в системах автоматики и обычно имеют медные жилы, пластмассовую оболочку и защитный экран, который защищает от механических повреждений и электромагнитных помех.

Кабели **связи** предназначены для передачи сигналов связи, разделяются на высокочастотные для дальней связи и низкочастотные для местных линий связи.

Радиочастотные кабели используются для обеспечения связи между радиотехническими устройствами. Имеют коаксиальную конструкцию с центральной медной жилой, которая имеет изоляцию из полиэтилена или второпласта, поверх изоляции имеется внешний проводник и оболочка из ПВХ или полиэтилена.

Кабели принято классифицировать по напряжению:

Кабели напряжением до 6000 В одно-, двух-, трех- и четырехжильные;

Трехжильные кабели на напряжение 10...35 кВ;

Одножильные кабели 110 кВ и выше.

В эту классификацию не входят контрольные кабели, которые имеют большое число жил (до нескольких десятков) и применяются в измерительных цепях, цепях автоматических устройств и релейной защиты.

Важной конструктивной особенностью кабелей является также материал, из которого выполняется защитная герметическая оболочка. По этому признаку различают кабели со свинцовой, алюминиевой и поливинилхлоридной оболочками.

Изоляция кабелей бывает резиновой, пластмассовой и из пропитанной кабельной бумаги. Кабели с резиновой изоляцией применяют для напряжения до 6 кВ, кабели с пластмассовой и бумажной пропитанной изоляцией изготавливают на напряжение до 35 кВ. На напряжение 110 кВ и выше кабели выполняют маслонаполненными.

Изоляцию жил силовых кабелей выполняют из резины, пластика и наиболее часто из пропитанной кабельной бумаги.

В силовых кабелях на напряжение до 10 кВ изолируют каждую жилу в отдельности (жильная изоляция) и все жилы вместе относительно оболочки (поясная изоляция). Промежутки между изолированными жилами заполняют бумажным жгутом (заполнителем).

Для уменьшения неравномерности электрического поля в кабелях, которая обусловлена наличием воздушных включений, между верхним слоем изоляции и оболочкой накладывают экран из слоя полупроводящей бумаги.

Бумажную изоляцию кабелей пропитывают изоляционным составом МП – 1 (80% брайтстока и 20% канифоли), значительно повышающим ее электрическую прочность. Нестекающий состав для кабелей изготавливают из церезина, вязкого минерального масла, канифоли, полиизобутилена. Церезин, являющийся продуктом переработки нефти и сланцевого масла, обеспечивает нестекание пропиточного состава.

Толщина бумажной изоляции зависит от рабочего напряжения кабеля и сечения жил. Так, толщина жильной и поясной изоляции (в зависимости от сечения жил) кабелей со свинцовой и алюминиевой оболочками, рассчитанными на напряжение 1 кВ, должна составлять соответственно 0,75...0,95 мм и 0,5...0,6 мм, на напряжение 6 кВ – 2,0 и 0,95 мм, а на напряжение 10 кВ – 2,75 и 1,25 мм.

Для предохранения кабеля от попадания влаги и воздуха поверх изоляции накладывают герметическую защитную оболочку, выполняемую из свинца, алюминия, поливинилхлорида или негорючей резины.

На герметическую оболочку кабеля накладывают несколько слоев защитного покрова для предохранения ее от коррозии и механических повреждений. Защитные покровы состоят из подушки, брони и наружного защитного покрова.

Подушка, предохраняющая оболочку от повреждений при наложении брони и изгибах кабеля, состоит из нескольких последовательно наложенных концентрических слоев: битумного состава, пропитанных лент кабельной бумаги и пропитанной кабельной пряжи. В кабелях с броней из стальных лент вместо пряжи применяют пропитанные в битумном составе сульфатные бумажные ленты, которые предохраняют металлическую оболочку от коррозии. Для защиты от коррозии алюминиевой оболочки кабеля дополнительно накладывают нагретые сплошной поливинилхлоридный шланг или две поливинилхлоридные ленты.

На подушку наматывают броню из двух стальных лент или стальных оцинкованных проволок прямоугольной либо круглой формы. Стальная броня предохраняет оболочку кабеля от механических повреждений, а проволоочная – и от растягивающих усилий. Стальные ленты накладываются на кабель так, чтобы одна перекрывала другую на 1/3 их ширины. При изгибах кабеля верхняя лента не должна иметь зазоров между витками.

На броню накладывают наружный защитный покров, состоящий из битумного состава, пропитанной кабельной пряжи и медного покрытия, или шланг из поливинилхлоридного либо полиэтиленового пластиката. В небронированных кабелях шланг из поливинилхлоридного или полиэтиленового пластиката накладывается на герметическую оболочку.

Кабельные линии прокладывают в земле (траншеях) и в кабельных сооружениях (в туннелях, каналах, на эстакадах, в галереях, коллекторах и др.).

В сельскохозяйственных установках напряжением до 1000 В наиболее часто применяют кабели АНРГ – одно-...четырёхжильные с маслостойкой негорючей резиновой изоляцией; АВРГ – то же, с общей поливинилхлоридной оболочкой; АСВ – самонесущие кабели двух-...четырёхжильные со стальным тросом и изоляцией из светостойкого пластика; АВВ и АПВ – кабели с алюминиевыми жилами с поливинилхлоридной и полиэтиленовой оболочками.

В установках напряжением свыше 1000 В применяют кабели типов ВВБГ, АВРГ и другие с пластмассовой и резиновой изоляциями.

Провода и кабели маркируют буквами.

1. Материал жилы (А – алюминий, медь – буква опускается).

2. В обозначении провода – буква П – провод или ПП – плоский провод (2-х или 3-х жильный), в обозначении кабеля материал оболочки.

3. В обозначении провода и кабеля – материал изоляции жил: В или ВР – поливинилхлоридная (ПВХ), П – полиэтиленовая, Р – резиновая, Н или НР – найритовая (негорючая резина), Ф – фальцованная (металлическая) оболочка, К – капроновая, Л – лакированная, МЭ – эмалированная, О – оплетка из полиамидного шелка, Ш – изоляция из полиамидного шелка, С – из стекловолокна, Э – экранированная, Г – с гибкой жилой, Т – с несущим тросом. Резиновая изоляция провода может быть защищена оболочками: В – поливинилхлоридная, Н – найритовая. Буквы В и Н ставятся после обозначения материала изоляции провода.

4. В обозначении кабелей – конструкцию защитного покрова. Кроме буквенных обозначений, марки проводов, кабелей и шнуров содержат цифровые обозначения: первая цифра – число жил, вторая цифра – площадь сечения, третья – номинальное напряжение сети. Отсутствие первой цифры означает, что кабель или провод одножильные. Площади сечения жил стандартизированы. Значения площадей сечений проводов, выбираются, в зависимости от силы тока, материала жил, условий прокладки (охлаждение).

В обозначении шнуров обязательно должна быть буква Ш.

ППВ 2х1,5-380 – провод медный, с ПВХ изоляцией, плоский, двухжильный, площадь сечения жилы 1,5 мм, на напряжение 380 В.

ВВГ – кабель с медными жилами, в ПВХ изоляции, в ПВХ оболочке, без защитного покрова, 4-жильный, с площадью сечения жилы 1,5 мм.

Линия, предназначенная для передачи электрической энергии и состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, называется *кабельной*. Способ прокладки кабельных линий выбирают в зависимости от величины и размещения нагрузок, плотности застройки, компоновки электротехнических помещений, наличия грунтовых вод, степени агрессивности грунтов, загрязнённости окружающей среды.

4 Соединения и оконцевание кабелей

Разделка кабеля. Разделку концов кабелей проводят до монтажа муфт и заделок. Она заключается в последовательном ступенчатом удалении на определенной длине защитных покровов, брони, оболочки, экрана и изоляции кабеля. Размеры разделки определяют по технической документации в зависимости от конструкции кабеля и монтируемой на нем муфты (заделки), напряжения кабеля и площади сечения его жил. Резку кабеля осуществляют секторными ножницами типа НС-3 (рис. 10).

Разделку кабеля начинают с *установки бандажей*, которые препятствуют раскручиванию покровов кабеля (рис. 11). Бандаж накладывают из мягкой стальной оцинкованной проволоки диаметром 0,8 ... 1,4 мм в 5...6 витков, предварительно подмотав на этот участок смоляную ленту. Концы проволоки захватывают плоскогубцами, скручивают и пригибают вдоль кабеля.

Наружный кабельный покров разматывают до установленного бандаж и не срезают, а оставляют его для защиты ступени брони от коррозии после монтажа муфты.

На броню кабеля на расстоянии 50...70 мм от первого проволочного бандаж накладывают второй бандаж. При монтаже чугунных соединительных и ответвительных муфт и концевых заделок в стальных воронках участок брони используют для уплотнения их горловин, поэтому этот размер увеличивают до 100...160 мм. По внешней кромке второго бандаж бронерезкой или ножовкой с ограничителем глубины реза надрезают верхнюю и нижнюю ленты брони (не более половины их толщины), затем броню разматывают, обламывают и снимают. Далее удаляют подушку. Для этого кабельную бумагу и битумный состав подогревают огнем пропановой горелки или паяльной лампы. Оболочку кабеля очищают салфеткой, смоченной в подогретом до 35...40 °С трансформаторном масле.

Для удаления оболочки кабеля на расстоянии 35...70 мм от среза брони делают кольцевые надрезы. В чугунных муфтах и стальных концевых воронках участок оболочки используют только для присоединения заземляющего проводника, поэтому указанное расстояние уменьшают до 20...25 мм. У кабелей с алюминиевой оболочкой надрезы выполняют стальным ножом НКА-1М (рис. 12) с дисковым ножом 4, вращая его вокруг кабеля, находящегося между призмами 5. От второго кольцевого надреза делают винтовой надрез. Для этого дисковый нож 4 устанавливают под углом к кабелю поворотом головки 3 вокруг своей оси. Удаление гофрированной алюминиевой оболочки проводят после ее надрезания на расстоянии 10... 15 мм от выступа гофр. Далее жилы кабеля освобождают от поясной изоляции и плавно выгибают по шаблону или вручную постепенным передвижением обеих рук, не допуская крутых переходов и повреждения бумажной изоляции. Радиус изгиба жил выдерживают не менее 10-кратного диаметра кабеля по изоляции. Затем проволочными бандажами или пайкой присоединяют проводник заземления к металлической оболочке кабеля. До изгиба жил на разделяемый конец кабеля надевают корпуса соединительных муфт и концевых заделок, уплотнительные кольца и другие неразъемные детали.

Оконцевание кабелей. Для присоединения жил кабелей к контактным выводам электротехнических устройств их оконцовывают наконечниками, закрепляемыми на жилах опрессованием, сваркой или пайкой. Оконцевание однопроволочных жил, кроме того, может быть выполнено формированием наконечника из конца жилы. Длину жил кабеля, которые присоединяют к контактам электрооборудования, определяют по замерам. Соединение жил кабелей в муфтах выполняют в соединительных и ответвительных гильзах опрессованием, сваркой или пайкой.

Восстановление изоляции. Восстановление изоляции оголенных участков жил между соединительной гильзой или местом сварки и торцом ступенчатой разделки заводской изоляции выполняют кабельной бумажной лентой шириной 5 мм, намотанной на ролик-катушки (подмотку делают до внешней поверхности соединительной гильзы или заводской изоляции в зависимости от того, что имеет меньший диаметр). Дальнейшее изолирование осуществляют роликами шириной 10 мм. Этой же лентой выполняют еще 6...7 слоев над местом соединения и по заводской изоляции на ширину наматываемых сверху бумажных рулонов. Для удаления влаги, которая может попасть на бумажную изоляцию, изолируемые жилы в процессе подмотки периодически пропаривают (поливают) разогретой до 120... 130 °С маслоканифольной кабельной массой марки МП-1. Дальнейшее изолирование выполняют цилиндрическими рулонами шириной до 300 мм в зависимости от марки муфты.

Восстановление бумажной или пластмассовой изоляции можно проводить и лентами ЛЭТСАР (лента электроизоляционная, термостойкая, самоклеящаяся, радиационной вулканизации). Для улучшения качества изоляции выполняют адгезионную прослойку кремнийорганическим лаком КО-916.

Монтаж соединительных муфт. Кабели с бумажной и пластмассовой изоляцией напряжением до 1 кВ соединяют *чугунными* или *эпоксидными муфтами*. Муфты всех марок поставляют комплектно с деталями и монтажными материалами.

Соединения и оконцевание кабелей с применением эпоксидных компаундов отличаются высокой электрической прочностью, стойкостью к воздействию сырости, кислот и не требуют защиты от механических повреждений.

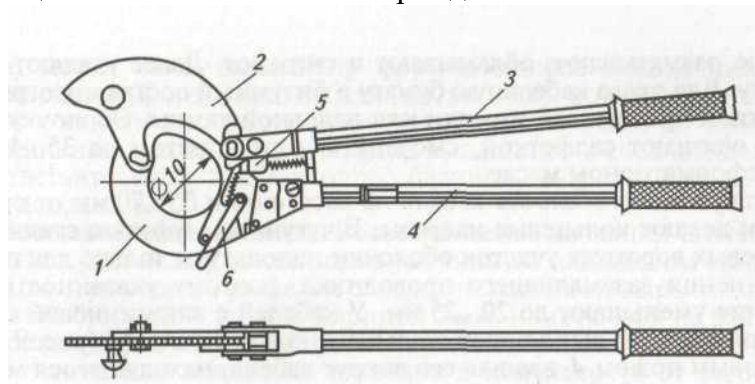


Рисунок 10 – Секторные ножницы НС-3:

1 — неподвижный секторный нож; 2 — подвижный секторный нож с зубьями; 3 — подвижная рукоятка; 4 — неподвижная рукоятка; 5 —подающая собачка; 6 —неподвижная собачка

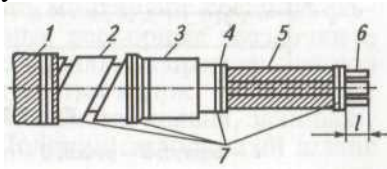


Рисунок 11 – Разделка кабеля и жил:

1 — защитный покров; 2 — броня; 3 — оболочка; 4 — поясная изоляция; 5 —изоляция жилы; 6 — жила; 7—бандаж; *l* — длина жил кабеля, присоединяемых к контактам электрооборудования

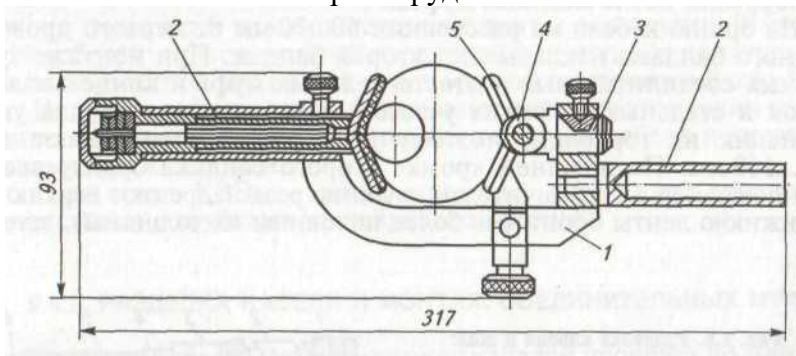


Рисунок 12 – Нож НКА – 1М:

1 – корпус; 2 – ручка; 3 – головка; 4 – дисковый нож; 5 – призмы

Технология монтажа соединительных эпоксидных муфт типа СЭ (рис. 13) состоит из следующих операций.

Подготовленные полумуфты покрывают чистым материалом. На концы кабелей надевают резиновые уплотнительные кольца, в которых на предприятии-изготовителе выполняют кольцевые надрезы, позволяющие увеличивать внутренний диаметр кольца удалением лишней части. После этого монтируют соединительные гильзы, устанавливают эпоксидные распорные звездочки в местах перехода с криволинейной части жилы на прямолинейную и закрепляют их бандажом из сухих и чистых ниток.

Оболочку до резинового уплотнительного кольца зачищают щеткой и обезжиривают бензином. Поливинилхлоридный шланг небронированного кабеля ААШв обрабатывают плоским драчевым напильником на длине 20 мм от среза шланга и покрывают клеем ПЭД-Б. Резиновые уплотнительные кольца сдвигают так, чтобы они

находились на расстоянии 10 мм от среза оболочки, и зажимают хомутом. На ступени брони до диаметра, равного внутреннему размеру горловины муфты, выполняют кольцевую подмотку ПВХ лентой шириной 20 мм.

Обе половины муфты сдвигают на место и окончательно устанавливают в рабочее положение. Для предохранения от вытекания компаунда при заливке в местах ввода кабелей в муфту делают дополнительную подмотку из ПВХ ленты с заходом 30 мм на наружную поверхность полумуфт. Щели между полумуфтами в месте их стыкования уплотняют герметиком УС-65.

Провода заземления соединяют опрессованием. На место соединения проводов накладывают трехслойную подмотку из ПВХ ленты с заходом на изоляцию (трубку). Провод заземления укладывают вдоль корпуса муфты и закрепляют бандажом. Эпоксидный компаунд заливают в корпус муфты непрерывной струей шириной 10... 15 мм по лотку с переходом струи на стенку корпуса. Компаунд заливают в два приема: сначала — на 2/3 объема корпуса, затем, через 10 мин после первой заливки, до полного заполнения муфты.

Следует сказать, что после введения отвердителя компаунд пригоден к использованию в течение 0,5... 1 ч при температуре окружающей среды 0...10°C, 1,5 ч — при температуре 11...20°C и 2 ч — при температуре 21...35 °C.

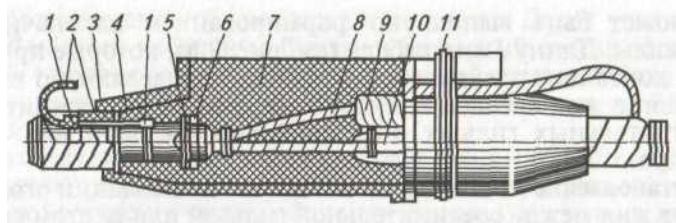


Рисунок 13 – Соединительная эпоксидная муфта СЭ:

- 1 — бандаж; 2 — провод заземления; 3 — кольцевая подмотка; 4 — полумуфты;
5 — резиновые уплотнительные кольца; 6 — хомут; 7 — компаунд; 8 — распорные звездочки;
9 — изоляция; 10 — соединительная гильза; 11 — бандаж
- 5 Прокладка кабелей

Значительное число отказов (до 40 %) — полное прекращение подачи питания по линии — происходит на линиях, проложенных в траншеях. Это объясняется механическими повреждениями (особенно землеройными механизмами), коррозией, осадками, оползнями и другими деформациями грунта. Поэтому прокладку кабелей в траншеях, несмотря на самую низкую стоимость сооружения, применяют реже, чем прокладку на эстакадах, в туннелях, коллекторах и др.

На промышленных предприятиях редко отдают предпочтение какому-либо одному способу прокладки кабелей. Обычно применяют смешанную прокладку, когда в зависимости от конкретных условий является целесообразным комбинированное использование различных способов прокладки кабелей.

Подземное сооружение, предназначенное для общего размещения кабельных линий, теплопроводов и водопроводов, называется *коллектором*. Внутриквартальные коллекторы сооружают рядом с техническими подпольями жилых и общественных зданий.

Закрытое и заглубленное (частично или полностью) в грунт или пол непроходное сооружение, предназначенное для размещения в нем кабелей, укладку, осмотр и ремонт которых можно производить лишь при снятом перекрытии, называется *кабельным каналом*.

Закрытое подземное сооружение (коридор) с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и кабельных муфт, позволяющее производить прокладку кабелей, ремонты и осмотры кабельных линий со свободным проходом по всей длине, называется *кабельным туннелем*.

Сооружение с трубами (каналами) для прокладки в них кабелей с относящимися к нему колодцами называется *кабельным блоком*.

Надземное или наземное открытое горизонтальное или наклонное протяженное кабельное сооружение называется *кабельной эстакадой*. Кабельная эстакада может быть проходной или непроходной. Полностью или частично закрытая эстакада называется *кабельной галереей*.

Основой выбора сооружения для прокладки кабелей является сравнение их стоимости по следующим удельным показателям: электрическая часть, строительная часть, монтажные работы, занимаемая территория, пропускная способность и др.

Прокладку кабелей производят в соответствии с действующими технологическими правилами и требованиями, соблюдение которых обеспечивает сохранность уровней электрической и механической прочности кабеля, достигнутых при изготовлении.

Монтаж кабельной линии, как и других устройств канализации электрической энергии, выполняется в две стадии: подготовка трасс для прокладки кабелей и прокладка кабелей по подготовленным трассам.

При прокладке кабельной линии необходимо выдержать в соответствии с проектом минимальные расстояния до ближайших зданий, подземных сооружений и различных коммуникаций (водопровода, газопровода, канализации, тепловывода).

При прокладке кабельной линии в земле глубина заложения кабеля должна составлять 0,7 м. Расстояние между кабелем и фундаментом зданий должно быть не менее 0,6 м.

При параллельной прокладке нескольких силовых кабелей расстояние между ними должно быть не менее 100 мм, а между силовыми кабелями и кабелями связи – 500мм.

Прокладка кабелей параллельно трубопроводам по вертикали не допускается. Разрешается прокладывать кабели параллельно трубопроводам в горизонтальной плоскости при условии, что расстояние между ними будет не менее 0,5м. При прокладке кабелей параллельно нефтепроводам и газопроводам расстояние между ними должно быть не менее 1м.

Кабели, находящиеся на расстоянии меньше указанных (но не менее 0,25м), должны быть защищены на всем протяжении асбестоцементными или гончарными трубами.

Кабели, прокладываемые параллельно тепловыводам, необходимо удалять от последних не менее чем на 2м. Это расстояние может быть меньше, если тепловывод будет иметь такую изоляцию, при которой нагрев почвы в месте прохождения кабеля в любое время гола не превысит обычную температуру более чем на 10 градусов и низшую зимнюю – более чем на 15 градусов.

Для более надежного предохранения от возможных механических повреждений кабели прокладывают в кабельных блоках, т.е. сооружениях с каналами для кабелей и относящимися к ним колодцами. Обычно кабельный блок состоит из нескольких асбестоцементных труб, внутренний диаметр которых в 1,5 раза больше диаметра кабеля (но не более 50 мм при длине трубы до 5 м и не менее 100 мм при большей длине труб). Для блочной прокладки кабелей используют также гончарные трубы. Трубы кабельных блоков могут располагаться горизонтально или вертикально в один или несколько рядов. В качестве кабельных блоков могут использоваться и железобетонные плиты с каналами, диаметр которых рассчитан на размещение в них кабелей.

Блочные прокладки кабелей имеют существенные недостатки:

Высокую стоимость сооружения и содержания блоков и колодцев;

Невозможность максимального использования токопроводящих жил кабелей по допустимой плотности тока из – за плохих условий охлаждения;

Сложность обслуживания и ремонта кабелей (при повреждении их внутри блоков приходится заменять весь участок кабеля между колодцами).

Внутри помещений наиболее распространенным способом прокладки кабелей, питающих осветительные и силовые электроустановки промышленных предприятий, является прокладка их на опорных конструкциях и в лотках.

В одном лотке допускается совместная прокладка кабелей, питающих осветительные нагрузки, с кабелями, питающими силовые нагрузки, но с использованием стальных разделителей или разделительных скоб между ними.

При прокладке кабелей любым из перечисленных способов необходимо выдерживать допустимые радиусы их изгибов. Радиус изгиба для многожильного кабеля в бумажной пропитанной изоляции в алюминиевой или свинцовой оболочке, бронированного или небронированного должен составлять не менее 15 его наружных диаметров; многожильного кабеля с резиновой изоляцией в свинцовой или поливинилхлоридной оболочке, бронированного – не менее 10, а такого же небронированного кабеля – не менее 6.

Каждая кабельная линия должна быть замаркирована, т.е. кабель должен иметь бирки с номером или названием, прикрепляемые у всех муфт и заделок, а также через каждые 20 м на прямых участках линии. Бирки – это пластмассовые, алюминиевые или стальные пластинки (круглые – диаметром 75 мм, прямоугольные – размером 120 x 40 мм). Прямоугольные бирки применяются для маркировки кабелей, рассчитанных на напряжение до 1000 В, а круглые – на напряжение выше 1000 В. Бирки прикрепляют к кабелям и муфтам оцинкованной проволокой диаметром 1,5...2 мм, покрытой слоем битума для предохранения от коррозии. На бирках кабеля указывают напряжение, площадь сечения жил, номер линии или ее название, а на расстоянии 100...150 мм от соединительной муфты – номер муфты, дату ее монтажа, фамилию рабочего, смонтировавшего ее.

Трасса каждой линии, проложенной в траншее или в блоках, должна быть нанесена на план с привязкой к зданиям и сооружениям или специально установленным знакам с указанием расположения кабельных муфт.

Работы по монтажу кабельных линий очень трудоемки, и поэтому должны быть максимально механизированы. При прокладке кабелей применяют механизмы и приспособления, которые по назначению можно разделить на две группы: механизмы, используемые для земляных работ (экскаваторы, отбойные молотки, пневматические и гидравлические трамбовки) и механизмы и приспособления, используемые для транспортировки кабелей (кабельные транспортеры, кабелеукладчики, лебедки, ролики для раскатки кабелей).

6 Сравнение преимуществ воздушных и кабельных линий

Кабельные линии имеют ряд преимуществ перед воздушными линиями:

повышенная надежность, а значит, и больший срок службы, так как отсутствует влияние внешних атмосферных воздействий;

повышенная электробезопасность, что снижает вероятность поражения людей и животных электрическим током в аварийных ситуациях;

не требуется отвода земель сельхозугодий, так как отсутствуют опоры с неизолированными проводами и не загромождаются улицы населенных пунктов;

меньше затраты на эксплуатацию и капитальный ремонт КЛ.

В связи с этим использование КЛ в сельских электрических сетях становится все более предпочтительным, хотя и требует структурной перестройки эксплуатационных служб и повышения уровня квалификации персонала.

В сельском хозяйстве КЛ в основном используют в низковольтных сетях для передачи электроэнергии от потребительских подстанций 10/0,4 кВ к производственным, жилым и коммунально-бытовым объектам, а также для запитывания отдельных электропотребителей внутри помещений. Прокладку кабеля от трансформаторных подстанций (ТП) до зданий и сооружений делают подземным способом. Для этих целей используют облегченные кабели с алюминиевыми жилами с изоляцией и оболочками различных пластикатов (полиэтилена, поливинилхлорида и др.), например АВВГ.

По территории строящихся сельскохозяйственных предприятий разрешено прокладывать кабели только после завершения всех работ по устройству наружных и

подземных коммуникаций, уплотнения грунта по трассе КЛ, но до укладки улучшенного покрытия (асфальта).

ТЕМА 1.7 МОНТАЖ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

1 Подготовительные работы к монтажу трансформаторных подстанций

Комплектные трансформаторные подстанции, как правило, располагают в центре нагрузок, в сухих местах, удобных для монтажа и эксплуатации. Они не должны препятствовать движению транспорта и пешеходов.

Расстояния между КТП и опорами (рис. 14), габаритные размеры до проводов и других сооружений выбирают по ПУЭ и типовому проекту. Увеличение этих расстояний не рекомендовано, так как удлиняются вводные пролеты и возрастает нагрузка на изоляторы КТП от натяжения проводов.

Вначале проверяют комплектацию материалов и оборудования. Подготавливают подъезды для доставки материалов и последующей эксплуатации ТП, завозят материалы. Территорию планируют с уклоном для отвода ливневых вод.

В соответствии с типовым проектом размечают места установки стоек КТП и траншей для монтажа заземляющего устройства. Подстанции устанавливают также и на фундаменте высотой 1,3 м над поверхностью земли. Он может быть выполнен из фундаментных блоков, кирпича или бетона. Если КТП устанавливают в местах с уровнем залегания грунтовых вод менее 3 м, глубина заложения фундамента должна быть не менее 1 м.

Котлованы под стойки размечают так, чтобы линия, проходящая через их центры, была перпендикулярна оси ВЛ 10 кВ, а центр КТП совпадал с осью ВЛ (см. рис. 14). Бурение котлованов под стойки и установку стоек выполняют при помощи бурильно-крановых машин. Диаметр сверленных котлованов должен составлять 450 мм. Стойки устанавливают в котлован на подсыпку из гравия высотой 300 мм или на бетонную плиту; засыпают котлованы со стойками песчано-гравийной смесью с послойным трамбованием. В каждой стойке должен быть болт диаметром не менее 16 мм для крепления рамы КТП.

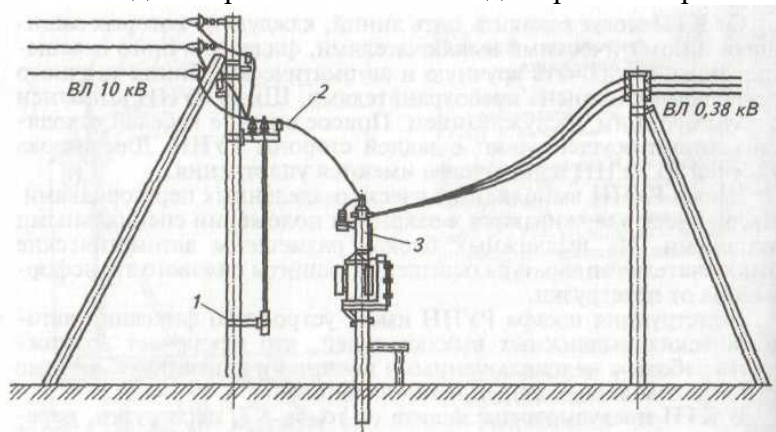


Рисунок 14 - Размещение и присоединение КТП к ВЛ 10 и 0,38 кВ:

1 — привод разъединителя; 2 — провод 10 кВ; 3 — КТП

КТП устанавливают с помощью крана и троса, который пропускают между кронштейном под изоляторы и высоковольтным шкафом. Устанавливать КТП необходимо с таким расчетом, чтобы та сторона корпуса, в которой монтируется датчик фотореле, была направлена в противоположную от дороги сторону. Это исключает случайное срабатывание фотореле и отключение фидера уличного освещения при кратковременных воздействиях на датчик фотореле света от проезжающих автомашин и тракторов.

На стойки монтируют металлоконструкции и устанавливают КТП (рис. 15, а). После выверки положения по уровню и отвесу КТП закрепляют болтами, а все металлоконструкции

окрашивают антикоррозийными красками. Для обслуживания КТП площадку устанавливают на шарнирах (после окончания работ площадку поднимают и запирают).

Силовой трансформатор — основной элемент КТП. От качества его монтажа во многом зависит надежность работы подстанции. Трансформаторы мощностью до 1600 кВ • А транспортируют в полностью собранном виде и заполненными маслом. Небольшие по мощности трансформаторы доставляют к месту монтажа в кузове грузовика так, чтобы большая его ось совпадала с направлением движения автомобиля. Трансформатор закрепляют четырьмя растяжками за четыре подъемных рым-болта на крышке бака. На месте монтажа трансформаторы разгружают либо при помощи кранов соответствующей грузоподъемности, либо при помощи домкратов.

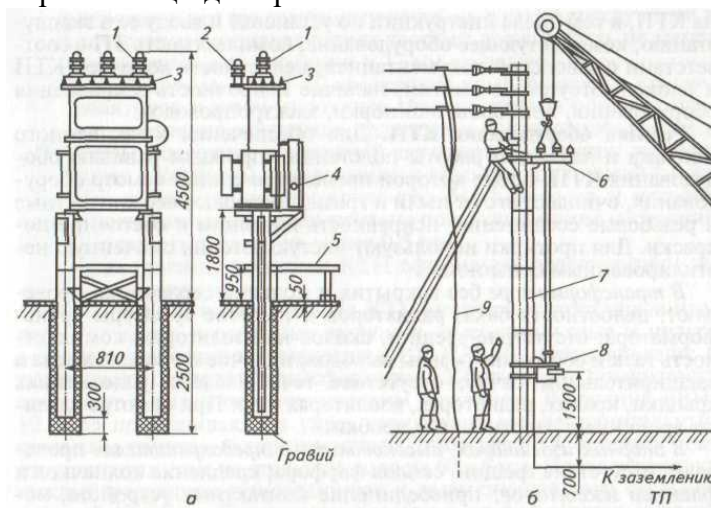


Рисунок 15 - Монтаж КТП и разъединителя:

- а* — нормируемые установочные размеры КТП; *б* — монтаж разъединителя 10 кВ;
1 — проходные изоляторы 10 кВ; 2 — разрядники; 3 — изоляторы 0,38 кВ; 4 — фотореле;
5 — площадка; 6 — разъединитель; 7 — заземляющий проводник; 8 — привод;
9 — переносное заземление

Монтаж КТП организуют в две стадии. Первая стадия, выполняемая в мастерских, включает в себя проверку комплектности ТП, ревизию, предварительную наладку и испытания оборудования, изготовление нетиповых деталей и т. п.; вторая стадия — монтаж конструкций и оборудования непосредственно на объекте.

Проверка комплектности ТП. До начала ревизии должно быть проверено: наличие паспорта и другой заводской документации на КТП, в том числе инструкции по установке и вводу ее в эксплуатацию, комплектующее оборудование, комплектность ТП в соответствии с заводской документацией; целостность корпусов КТП и блоков, отсутствие вмятин; наличие и прочность закрепления оборудования, приборов, ошиновки, электропроводок.

Для обеспечения качественного монтажа и надежной работы подстанции проводят ревизию оборудования КТП, в ходе которой проводят внешний осмотр оборудования, очищают его от пыли и грязи, проверяют все контактные и резьбовые соединения, исправность изоляции и состояние покраски. Для протирки используют чистую ветошь, смоченную неэтилированным бензином.

В трансформаторе без вскрытия и подъема сердечника проверяют: целостность бака, радиаторов и наличие арматуры трансформатора; отсутствие трещин, сколов на изоляторах; комплектность гаек и состояние резьбы выводов; наличие и уровень масла в расширительном бачке; отсутствие течи масла в уплотнениях крышки, кранах, радиаторах, изоляторах и др. При осмотре удаляют временные уплотнения и пробки.

В опорных изоляторах, высоковольтных предохранителях проверяют: отсутствие трещин, сколов фарфора; крепление колпачков и фланцев изоляторов; присоединение контактных устройств, исправность пружинящих скоб и контактов; надежность крепления

патронов предохранителей в контактах; целостность и герметичность патронов предохранителей; целостность плавкой вставки и исправность указателя срабатывания.

В разрядниках и проходных изоляторах проверяют: отсутствие повреждений и загрязнений фарфора; крепление изоляторов и разрядников к корпусу; наличие и состояние крепежных деталей, проходных шпилек, уплотнений; присоединение ошиновки; присоединение заземляющих перемычек разрядников. Запрещается очищать металлическими предметами или инструментами поверхности изоляторов и разрядников от следов краски и других загрязнений.

В рубильниках, переключателях проверяют, надежность крепления к основанию; свободу перемещения рукоятки; работу блокировок; состояние подвижных и неподвижных контактов, надежность их замыкания; подключение шин и проводов.

В автоматах, магнитных пускателях, реле проверяют: целостность корпусов и крепление; отсутствие перекосов и заеданий при работе подвижной системы; тепловое реле; замыкание и размыкание контактов в первичной и вторичных цепях; надежность присоединений и состояние изоляции проводов; опробуют работу контактной системы вручную на включение и отключение.

В счетчиках и трансформаторах тока проверяют надежность закрепления, присоединение проводов, функционирование выключателей, кнопок при ручном переключении. Расстояние между неизолированными токоведущими частями, а также между ними и металлическими нетокведущими частями должно быть не менее 20 мм по поверхности изоляции и 12 мм по воздуху.

В разъединителе РЛНД-10 проверяют: комплектность, крепление изоляторов к раме; отсутствие трещин, сколов опорных изоляторов; крепление колпачков, фланцев и токоведущих частей к изоляторам; состояние контактной части ножей, пружин; легкость вхождения в контакты токоведущих и заземляющих ножей (ножи должны входить по центру контактов без перекосов и ударов). Между витками контактных пружин при включенном состоянии должен оставаться зазор не менее 0,5 мм.

Акт на приемку в монтаж КТП оформляют представители заказчика и подрядчика.

2 Основные требования к распределительным устройствам и задачи их эксплуатации

Распределительные устройства подстанций должны обеспечивать безопасность обслуживающего персонала, а также быть надежным и экономичным. Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы должны быть установлены, а изоляционные расстояния выбраны таким образом, чтобы: в нормальных условиях работы возникающие усилия, нагрев, электрическая дуга, выброс газов и другие подобные явления не могли привести к повреждению оборудования и возникновению к.з. или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу; при нарушении нормальных условий работы была обеспечена необходимая локализация повреждений; при снятом напряжении с какой – либо цепи были обеспечены безопасный осмотр, замена и ремонт ее элементов без нарушения нормальной работы соседних цепей; была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования. Для выполнения этих требований предусматривается: аппараты или проводники ограждают или устанавливают на такой высоте, которая обеспечивает безопасность людей, находящихся под проводниками и аппаратами; устанавливают разъединяющие устройства с видимым разрывом, обеспечивающие возможность отъединения аппаратов (выключателей, предохранителей, измерительных трансформаторов и т.п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения; предусматривают блокирующие устройства, предотвращающие неправильные операции с коммутационными аппаратами, в частности включение выключателей, отделителей и разъединителей на участки цепей с замкнутыми заземляющими ножами и короткозамыкателями, включение заземляющих ножей на ошиновку, находящуюся под

напряжением, отключение и включение отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата; для повышения пожарной безопасности устанавливают аппараты без масла или с малым содержанием масла и горючих компаундов, а под многообъемными масляными выключателями и силовыми трансформаторами в ОРУ предусматривают маслоприемники, чтобы воспрепятствовать возгоранию масла.

Распределительные устройства КРУ предназначены для приема и распределения электроэнергии между отдельными присоединениями и выполняются в виде шкафов. Шкафы КРУ выпускают в сериях, отличающихся одна от другой габаритами, конструктивными особенностями, типом встраиваемой аппаратуры и ее техническими характеристиками, а также ошиновками и проводками вторичных цепей в пределах каждого шкафа. В шкафы встраивают выключатели высокого напряжения, штепсельные разъединители, трансформаторы тока или напряжения, предохранители высокого напряжения, разрядники, аппараты релейной защиты, приборы учета и измерения электроэнергии.

Шкафы КРУ любого типа состоят из корпуса, выкатной части и релейной камеры (шкафа). Выкатная часть представляет собой тележку, которая вместе с выключателем может выкатываться из камеры для ревизии, регулировки или ремонта. На тележках кроме выключателей устанавливают также трансформаторы напряжения, разрядники, выкатываемые для осмотра и ревизии. Выкатная часть подсоединяется к неподвижной части камеры с помощью разъемных (штепсельных) контактов. Сборные шины монтируют на малогабаритных опорных изоляторах.

Измерительные приборы и приборы управления, релейной защиты и сигнализации размещены в верхней фасадной части камеры, а измерительные трансформаторы тока и кабельные вводы — в задней неподвижной части камеры. Рассмотрим устройство шкафа КРУ серии К-ХП (рисунок 16). Шкаф состоит из корпуса 4, выкатной тележки 3, релейного шкафа 2. Корпус шкафа выполнен из стали. Конструктивное исполнение шкафов КРУ для одностороннего и двустороннего обслуживания одинаково.

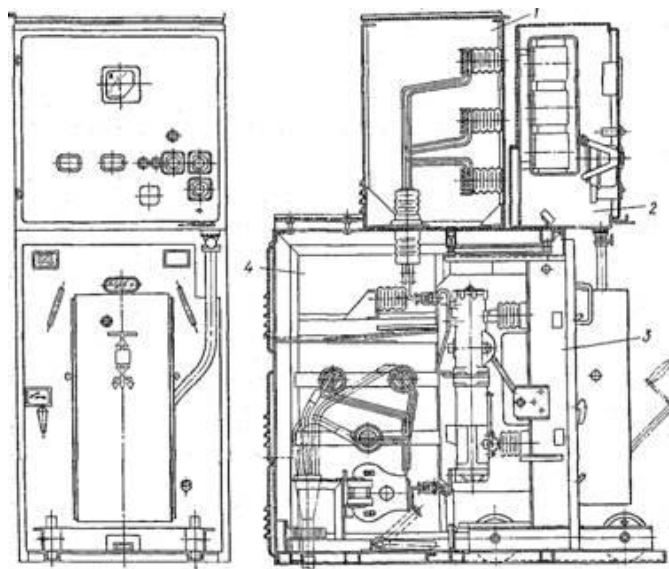


Рисунок 16 – Шкаф КРУ серии К-ХП с масляным выключателем:

1 — шинный отсек, 2 — релейный шкаф, 3 — выкатная тележка, 4 — корпус с аппаратурой

Корпус шкафа разделен металлическими перегородками на отсеки: шинный и шинных разъединителей выкатной тележки, трансформаторов тока и кабельных заделок. В шинном отсеке 7, размещенном в верхней части шкафа, расположены сборные шины с отпайками, окрашенные в цвета, соответствующие фазировке. Для осмотра и ревизии сборных шин и изоляторов в шинном отсеке (при снятом напряжении) имеется съемная или

откидывающаяся крышка. Под отсеком сборных шин располагаются шинные разъединители. Отсек выкатной тележки является основным. На выкатной тележке устанавливают оборудование, подлежащее ревизии без снятия напряжения со сборных шин подстанции, например масляные выключатели с приводами, разрядники, предохранители и др. Соединение аппаратов, смонтированных на тележке, со сборными шинами и другими элементами схемы осуществляется штепсельными контактами втычного исполнения, играющими роль шинного и линейного разъединителей. Выкатная тележка может занимать три положения: рабочее, контрольное (испытательное) и ремонтное.

Рабочим называется такое положение тележки в корпусе шкафа, когда цепи первичных и вторичных соединений включены в схему и обеспечивают нормальную работу шкафа.

При контрольном положении тележки в корпусе шкафа цепи первичных соединений отключены штепсельными разъединителями, а цепи вторичных соединений включены в схему и обеспечивают возможность опробования работы выключателя с приводом.

Ремонтным называется такое положение тележки, когда она находится вне корпуса шкафа и все штепсельные контакты разомкнуты.

Выкатывание тележек из шкафа и вкатывание из ремонтного в контрольное положение осуществляется вручную с помощью ручек на передней стенке тележки. Вкатывание тележки из контрольного положения в рабочее и выкатывание обратно выполняют рычажным механизмом доводки.

Задняя стенка отсека может быть складывающейся или с отверстиями, закрывающимися шторками. При вкатывании тележки автоматически открываются отверстия, а при выкатывании — шторки занимают первоначальное положение. На боковых стенках укреплены отдельные части механизмов открывания и закрывания задней стенки, фиксации положения тележки и доводки, заземления, а также привод заземляющих разъединителей. В нижней части отсека расположены направляющие для колес тележки. Вверху и внизу задней части тележки закреплены подвижные контакты шинных и кабельных разъединяющих устройств, а также штепсельные разъемы цепей вторичных устройств.

В шкафах с выключателями предусмотрены механические блокировки, не допускающие вкатывания тележки в шкаф и выкатывания ее из рабочего положения при включенном выключателе, а также включения выключателя, если тележка находится между рабочими и контрольными положениями. Шкафы с заземляющими ножами снабжены дополнительными блокировочными устройствами, исключающими включение заземляющих ножей в рабочем положении тележки.

Релейный шкаф представляет собой сварную металлическую конструкцию с дверью и съемной верхней крышкой. В релейном шкафу размещены приборы измерения и учета электроэнергии, аппараты управления, защиты и сигнализации. На задней стенке может быть установлено до 15 реле, на переднем поясе размещены блинкеры, ключи управления и сигнальные лампы. На двери релейного шкафа могут быть установлены два счетчика и два измерительных прибора. К нижней части релейного шкафа прикреплены наборные штепсельные контакты (неподвижная часть) для связи с аппаратурой, размещенной на тележке. В нижнем отсеке шкафа размещены неподвижные контакты разъединяющего устройства, трансформаторы тока, в том числе нулевой последовательности, заземляющие ножи, кабельные заделки.

Все части оборудования, расположенного в отсеках шкафа, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за нарушения изоляции, заземляют на корпус шкафа, который соединяют сваркой с закладными швеллерами, присоединенными к контуру заземления.

Для осмотра аппаратуры высокого напряжения, установленной в шкафу, без снятия напряжения имеется сетчатая дверь, расположенная за сплошной двухстворчатой дверью.

Комплектные распределительные устройства КРУН-6- 10 предназначены для наружной установки. Маркировка устройства КРУН-6 или КРУН-10 расшифровывается так: буква К —

комплектное, Р — распределительное, У — устройство, Н — для наружной установки, число 6 или 10 означает номинальное рабочее напряжение в киловольтах.

3 Виды и устройство силовых трансформаторов

Основное назначение силовых трансформаторов – преобразование напряжения рабочей сети к требуемым нормативам, и дальнейшая передача электрического тока непосредственно к потребителю. В современном мире силовые агрегаты используются повсеместно: от крупных электростанций до локальных сетей с различными показателями потребляемой мощности. Что обуславливает большой выбор силового электротехнического оборудования с модифицированными рабочими характеристиками и назначением.

Классификация силовых трансформаторов

Выделяют несколько типов классификации, каждая из которых основана на ключевых технических характеристиках изделия:

По назначению – повышающие и понижающие. По климатическому исполнению – наружные или внутренние. По количеству фаз – трехфазные и однофазные. По показателям напряжения – низковольтные, высоковольтные. По количеству обмоток – двух или трехобмоточные. По форме сердечника – стержневые, тороидальные, броневого.

По типу изоляции и охлаждения – сухие (С) с естественным или принудительным воздушным охлаждением. Маслонаполненные (М). Жидкостные (Н) – охлаждение производится негорючими диэлектрическими растворами.

В зависимости от функциональности и конструктивного исполнения выделяют следующие виды электротехнических агрегатов:

силовые — применяются для преобразования напряжения в сети и могут работать на линиях большой мощности;

автотрансформаторы — отличаются наличием взаимосвязанных обмоток;

трансформаторы — переменного тока с гальванической развязкой;

импульсные — для преобразования импульсных сигналов;

трансформаторы напряжения — служат для понижения высоких показателей напряжения.

разделительные — позволяют повысить безопасность локальной сети;

пик-трансформаторы для преобразования синусоидального напряжения в импульсное.

Самыми популярными являются силовые маслонаполненные и сухие трансформаторы. Благодаря многофункциональности и универсальности они подходят для решения большинства производственных и бытовых задач и могут применяться в различных областях промышленности, а также для электроснабжения частного сектора и общественных организаций.

Ключевой узел каждого устройства – магнитопровод (сердечник) с двумя и более обмотками. Его изготавливают из стали с высокой магнитной проницаемостью. Он обладает способностью быстро намагничиваться даже в слабых магнитных полях и быстро размагничиваться при отсутствии магнитного поля. Сердечник изготавливают из тонких листов металла таким образом, чтобы стержни были вписаны в окружность.

Обмотки силового трансформатора производят из меди или алюминия. Каждый виток в обмотке изолирован от магнитопровода и других витков обмотки. Между основными элементами так называемой активной части трансформаторов, а именно обмотками, магнитопроводом и другими конструктивными элементами, специально оставляют пространство, чтобы охлаждающая жидкость (масло) могла циркулировать и тем самым отводить тепло от обмоток и магнитопровода. Электрический ток подается на первичную обмотку, а после его преобразования в трансформаторе с вторичной обмотки снимается вторичный ток, отличающийся от первичного на коэффициент трансформации, который зависит от соотношения количества витков в первичной и вторичной обмотках (рис. 17).

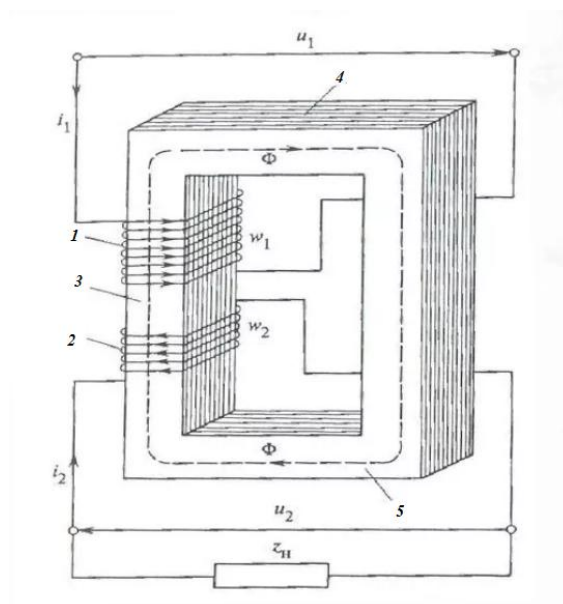


Рисунок 17 – Устройство силового трансформатора:

1 – первичная обмотка с числом витков w_1 ; 2 – вторичная обмотка с числом витков w_2 ; 3 – стержень магнитопровода; 4, 5 – ярмо магнитопровода

Основные элементы конструкции силовых трансформаторов

1. Для электрического присоединения обмоток высокого (ВН), среднего (СН) или низкого (НН) напряжения к соответствующим устройствам электрической сети (генераторам, двигателям, линиям электропередач и так далее) на трансформаторах устанавливаются вводы различного типа и конструкционного исполнения. Так, например, вводы на стороне ВН имеют высокое номинальное напряжение, а вводы на стороне НН рассчитаны на высокие номинальные токи, что непосредственно влияет на их конструкцию и размеры.

2. Для регулирования напряжения и, соответственно, тока на первичной и вторичной обмотках трансформатора путем изменения коэффициента трансформации за счет электрического соединения различного количества витков обмоток применяются два типа переключателей. Один из них производит переключение, т.е. регулирование, под нагрузкой (РПН), а другой производит переключение без нагрузки и без напряжения (ПБВ), что означает переключение без возбуждения. Оба типа переключателей, как правило, устанавливаются в обмотках ВН, так как они имеют меньшие значения номинального тока, что особенно важно для РПН из-за необходимости гашения возникающей при переключении дуги меньшей энергии, чем если бы это было на стороне НН.

3. На масляных трансформаторах большой мощности устанавливается масляная система охлаждения. Масляное охлаждение бывает: естественное; естественное с дутьем; принудительное – с направленным движением масла; принудительное с дутьем; принудительное масляно-водяное.

Дополнительное навесное оборудование совершенствует работу силовых трансформаторов (рис. 18). К нему относятся:

1) защита, отключающая трансформатор или подающая оповещающие сигналы, – газовое реле. Принцип действия газового реле для защиты трансформатора основан на контроле давления газа. Реле врезает в маслопровод трансформатора между баком и расширителем. В случае резкого повышения температуры, которое может возникнуть, например, из-за электрического разряда внутри бака трансформатора, начинает разлагаться масло, отчего внутри трансформатора образуется газ. Разогретые газы стремятся попасть в расширитель устройства, проходя через корпус реле;

2) система защиты от повышения давления охладителя, которая работает автоматически;

- 3) индикаторы температуры – измеряют температуру масла в маслонаполненном оборудовании;
- 4) прибор, измеряющий уровень масла;
- 5) система фильтрации и сушки масла;
- 6) влагопоглотители конденсата, образующегося под крышкой трансформатора, препятствуют его попаданию в масло.



Рисунок 18 – Дополнительные функции управления, мониторинга и диагностики трансформаторов

4 Режимы работы трансформаторов

Трансформаторы могут работать в различных режимах в зависимости от условий подключения и нагрузки. Основные режимы работы трансформаторов включают:

Режим холостого хода – это режим работы трансформатора, при котором на его выходе отсутствует нагрузка, то есть нагрузочный ток равен нулю. В этом режиме трансформатор потребляет минимальную мощность и не производит полезной работы.

В режиме холостого хода трансформатор преобразует электрическую энергию в магнитную энергию в магнитном поле его обмоток. Это происходит благодаря переменному току, который протекает через первичную обмотку трансформатора. Магнитное поле, создаваемое током в первичной обмотке, индуцирует переменное напряжение во вторичной обмотке.

Режим холостого хода может возникать, например, когда нагрузка на трансформатор отключена или когда трансформатор используется для измерений или испытаний. В этом режиме трансформатор может нагреваться, поэтому необходимо следить за его температурой и не допускать перегрева.

Режим холостого хода также может использоваться для проверки работоспособности трансформатора и его параметров. В этом случае на вторичную обмотку подается известное напряжение, а затем измеряется напряжение на первичной обмотке. По полученным данным можно оценить коэффициент трансформации и другие характеристики трансформатора.

Режим короткого замыкания является одним из основных режимов работы трансформатора. В этом режиме на вторичную обмотку трансформатора подается низкое

сопротивление, что приводит к образованию короткого замыкания. В результате, ток во вторичной обмотке возрастает до очень высоких значений.

Режим короткого замыкания используется для проверки надежности и защитных свойств трансформатора. В этом режиме измеряется ток короткого замыкания, который позволяет определить максимальную мощность, которую трансформатор может выдержать без повреждений.

Режим короткого замыкания возникает, когда на выходе трансформатора происходит короткое замыкание, то есть обмотки трансформатора соединены напрямую без нагрузки. В этом режиме трансформатор преобразует электрическую энергию в тепловую энергию, что может привести к повреждению трансформатора. Режим короткого замыкания может возникнуть в случае аварийных ситуаций или неисправностей в системе.

Режим нагрузки – на выходе трансформатора подключена нагрузка, которая потребляет электрическую энергию. В этом режиме трансформатор преобразует электрическую энергию в соответствии с требованиями нагрузки. Режим нагрузки является наиболее распространенным режимом работы трансформаторов в электроэнергетике.

В режиме нагрузки, трансформатор преобразует электрическую энергию, поступающую с его входа, в энергию, необходимую для питания подключенной нагрузки. Он обеспечивает соответствующее напряжение и ток на выходе, чтобы обеспечить работу нагрузки с нужной эффективностью и стабильностью.

В режиме нагрузки, трансформатор имеет следующие характеристики:

Напряжение на выходе трансформатора должно быть стабильным и соответствовать требуемому напряжению нагрузки.

Ток на выходе трансформатора должен быть достаточным для обеспечения требуемой мощности нагрузки.

КПД (коэффициент полезного действия) трансформатора должен быть высоким, чтобы минимизировать потери энергии в процессе преобразования.

Температура трансформатора должна быть в пределах допустимых значений, чтобы избежать перегрева и повреждения.

Режим перегрузки – возникает, когда на трансформатор подключена нагрузка, превышающая его номинальную мощность. В этом режиме трансформатор работает с повышенной нагрузкой, что может привести к его перегреву и повреждению. Режим перегрузки может возникнуть, например, при временном увеличении нагрузки или при неправильном расчете мощности трансформатора (Временное увеличение нагрузки, например, при запуске мощного электродвигателя или при работе силового оборудования. Неожиданный скачок нагрузки, вызванный внешними факторами, такими как короткое замыкание или перегрузка в другой части электрической сети).

Перегрузка трансформатора может привести к следующим проблемам: повышенное нагревание трансформатора, что может привести к его перегреву и повреждению изоляции, снижение эффективности работы трансформатора из-за увеличения потерь в его обмотках и сердечнике, ухудшение качества электрической энергии, так как перегруженный трансформатор может вызывать искажения синусоидальной формы напряжения и тока, возможность аварийного отключения трансформатора или других элементов электрической сети.

Для предотвращения перегрузки трансформатора необходимо правильно рассчитывать нагрузку и выбирать трансформатор с достаточной мощностью для работы с заданной нагрузкой, использовать защитные устройства, такие как предохранители или автоматические выключатели, которые могут отключить трансформатор при превышении допустимой нагрузки, проводить регулярное обслуживание и проверку трансформатора, чтобы обнаружить и устранить возможные проблемы, которые могут привести к перегрузке.

Важно помнить, что работа трансформатора в режиме перегрузки может быть опасной и привести к его повреждению или аварийному отключению. Поэтому необходимо всегда соблюдать рекомендации производителя и следить за состоянием трансформатора.

5 Выбор силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы являются основным электрическим оборудованием, обеспечивающим передачу и распределение электроэнергии на переменном трёхфазном токе от источников питания к потребителям.

Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях определяется величиной и характером электрических нагрузок (требуемой надёжностью 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.

Однотрансформаторные подстанции могут сооружаться в следующих случаях:

1) Для питания неотвечественных потребителей, которые допускают перерыв в электроснабжении на время, достаточное для замены повреждённого трансформатора или его ремонта (не более одних суток). Такое решение требует экономической оценки ожидаемого народно-хозяйственного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям.

2) На начальном этапе сооружения двухтрансформаторной подстанции при постепенном росте нагрузки и наличии резервирования по сетям вторичного напряжения.

3) Сооружение однотрансформаторной подстанции для потребителей второй категории допускается при наличии централизованного передвижного трансформаторного резерва или при наличии другого резервного источника питания от сети низкого или среднего напряжения, включаемого вручную или автоматически. Централизованный трансформаторный резерв широко используется в сетях промышленных предприятий, и в этом случае в цехах сооружаются однотрансформаторные подстанции. Но предусматривается один резервный трансформатор, который при необходимости может быть установлен на любой цеховой подстанции.

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 надёжности электроснабжения. 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).

Двухтрансформаторные подстанции целесообразно применять также независимо от категории питаемых потребителей при неравномерном графике нагрузки, когда выгодно уменьшать число включенных трансформаторов при длительных снижениях нагрузки в течение суток или года.

Если питание получают преимущественно потребители первой категории надёжности, то на стороне низшего напряжения подстанции предусматривается АВР, срабатывающее при аварийном отключении одного из трансформаторов.

При питании потребителей второй категории надёжности в аварийном режиме допускается ручное подключение резерва.

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.

Для однотрансформаторных подстанций нагрузочная способность определяется максимальной загрузкой трансформатора в нормальном режиме, т.е с загрузкой 100%. При этом $S_{ном} > S_{мах}$, $k_3 = 1$.

Для двухтрансформаторных подстанций мощность каждого из трансформаторов принимается такой, чтобы коэффициент загрузки в нормальном режиме был $k_3 = 0,6 \dots 0,7$, а в аварийном режиме оставшийся в работе один трансформатор смог обеспечить питание потребителей, с учётом допустимой аварийной или систематической перегрузки трансформатора не более чем на 40%. Т.е. коэффициент перегрузки $k_п = 1,4$. При этом $S_{ном} > 0,7 S_{мах}$.

Коэффициент перегрузки $k_п$ - это коэффициент допустимой перегрузки трансформатора, который определяется предельно допустимыми температурами обмоток.

Коэффициенты загрузки силовых трансформаторов целесообразно принимать следующими:

- при преобладании нагрузок I категории надёжности $k_3 = 0,65-0,7$;
- при преобладании нагрузок II категории надёжности $k_3 = 0,7-0,8$;
- при преобладании нагрузок второй категории надёжности и наличии централизованного (складского) резерва трансформаторов, а также при нагрузках III категории надёжности $k_3 = 0,9-0,95$.

6 Монтаж трансформаторов и охлаждающей системы

Монтажу силовых трансформаторов (рис. 19) предшествуют операции, включающие выгрузку, погрузку, транспортировку трансформатора к месту установки, подготовку узлов трансформатора к монтажу.

В случае, если выгрузку трансформатора производят гидравлическими домкратами, сначала проверяют состояние электролебедки, трактора, полиспаста и других средств механизации, а также наличие упоров, приваренных к рельсам. Далее подклинивают транспортер шпалами и устанавливают металлические клинья под колеса.

Шпальную клетку выкладывают на расстоянии 2—3 м от оси ближайшего рельса железнодорожного пути по высоте погрузочной площадки транспортера шириной на 1 м больше разгружаемого трансформатора. Шпалы и брусья выкладки крепят строительными скобами. Шпалы в нижнем ряду, а также под домкратами укладывают сплошным настилом, все остальные ряды — через одну. Грунт должен быть хорошо уплотнен. При большой нагрузке на грунт основание для шпальных клеток под домкраты выполняют из железобетонных плит, заглубленных в землю, укладывают вспомогательные рельсы на транспортере и шпальной клетке и крепят их костылями. При этом на одной стороне трансформатора должно быть одинаковое количество рельсов и домкратных упоров. Трансформатор приподнимают домкратами и подводят рельсы под его дно.

После этого строят полиспаст к трансформатору и крепят свободный конец троса к тяговому механизму. Гидравлическими домкратами плавно перемещают трансформатор с транспортера на шпальную клетку. Затем снимают накладку и рельсы на транспортере, разбирают один ряд прилегающей к нему шпальной клетки и отвозят транспортер в сторону.

На железнодорожном пути (на месте, где стоял транспортер) из шпал выкладывают вторую клетку высотой 0,6—0,7 м с проемами для подачи и установки кареток с катками, после чего укладывают вспомогательные рельсы и перемещают трансформатор с первой шпальной клетки на вторую. Далее устанавливают и закрепляют в проемах шпальной клетки каретки с катками гидравлические домкраты, с помощью которых равномерным нажимом приподнимают трансформатор, разбирают один ряд шпал и, ориентируясь по низшему положению штоков домкратов, постепенно и плавно опускают трансформатор до установки кареток на железнодорожный путь.

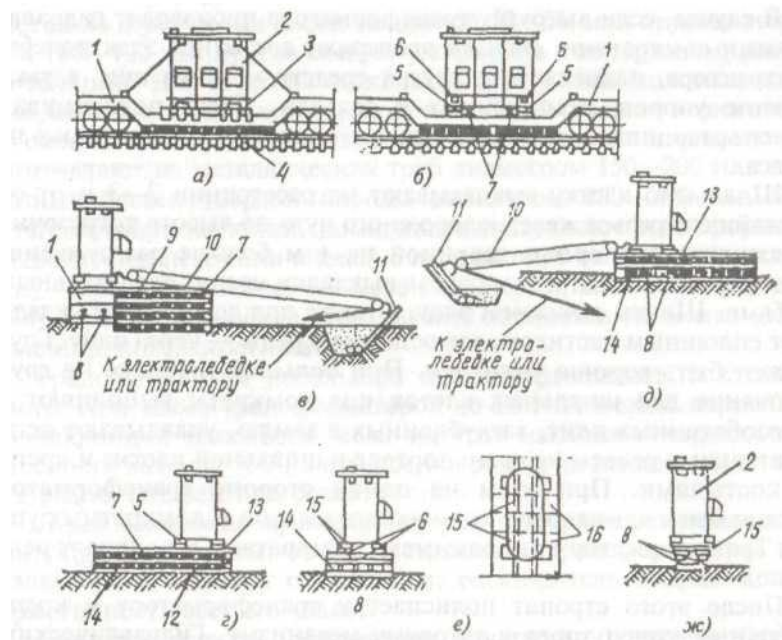


Рисунок 19 - Операция разгрузки трансформатора с применением гидравлических домкратов:

а — подклиновка трансформатора шпалами; б — опускание трансформатора на рельсы; в — перемещение трансформатора на шпальную клеть; г — опускание трансформатора на нижнюю шпальную клеть гидравлическими домкратами; д — перемещение трансформатора на более низкую клеть; е — опускание трансформатора на катки, установленные на железнодорожные рельсы; ж — установка трансформатора на рельсах;

1 — транспортер; 2 — трансформатор; 3 — опорные брусья; 4 — подклиновка шпалами; 5 — домкраты; 6 — упоры; 7 — вспомогательные рельсы; 8 — железнодорожный путь; 9 — накладки для соединения рельсов; 10 — полиспаст; 11 — анкер; 12 — первая шпальная клеть; 13 — упор; 14 — вторая шпальная клеть; 15 — каретка; 16 — проемы в шпальной клетке

Для передвижения трансформатора на своих катках убеждаются в исправности и горизонтальности железнодорожного пути. Затем полиспаст строят к трансформатору и анкеру, а свободный конец троса — к лебедке, с помощью которой постепенно и плавно передвигают трансформатор. При транспортировке особое внимание обращают на положение катков в местах пересечения путей.

В случаях перемещения трансформатора без собственных кареток выравнивают фунтовую дорогу и укладывают на ней сплошной настил из деревянных досок толщиной 50—60 или брусьев толщиной 100—120 мм. Брусья следует укладывать с интервалом, равным их толщине. Для этого из нескольких деревянных полозьев готовят сани. Полозья оковывают полосовой сталью с незначительно скошенной передней частью для набегания их на катки, которые изготовляют из металлических труб диаметром 150—200 или деревянных бревен твердой породы диаметром 150—200 мм. Сани устанавливают на катки, домкратами поднимают трансформатор, подводят под него сани и плавно передвигают их тяговым механизмом. Освобождающиеся по мере передвижения катки перекалывают, причем трансформатор должен оставаться не менее чем на половине поверхности катков.

Трансформаторы небольшой массы перемещают на стальном листе. При массе трансформаторов до 15 т их можно перемещать по наклонной плоскости, если их угол наклона к вертикальной плоскости меньше 150° , а отношение размеров наклонной плоскости равно четырем или более.

Перед монтажом трансформаторов проверяют основные комплектующие элементы: вводы, встроенные трансформаторы тока, газовое реле, систему охлаждения, расширитель и др., а также герметичность всех его узлов.

Герметичность трансформатора, заполненного маслом (без расширителя), проверяют так: если в течение 3 ч столб масла высотой 1,5 м не вызывает течи в местах, расположенных выше уровня масла, с которым он прибыл, трансформатор считают герметичным. Предварительную проверку в течение 3 ч можно делать сухим воздухом давлением 15 кПа. Трансформатор считают герметичным, если за этот промежуток времени давление снизится не более чем до 13 кПа.

Радиатор трансформатора испытывают давлением трансформаторного масла температурой до 60° С, значение которого равно давлению столба масла в собранном трансформаторе от нижних точек радиатора до верхних точек расширителя плюс 0,5 м. При наполнении радиатора маслом предварительно отвертывают воздухопускную пробку и вместо нее устанавливают трубу. Испытания проводят при вертикальном и горизонтальном положениях радиаторов в течение 30 мин.

Герметичность можно проверять, подавая в радиатор сжатый воздух давлением 50 кПа в течение 30 мин. Для определения мест повреждения на все сварные швы предварительно наносят мыльный раствор.

Обнаруженные повреждения заваривают газовой сваркой (устранять течи замазкой или клеем неэффективно, так как они появляются вновь при разогреве масла) и повторно проверяют герметичность керосином. Испытанные радиаторы промывают маслом, подогретым до 40—50° С, через фильтр-пресс или центрифугу.

После промывки радиаторов их фланцы уплотняют заглушками на резиновых прокладках. Далее проверяют электродвигатели и крыльчатки вентиляторов. На конец вала электродвигателей насаживают крыльчатки с картонной шайбой и защитным колпаком и крепят специальной глухой шайбой.

Внутреннюю поверхность маслопроводов очищают стальными ершами и промывают несколько раз маслом. Задвижки разбирают, прочищают, собирают и испытывают давлением масла 50 кПа в течение 30 мин.

Маслоохладитель разбирают, очищают изнутри кожух, продувают трубы сжатым воздухом и промывают трансформаторным маслом. После этого проводят испытание, прокачивают чистое масло во временный бак в течение 24 ч.

Вводы трансформатора 35 кВ очищают от упаковочного материала, проверяют целостность фарфора, надежность армировки, колпачков и фланцев изоляции, наличие контргаяк.

Через грязевик из расширителя сливают остатки масла и промывают его чистым и сухим трансформаторным маслом. После этого проверяют и вновь устанавливают на место маслоуказательное стекло, испытывают расширитель на герметичность, заполняя его сухим маслом и выдерживая в течение 3 ч.

Выхлопную трубу с внутренней стороны очищают от грязи и ржавчины, после чего устанавливают заглушки на резиновых прокладках. Перед установкой трубы на трансформатор монтируют и уплотняют ее стеклянный диск (мембрану) и испытывают трубу на герметичность маслом в течение 3 ч.

Газовое реле, реле уровня масла и приборы контроля температуры проверяют в лаборатории. Результаты проверки герметичности оформляют актом или протоколом и учитывают при введении трансформатора в эксплуатацию.

При необходимости ревизии трансформатора до вскрытия добиваются выравнивания его температуры с температурой окружающей среды. Для предотвращения увлажнения активной части трансформатора во время ревизии ее пребывание на воздухе не должно превышать времени, предусмотренного ПТЭ. После вскрытия трансформатора целесообразно его ревизию производить в такой последовательности: сначала проверяют затяжку доступных стяжных шпилек ярм, креплений отводов, переключателей и других

элементов активной части, убеждаются в достаточности затяжки винтов осевой прессовки обмоток (подтягивание выполняют равномерно по всей окружности; контргайки затягивают). Затем осматривают изоляцию доступных частей обмоток, отводов, переключателей, цилиндров и других элементов активной части и ликвидируют замеченные повреждения.

Далее измеряют сопротивление изоляции: всех стяжных шпилек ярма относительно активной стали; прессующих колец относительно активной стали и балок ярма.

При наличии загрязнений тонкой струей теплого трансформаторного масла промывают активную часть, бак, после чего масло сливают через грязевую пробку. Затем, медленно опуская активную часть, проверяют правильность расположения верхних направляющих планок относительно стенок бака.

Далее концы отводов подсоединяют к контакторам и вводам. Отключенное на время ревизии заземление активной части на бак восстанавливают. Валы с приводами переключателей устанавливают на место согласно маркировке.

Перед установкой крышки проверяют правильность расположения резиновой прокладки и приклеивают ее клеем № 88 (или 88Н) к раме соединителя. При разрыве прокладки готовят вставку из полосовой маслоупорной резины, разделяют стыки резиновых прокладок на конус (на длине 60—70 мм), при этом середину каждого стыка располагают напротив определенного болта.

Трансформаторы на напряжение до 35 кВ включительно заливают маслом (его температура не ниже + 10° С) без вакуума, при этом температура их активной части должна быть выше температуры масла.

Технология монтажа трансформатора объединяет монтажные операции отдельных его узлов.

При монтаже переключающего устройства необходимо установить его привод и подвижные контакты переключателей в исходное положение: один конец горизонтального вала со шпонкой вставить в соединительную муфту вала переключателя, а другой конец и нониусный диск соединить по рискам с нониусным диском вала контактора. При правильном сопряжении всех звеньев переключающего устройства рукоятка ручного привода должна занимать вертикальное положение (ручкой вниз). Правильного положения добиваются регулировкой нониусных дисков вертикального вала.

Далее нужно проверить целостность отводов и состояние контактов контакторов. Включением контакторов от руки проверяют усилие главных и искрогасительных контактов (при проверке штоковым динамометром оно должно быть для главных контактов 130—170 Н, для искрогасительных — 110—140 Н).

Струей чистого, сухого масла следует промыть внутреннюю часть коробки переключающего устройства и залить ее до уровня главных контактов контакторов маслом, пробивное напряжение которого должно быть ниже, чем в баке трансформатора, затем долить коробку маслом до отметки + 35° С в маслоуказателе, после чего установить резиновую прокладку и заболтить крышку.

Через смотровой люк бака трансформатора с помощью фасонного штифта связать шарнирную часть привода с верхней муфтой штанги, закрепив штифт бандажом из трех-четырех слоев киперной ленты.

При монтаже радиаторов нужно проверить их краны по надписям на рукоятке и убедиться, что они закрыты. Затем снять заглушки, тщательно очистить поверхность фланцев радиаторных кранов и осмотреть состояние деталей. Далее следует уплотнить фланцы запасными резиновыми прокладками или изготовленными на месте из листовой маслостойкой резины толщиной не менее 10 мм с проходным отверстием на 5—7 мм больше отверстия крана.

После этого нужно застропить радиатор за приваренную к его верхней части скобу, поднять и установить на шпильки верхнего крана, навернуть гайки на несколько ниток, навесить радиатор на шпильки нижнего крана и равномерно затянуть все гайки на нижних и верхних фланцах. После окончания монтажа всех радиаторов проверяют работу радиаторных

кранов при полном их открытии. При монтаже дутьевого воздушного охлаждения в свободном пространстве между трубами радиатора по чертежу завода-изготовителя необходимо горизонтально установить опорную раму из швеллеров и во избежание вибрации при работе вентиляторов прочно закрепить ее на стенке бака.

На опорных рамах нужно установить вентиляторы и распределительные коробки.

Далее нужно установить шкаф автоматического включения и отключения электродвигателей дутьевых вентиляторов, замерить мегаомметром на напряжение 1000 В сопротивление изоляции всех электрических цепей относительно корпуса (оно должно быть не ниже 0,5 МОм) и проверить вентиляторы на вращение вручную (крыльчатки должны легко вращаться) и при включении убедиться, что они вращаются против часовой стрелки и не имеют биения.

Далее в течение 1 ч проводят гидравлическое испытание смонтированной системы охлаждения давлением 0,2 МПа, с помощью насосов промывают систему маслоохлаждения (при температуре масла 40—50° С), периодически включая центрифугу (или фильтр-пресс) и отбирая пробы масла. Если масло при испытании удовлетворяет нормам, промывку заканчивают.

Расширитель заполняют маслом значительно выше отметок маслоуказателя, закрывают верхнюю задвижку бака трансформатора, а через нижнюю заполняют систему маслом, периодически доливая его в бак из расширителя.

При заполнении системы маслом все пробки открывают для выпуска воздуха, после чего их закрывают и уплотняют. Для обеспечения нормального уровня масла в расширителе полностью открывают две основные задвижки бака трансформатора.

При монтаже вводов трансформатора напряжением 3—35 кВ необходимо заглушки на крышке трансформатора снять, а вместо них установить вводы на уплотняющих резиновых прокладках. Болты фланцев затянуть равномерно и через смотровой люк присоединить концы обмоток к вводам внутри бака, при этом тщательно затянуть гайки.

При монтаже встроенных трансформаторов тока их необходимо подогреть до температуры, на 10° С выше температуры окружающего воздуха, пригласить наладчиков и провести испытания по нормам, приведенным в ПУЭ. При положительных результатах испытаний следует смонтировать переходный фланец с установленными в нем трансформаторами тока на новых уплотняющих резиновых прокладках и равномерно затянуть болты.

При монтаже расширителя на крышке трансформатора следует установить два кронштейна и временно закрепить на них расширитель.

При сборке маслопровода, соединяющего бак трансформатора с расширителем, нужно обеспечить уклон не менее 2 % в сторону трансформатора во избежание крутых изгибов и обратных уклонов в маслопроводе. На уплотняющих маслоупорных прокладках выполнить соединения всех фланцев маслопровода.

При монтаже газового реле сначала с него нужно снять крышку с поплавковой системой и установить корпус реле горизонтально на пробковых или клингеритовых прокладках, покрытых глифталевым или бакелитовым лаком, при этом смотровое окно должно находиться со стороны, удобной и доступной для наблюдения.

Крышку с поплавковой системой устанавливают на корпус газового реле так, чтобы стрелка на крышке указывала направление от бака к расширителю. В поливинилхлоридных трубах прокладывают концы проводов, присоединяемых к газовому реле.

При монтаже реле уровня масла следует проверить его работу, присоединяя к нему контрольную лампочку, которая гаснет при доливке масла до нормального уровня маслоуказателя.

На верхнем фланце трубы на мягкой резиновой прокладке устанавливают стеклянную диафрагму. При монтаже выхлопной трубы нужно с крышки трансформатора снять заглушку, поставить на ее место выхлопную трубу на резиновой прокладке и по всему периметру фланца равномерно затянуть крепящие болты.

При монтаже термометров температурный датчик термометрического сигнализатора устанавливают с помощью уплотнений из асбестового шнура, пропитанного бакелитовым или глифталевым лаком. Между корпусом прибора и пластиной ставят резиновую прокладку.

Гильзы ртутных и ртутно-контактных термометров заливают маслом и во избежание попадания в них влаги уплотняют.

При монтаже термосифонного фильтра его разбирают, очищают и промывают чистым, сухим трансформаторным маслом, засыпают сухой сорбент в фильтр и устанавливают на патрубках бака трансформатора при закрытых кранах. Затем открывают воздушный спускной кран на колпаке фильтра и при слегка открытом нижнем кране заполняют его маслом из бака трансформатора. При появлении масла в спускном воздушном кране закрывают нижний кран и дают отстояться маслу в течение 1 ч. Далее спускают часть масла из отстойника фильтра через спускную пробку, открывают верхний и нижний краны и заполняют фильтр маслом. Затем доливают масло в расширитель до нормального уровня.

Технология монтажа воздухоочистительного фильтра включает операции по его разработке, очистке от загрязнений и сушке.

На КТП монтируют проходные изоляторы, удалив деревянные заглушки, высоковольтные и низковольтные разрядники, изоляторы ВЛ 0,38 кВ, устанавливают и подключают силовой трансформатор. Контактные поверхности зачищают и смазывают техническим вазелином. Разрядник РВП-10 либо подвешивают за ушко, прикрепив его дополнительным стальным хомутом к корпусу шкафа, либо крепят к опорной конструкции хомутом из стальной полосы 60 x 6 мм. После установки каждый разрядник присоединяют к заземляющей сети стальной полосой 40 x 4 мм. Соединение с заземляющей магистралью должно быть выполнено по кратчайшему расстоянию. Верхний наружный контакт присоединяют к защищаемым токоведущим частям.

В виде исключения трансформаторную подстанцию малой мощности защищают трубчатыми разрядниками РТВ, РТФ. Трубчатые разрядники устанавливают также для защиты высоковольтных кабельных вставок и подходов к подстанции воздушных линий электропередачи. В функцию разрядника входит не только ограничение волны перенапряжения, но и гашение дуги сопровождающего тока промышленной частоты, протекающего через искровой промежуток вслед за импульсным пробоем. После установки трубчатого разрядника на опору проверяют расположение его зон выхлопа. Они не должны пересекаться и охватывать элементы конструкции и проводов, имеющих потенциал, отличный от потенциала разрядника.

На концевой опоре ВЛ 10 кВ монтируют разъединительный пункт, включающий разъединитель и привод (рис. 15, б). Разъединитель устанавливают и крепят с помощью четырех болтов к двум траверсам. Привод разъединителя соединяют с его рычагом стальной газовой трубой диаметром $\frac{3}{4}$ дюйма. После установки разъединителя на опоре монтируют элементы блокировки привода разъединителя и дверцы высоковольтного шкафа.

При сборке разъединителя регулируют углом поворота одновременность включения, ход контактов. Проверяют состояние поверхности и площадь прилегания контактов, регулируют усилие сжатия контактов. Допускается несоосность вертикальных осей фаз разъединителя не более ± 2 мм, отличие угла поворота подвижных ножей фаз не должно быть более 3 %. Параллельность подвижных ножей и одновременность их замыкания регулируют изменением межполюсных тяг и перестановкой упоров. Для разъединителей до 10 кВ неодновременность включения ножей фаз может составлять не более 3 мм, а для разъединителей на напряжение 35 кВ — 5 мм. Полностью собранные и отрегулированные разъединители подвергают испытаниям. Мегомметром на напряжение 2500 В измеряют сопротивление изоляции проводов и тяг, выполненных из органических материалов, и многоэлементных изоляторов. Полученные данные должны соответствовать нормам.

Заземляющее устройство, состоящее из заземлителей (круглая сталь диаметром 12 мм и длиной 5 м), погруженных в грунт наклонно или вертикально, выполняют в траншее и соединяют между собой перемычками на сварке (рис. 20).

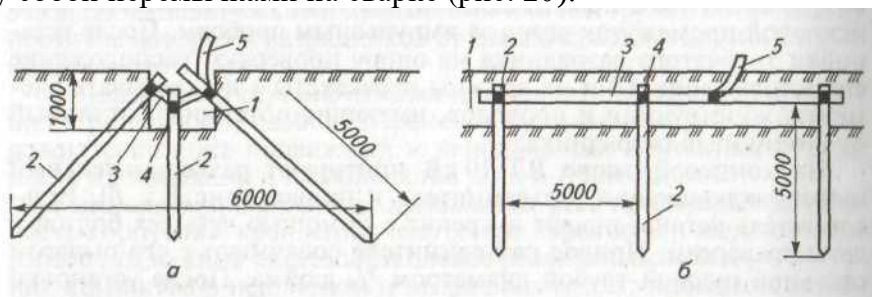


Рисунок 20 – Монтаж заземляющего устройства КТП из наклонных (а) и вертикальных (б) заземлителей: 1 —траншея; 2 —заземлители; 3 — перемычки; 4 —сварные соединения; 5 — заземляющие проводники

Заземляющие проводники не менее чем в двух точках с противоположных сторон подстанции присоединяют к корпусу КТП и трансформатора, выводу его нулевой точки. К заземляющему устройству присоединяют также привод разъединителя, все металлические части оборудования и аппаратов КТП, которые могут оказаться под напряжением при нарушении изоляции. После монтажа заземляющее устройство до засыпки траншеи осматривают заказчик и подрядчик и составляется *акт* на скрытые работы.

Сопротивление заземления опор, на которых установлено высоковольтное оборудование (разъединители, предохранители и пр.), должно быть не более 10 Ом. Все металлоконструкции опор должны быть соединены с заземляющим спуском. Разъединитель и его привод присоединяют к заземлителю отдельным спуском. На опорах анкерного типа для связи с заземлителем используют арматуру стойки и подкоса.

Сопротивление контура заземляющего устройства трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ в любое время года должно быть не более 4 Ом с учетом естественных заземлителей и заземляющих устройств отходящих воздушных линий 0,38 кВ, если их число не менее двух. Сопротивление заземлителя, расположенного в непосредственной близости от трансформатора, должно быть не более 30 Ом.

7 Фазировка и включение трансформаторов

Фазировка трансформаторов проводится для включения их на параллельную работу.

Фазировкой называется проверка совпадения по фазам одноименных напряжений включаемого трансформатора и сети или другого, работающего трансформатора. Проверка сводится к отысканию пар выводов, напряжение между которыми равно нулю. На обмотках до 0,4 кВ проверка производится вольтметром, до 10 кВ — указателями напряжения, свыше 10 кВ — с помощью измерительных трансформаторов напряжения.

Приборы для фазировки трансформаторов с заземленными нейтралями должны быть рассчитаны на двойное линейное напряжение. На напряжении до 10 кВ используются два указателя напряжения, в один из которых вместо конденсатора и неоновой лампы встроены резисторы сопротивлением 3—4 МОм при напряжении до 6 кВ и 5—7 МОм — при 10 кВ. Зажимы указателей соединяют гибким проводом с усиленной изоляцией.

Условия параллельной работы трансформаторов:

- группы соединений обмоток трансформаторов должны быть одинаковы;
- равенство коэффициентов трансформации линейных напряжений на холостом ходу;
- равенство напряжений короткого замыкания.

Фазировка трансформаторов это проверка совпадения фаз вторичных напряжений у двух трансформаторов, включаемых на параллельную работу.

Сухие силовые трансформаторы с литой изоляцией имеют ряд преимуществ: компактный размер; широкий диапазон допустимых температур (до -60°C); повышенная пожарная и экологическая безопасность; пониженный уровень шума; простота монтажа; устойчивость обмоток к увлажнению и загрязнению.

Таблица 8 – Сравнение воздушных и масляных трансформаторов

Параметры	Масляные трансформаторы	Сухие трансформаторы
Обслуживание и проверки	Проверка раз в год. Ежедневный контроль охлаждающей жидкости	Раз в 6 лет
Устойчивость к механическим повреждениям	Низкая. Нельзя допускать опрокидывания и крена конструкции	Высокая
Тип монтажа	Наружный с необходимостью оборудования маслохозяйства	Внутренний или наружный
Экологичность	Есть вероятность загрязнения выбросами CO_2 и отходами охлаждающей жидкости	Безопасны
Перегрузочная способность	Длительное время при небольших перегрузках	Выдерживает большие перегрузки в течение непродолжительного времени

9 Защита трансформаторов от перенапряжений

При нормальных режимах напряжение в электрических установках близко к номинальному и не превосходит его более чем на 10 %. Однако возможны кратковременные повышения напряжения, которые называются перенапряжениями. В зависимости от причины возникновения они разделяются на коммутационные и атмосферные. Следствием их может быть пробой изоляции электроустановок с последующим коротким замыканием и отключением электроприемников.

Коммутационные перенапряжения в сельских сетях напряжением до 110 кВ не представляют существенной опасности для правильно выбранной изоляции электроустановок. Основной вид перенапряжений, от которых надлежит защищать сельские электроустановки, есть перенапряжения, вызываемые атмосферными явлениями, и в первую очередь грозой.

Причиной грозы является грозовое облако, которое образуется из мельчайших капель воды – водяной пыли. Восходящими воздушными потоками водяная пыль поднимается в верхние слои атмосферы и образует облака. По пути капли электризуются вследствие трения о воздух, и нижняя часть облака заряжается отрицательно. В свою очередь, земля как вторая обкладка своеобразного огромного конденсатора получает положительный заряд. Напряженность электрического поля между грозовым облаком и землей в среднем составляет 10 кВ/м, однако в местах, где на земле имеются остроконечные предметы, напряженность увеличивается и может даже наблюдаться свечение из – за так называемого коронного разряда.

Если напряженность электрического поля превысит электрическую прочность воздуха 25...30 кВ/ см, то создаются условия для образования молнии. Существуют различные разновидности молний: линейная, шаровая, четочная. С точки зрения возможности поражения электроустановок интерес представляет линейная молния между облаком и землей.

Примерно 50% линейных молний состоит из 3 ... 4 повторных разрядов и более – до 40. Интервалы между разрядами составляют от тысячных до сотых долей секунды.

Первый разряд обычно самый сильный. Каждый разряд состоит из предразрядного процесса и собственно разряда. Предразрядный процесс представляет собой ступенчатый пробой воздуха, называемый лидером, движущимся ступенями по 50...100 м с остановкой на 10 ... 100 мкс. Скорость продвижения лидера порядка 1000 км/с. Когда лидер достигает земли или встречного лидера от земли к облаку, по образовавшемуся каналу устремляется главный разряд со скоростью 50...150 тыс. км/с.

Длина линейной молнии, представляющей собой огромную искру, составляет обычно сотни и тысячи метров, а между облаками – даже десятки километров. Ток молнии стремительно возрастает до 30 ... 40 кА. Зарегистрированы молнии с силой тока сотни килоампер, но они бывают редко и учитываются только при защите особо ответственных объектов. Во время разряда температура канала в воздухе достигает 20000⁰С. При этом воздух быстро расширяется и как бы взрывается, что вызывает ослепительный световой импульс и раскаты грома.

Ток молнии, протекая по объекту, оказывает тепловое, механическое и электромагнитное воздействие.

Тепловое воздействие, несмотря на очень большую силу тока, не так велико из-за его кратковременности.

Механическое воздействие проявляется в расколах и разрушениях каменных и кирпичных сооружений, расщеплении и расколе деревянных опор и траверс вследствие акустического удара при расширении канала молнии, действия электростатических сил и испарения влаги. Наибольшие усилия возникают при прохождении тока молнии по узким щелям и трещинам. Это учитывается в конструкциях трубчатых разрядников.

Электромагнитное действие особенно опасно, потому что в месте удара молнии на объекте возникает потенциал в миллионы вольт, вследствие чего с объекта на хорошо заземленные конструкции происходят вторичные разряды. Такие разряды внутри зданий опасны для жизни людей и животных, оказавшихся на пути разряда: между внутренней проводкой и хорошо заземленными конструкциями, водопроводными трубами.

Вблизи входа тока молнии в землю на ее поверхности появляется такой же высокий потенциал, как на объекте разряда: дереве, опоре, здании и сооружении. Этот потенциал на поверхности земли резко снижается при удалении от входа тока молнии в землю и появляется опасность поражения людей и животных шаговым напряжением из-за разности потенциалов между двумя точками на поверхности земли. Особенно большая опасность возникает при прямом ударе молнии в провода воздушных линий электропередач, связи, радио, если они не имеют соответствующей защиты или эта защита неудовлетворительна. Под воздействием высокого напряжения повреждается изоляция оборудования и возникают аварии в электроустановках, а проникновение волны перенапряжения по проводам воздушных линий в жилые, производственные здания вызывает поражения людей, животных и пожары.

Наиболее опасный вид поражения от атмосферных перенапряжений – это прямой удар молнии в объект. Ток молнии I_m , протекая через заземленный объект с сопротивлением заземления R_z , создает на нем падение напряжения $U_z = I_m \times R_z$. Вследствие больших значений тока молнии это напряжение может достигать сотен тысяч и миллионов вольт, следовательно, изоляция установки неизбежно будет нарушена.

В связи с этим защита от прямых ударов молнии основана на том, что направление лидера молнии наиболее вероятно к объекту, на котором имеется максимальное значение напряженности электрического поля. В качестве объектов сооружают возвышенные молниеотводы, которые принимают на себя лидер и главный разряд молнии.

Правильный выбор расположения молниеотводов позволяет практически исключить попадание молнии в защищаемый объект. Чтобы при этом напряжение на

молниеотводе не превышало допустимого предела и не возникали условия для повреждения изоляции защищаемого объекта, молниеотводы должны быть заземлены через малое сопротивление.

Для защиты объектов небольшой протяженности (здания, открытые подстанции) применяют стержневые молниеотводы. Стержневой молниеотвод представляет собой высокую деревянную или стальную мачту, вертикально закрепленную в земле. На верху мачты укрепляют молниеприемник, который представляет собой стальной стержень, трубу или угловую сталь площадью сечения не менее 100 мм^2 . Он должен быть выше мачты не менее чем на 15 см и не более чем на 2 м. Молниеприемник соединен с токоотводом, в качестве которого применяют стальную проволоку диаметром не менее 6 мм. Токоотвод проходит вниз вдоль мачты и соединяется с заземлением из стержней или уголков стали, сопротивление растеканию которого не должно превышать 15...20 Ом. Протяженные объекты (линии электропередач, крупные подстанции) более целесообразно защищать от прямых ударов молнии заземленными тросами, натянутыми над защищаемыми объектами.

Для защиты от прямых ударов молнии в зависимости от площади и длины защищаемого объекта устанавливают один, два и более стержневых молниеотводов. Молниеотвод должен возвышаться над защищаемым объектом, имеющим высоту h_x , на определенную высоту, называемую активной h_a . Таким образом, полная высота молниеотвода $h = h_x + h_a$.

Зонай защиты молниеотвода называется пространство, защищаемое от прямых ударов молнии с достаточно высокой степенью надежности. Зона защиты одиночного молниеотвода представляет собой прямой конус с криволинейной образующей,

имеющей функцию $r_x = \frac{1,6 \times h_a}{1 + \frac{h_x}{h}}$. Зона защиты на высоте защищаемого объекта имеет

форму круга радиусом r_x . На уровне земли радиус зоны защиты будет равен $1,6h$.

Пример 6: Защита территории подстанции от прямых ударов молнии будет осуществляться стержневыми молниеотводами. Самым высоким объектом на подстанции 35/10 кВ является силовой трансформатор, тогда высота защищаемого объекта $h_x = 7 \text{ м}$, высота молниеотвода $h = 20 \text{ м}$.

Активная высота молниеотвода $h_a = h - h_x = 20 - 7 = 13 \text{ м}$.

Территория подстанции представляет собой прямоугольник $S = a \times b = 30 \times 50 (\text{м}^2)$

Радиус защиты стержневого молниеотвода $r_x = \frac{1,6 \times h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} = \frac{1,6 \times 13}{1 + \frac{7}{20}} = 15,4 \text{ м}$.

На плане рисунок 23 намечаем количество молниеотводов. Предварительно намечаем установить молниеотводы по углам территории подстанции. Ориентировочно получается 4 молниеотвода.

Расстояние между молниеотводами: $1-2: a_1 = 50 \text{ м}$, $1-4: a_2 = 30 \text{ м}$.

Территория подстанции будет надежно защищаться, если выполняется условие: $8 \times h_a \geq D$, где D – расстояние между молниеотводами «1 - 3», находящимися по диагонали четырехугольника, м.

$D = \sqrt{30^2 + 50^2} = 58,3 \text{ м}$ $8 \times h_a = 8 \times 13 = 104 \text{ м}$ $8 \times h_a = 104 \geq D = 58,3$ - территория подстанции будет надежно защищена.

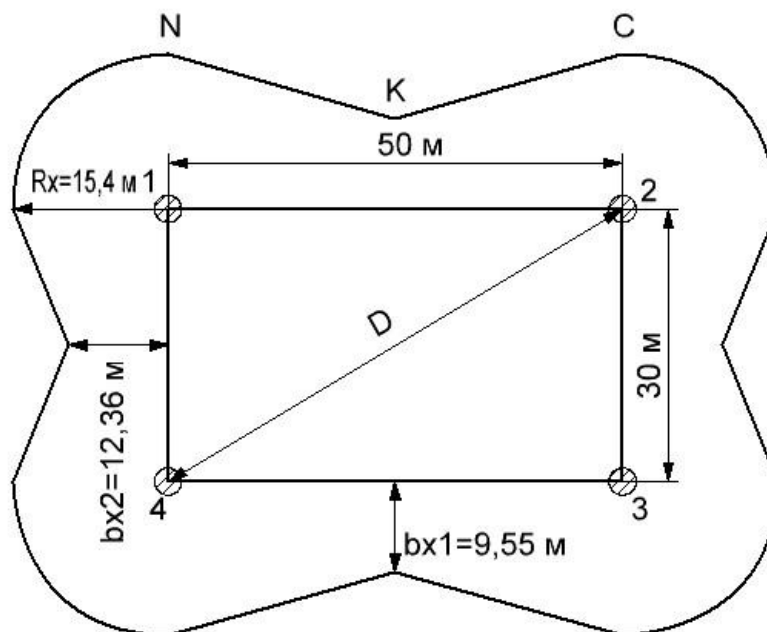


Рисунок 23 – Зона защиты стержневых молниеотводов

Построение зоны защиты молниеотводов.

Расчетная ширина внутренней зоны защиты $2b_x$ на высоте h_x :

$$2b_{x1} = \frac{7 \times h_a - a}{14 \times h_a - a} \times 4 \times r_x = \frac{7 \times 13 - 50}{14 \times 13 - 50} \times 4 \times 15.4 = 19.1 \text{ м} \quad b_{x1} = \frac{2b_{x1}}{2} = \frac{19.1}{2} = 9.55 \text{ м};$$

$$2b_{x2} = \frac{7 \times h_a - b}{14 \times h_a - b} \times 4 \times r_x = \frac{7 \times 13 - 30}{14 \times 13 - 30} \times 4 \times 15.4 = 24.72 \text{ м} \quad b_{x2} = \frac{2b_{x2}}{2} = \frac{24.72}{2} = 12.36 \text{ м},$$

где a – расстояние между 1 – 2 молниеотводом, м;

b – расстояние между 1 – 4 молниеотводом, м;

r_x – радиус молниеотвода, м.

Порядок построения:

1. Из точек 1, 3, 2, 4 откладываем величину, равную радиусу молниеотвода, м;
 2. Отрезки 1–2, 3–4 делим пополам, из середины восстанавливаем перпендикуляр и откладываем расстояние b_{x1} ;
 3. Отрезки 1–4, 2–3 делим пополам, из середины восстанавливаем перпендикуляр и откладываем расстояние b_{x2} ;
 4. Соединяем касательными точки NK; KC и т.д.
- Установка 4 молниеотводов обеспечит надежную защиту территории подстанции от прямых ударов молнии.

Защита от набегающих волн перенапряжения: искровые промежутки, трубчатые разрядники, вентильные разрядники, ограничители перенапряжений

Наведенные перенапряжения возникают вследствие электростатической и электромагнитной индукции главным образом в проводах линий электропередачи при ударе молнии в близко расположенные объекты. Они значительно более часты, чем прямые удары молнии. Перенапряжения при этом меньше, но все же достигают десятков и сотен тысяч вольт. При этом их воздействию подвергаются практически все объекты, электрически связанные в данной установке.

От наведенных перенапряжений установки защищают при помощи грозозащитных аппаратов – разрядников. Разрядник состоит из воздушных искровых промежутков, включенных на каждую фазу и соединенных с землей непосредственно или через добавочное, рабочее сопротивление. Размеры искровых промежутков подбирают так,

чтобы пробой искрового промежутка и разряд импульса в землю происходят ранее достижения амплитуды импульса, то есть при значении напряжения, меньшем, чем пробивное напряжение защищаемого объекта.

Кроме того, задача разрядника заключается в том, чтобы погасить электрическую дугу, возникшую в искровых промежутках под воздействием рабочего напряжения установки. Дело в том, что волна перенапряжения обычно движется по всем трем фазным проводам и уходит в землю через все три искровых промежутка. Воздух промежутков за это время ионизируется, становится проводящим, и уже через них начинает идти ток к.з. от рабочего напряжения, образующий электрическую дугу. Если дуга не будет своевременно погашена, то срабатывает релейная защита и установка отключится, что крайне нежелательно.

Наиболее совершенны *вентильные разрядники*. В герметическом фарфоровом корпусе помещается один или несколько искровых промежутков и дисковых рабочих сопротивлений, число которых увеличивается с повышением номинального напряжения сети.

Единичный искровой промежуток образуется между двумя латунными электродами диаметром 5 и 7,5 см, разделенными кольцом из слюды – миканита толщиной 0,5 ... 1,0 мм. Внутренняя часть кольца и образует воздушный искровой промежуток. Наличие миканита – материала с высокой диэлектрической проницаемостью – создает в зоне соприкосновения его с латунью высокую концентрацию силовых линий электрического поля, вследствие чего импульсное перенапряжение вызывает свечение, активизирующее межэлектродное пространство. Этим обеспечивается его пробой. Гашение искровым промежутком сопровождающего тока частотой 50 Гц происходит при первом прохождении током нулевого значения, то есть за время до 0,01 с. При этом сила тока через промежуток ограничивается рабочим сопротивлением до значения 100 А.

Рабочее сопротивление разрядника выполняют из вилита. Поэтому вентильные разрядники часто называют также вилитовыми. Этот материал состоит из зерен электротехнического карборунда, скрепленных жидким стеклом в диски диаметром 10 ... 13 см и толщиной 2 см. Вилитовые диски представляют собой активные сопротивления с большой степенью нелинейности, то есть с повышением приложенного напряжения их сопротивление резко снижается. Следовательно, при действии импульса перенапряжения сопротивление невелико и падение напряжения на нем незначительно. Для рабочего напряжения сети после прохождения импульса сопротивление возрастает, ограничивая сопровождающий ток к.з. значением менее 100 А. Этот легко разрывается искровым промежутком. Гашение дуги происходит без звукового и светового эффектов, защищаемый объект остается неповрежденным.

Вентильные разрядники в сетях напряжением 0,38 кВ подвесного типа подвешивают на фазных проводах либо закрепляют на вводах. Разрядники на 10 кВ крепят на конструкциях хомутами или устанавливают на полках, а в сетях напряжением 20...35 кВ устанавливают вертикально на специальных конструкциях и присоединяют к шинам верхним болтом. Разрядники на 10 кВ можно присоединять к шинам как верхним, так и нижним болтом.

ОПН на сегодняшний день являются одним из эффективных средств защиты оборудования электрических сетей. Данные аппараты обладают достаточно высокими эксплуатационными свойствами и надежностью.

Нелинейные ограничители перенапряжений предназначены для использования в качестве основных средств защиты электрооборудования станций и сетей среднего и высокого классов напряжения переменного тока промышленной частоты от коммутационных и грозовых перенапряжений. Ограничители рекомендуется применять вместо вентильных разрядников соответствующих классов напряжения при проектировании, эксплуатации, техническом перевооружении и реконструкции электроустановок.

ОПН 6-110 кВ с полимерной изоляцией, по сравнению с вентильными разрядниками, обладают целым рядом преимуществ: варисторы, применяемые в ОПН, обладают высокой стабильностью, которая не изменяется в процессе длительной эксплуатации; большое быстродействие срабатывания ОПН при коммутационных и грозовых перенапряжениях; отличные пиковые характеристики ОПН в широком диапазоне рабочей температуры; применение варисторов в одноколонковом исполнении позволяет обеспечить особенно глубокое ограничение напряжений и, соответственно, более высокую надежность работы оборудования и улучшение параметров сети; уменьшение габарита и веса ОПН в 10 — 20 раз позволяет установить их непосредственно вблизи защищаемого оборудования; высокая механическая прочность и малая масса ОПН позволяет устанавливать их на ВЛ 6-110 кВ без усиления конструкции опор; ОПН в полимерном корпусе не требуют специального обслуживания, не повреждаются при транспортировке и хранении; малые массо-габариты ОПН позволяют легко выполнять их монтаж при минимальном использовании техники.

Под рабочим напряжением через ОПН протекает ток величиной доли миллиампер. Ток носит емкостной характер, вследствие чего в ОПН не выделяется активная мощность, и он может неограниченно долго находиться под рабочим напряжением. В результате ОПН не требует обслуживания и контроля параметров в процессе эксплуатации. Повышение напряжения, при появлении импульса перенапряжения, вызывает снижение активного сопротивления резисторов ОПН. Ток через ОПН возрастает до сотен ампер при появлении коммутационных перенапряжений и до тысяч ампер при воздействии грозовых перенапряжений. Резисторы ограничителя переходят в проводящее состояние и ограничивают дальнейшее нарастание перенапряжения до уровня, безопасного для изоляции защищаемого электрооборудования. Когда перенапряжение снижается, ограничитель вновь возвращается в непроводящее состояние.

Высоколинейные резисторы объемного типа (варисторы), применяемые в ОПН, выполнены из оксидно-цинковой или металлооксидной керамики – нелинейного материала, получаемого в результате высокотемпературного обжига (до 1300 °С) специальной смеси. Смесь состоит из окиси цинка и некоторого количества оксида другого металла, например висмута, сурьмы, кобальта, марганца и т.п. Масса основной добавки составляет менее 4% массы оксида цинка. Коэффициент нелинейности оксидно-цинковой керамики одного и того же образца составляет 0,02 - 0,06 и зависит от сочетания добавок к оксиду цинка и температуры обжига материала.

Диски из оксидно – цинковой керамики помещаются в специальную термоусаживаемую трубку (трубка полиэтиленовая радиационно – модифицированная), которая при нагревании вместе с дисками до температуры 170-180°С плотно облепает колонку из дисков, создавая продольное и поперечное давление. Продольное давление обеспечивает электрический контакт между отдельными дисками, а поперечное создает из разрозненных дисков одно конструктивное целое — колонку.

Защита оборудования подстанций

Трансформаторные пункты 10/0,4 кВ молниеотводами не защищаются. Для защиты трансформаторов от волн перенапряжения применяют вентильные разрядники или ограничители перенапряжения на 10 кВ. Для тупиковых ТП – вентильные разрядники (ОПН) устанавливают на вводе, на проходных ТП вентильные разрядники (ОПН) устанавливают на шинах 10 кВ, кроме того, на вводе со стороны питания для защиты разомкнутых разъединителей устанавливают трубчатый разрядник.

Защита трансформаторных подстанций с высшим напряжением 35...110 кВ осуществляется следующим образом. При мощности трансформатора от 1600 кВА воздушные линии высшего напряжения должны быть защищены тросами на подходах длиной 1 ... 6 км, если они выполнены на деревянных опорах. В начале тросового подхода на линии устанавливают комплект ОПН. Если по линии возможна подача энергии от другой подстанции, устанавливают другой комплект ОПН у другого конца

троса для защиты разъединителя, потому что разъединитель имеет ослабленную изоляцию (его монтируют на металлической раме и разрядное расстояние равно только высоте изолятора).

Для защиты изоляции оборудования подстанции на шинах устанавливают вентильные разрядники (ОПН), которые кратчайшим путем присоединяют к контуру заземления подстанции. Оборудование подстанции защищается вентильными разрядниками (ОПН), которые устанавливаются не далее 10 м от трансформатора.

РУ 3 ... 20 кВ подстанций с высоким напряжением 35 ... 110 кВ, к которым присоединена ВЛ, а также ТП 3 ... 20 / 0,38 кВ нужно защищать основными аппаратами грозозащиты – вентильными разрядниками (ОПН), установленными на вводе и выводе 0,4 кВ тупиковых ТП или на шинах вблизи выводов трансформаторов на проходных ТП. На расстоянии 200 ... 300 м от шин ТП на подходах ВЛ 3 ... 20 кВ устанавливают комплекты трубчатых разрядников, а для защиты разомкнутых линейных выключателей нагрузки или разъединителей на питающих линиях следует дополнительно устанавливать ОПН.

ТЕМА 1.8 КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

1 Виды, причины и последствия коротких замыканий. Трехфазное короткое замыкание

Трехфазные электрические сети могут работать с изолированной и заземленной нейтралью. В сетях напряжением 380 В наряду с тремя фазными проводами прокладывают четвертый, нулевой провод, который заземляют в начале и в конце линии, а также в промежуточных точках. Таким образом, на напряжение 380 В сооружают сети с глухозаземленной нейтралью (рисунок 24 а).

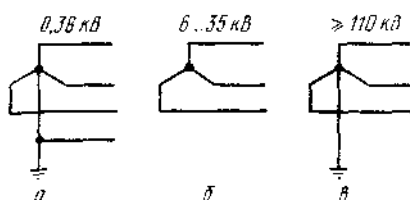


Рисунок 24 - Режим нейтрали сельских электрических сетей

В сетях напряжением 110 кВ и выше, хотя прокладывают только три фазных провода, но нейтраль части трансформаторов заземляют, так что получаются сети с глухозаземленной нейтралью (рис.24 в).

В сетях напряжением 6,10,20,35 кВ, наоборот, нейтраль изолирована от земли и линии имеют только три фазных провода. Следовательно, для этих напряжений сооружают сети с изолированной нейтралью (рис.24б).

Одна из основных причин нарушения нормальной работы электроустановок – короткие замыкания в них.

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленной нейтралью (или четырехпроводных) также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

В системах с изолированной нейтралью замыкание на землю одной из фаз не является коротким замыканием. Однако одновременное замыкание на землю двух разных фаз и в системах с изолированной нейтралью есть двухфазное короткое замыкание через землю. Вследствие короткого замыкания резко повышается сила тока в сети.

Наибольшее мгновенное значение тока к.з. называют *ударным током*.

Простейшее для рассмотрения симметричное трехфазное к.з., т.к. при нем сопротивление всех трех фаз до точки к.з. одинаково. Сокращенно этот вид к.з. обозначается $K^{(3)}$. К несимметричным коротким замыканиям относят двухфазное $[K^{(2)}]$, двухфазное на землю $[K^{(1,1)}]$ и однофазное $[K^{(1)}]$. Последнее может возникать только в системах с заземленной нейтралью. В сетях с заземленной нейтралью наибольшее число (65%) составляют однофазные к.з., 20% - двухфазные на землю, 10% - двухфазные и только 5% - трехфазные. В воздушных сетях с изолированной нейтралью более двух третей к.з. приходится на двухфазные и остальные – на трехфазные.

Причины коротких замыканий в электрических системах весьма разнообразны. В первую очередь это нарушение их изоляции вследствие атмосферных, а в сетях очень высоких напряжений и коммутационных перенапряжений. Изоляция может быть нарушена также вследствие ее старения, механических повреждений, повреждения животными или птицами. Некоторую часть замыканий вызывают ошибки в действиях обслуживающего персонала. Чем лучше организована эксплуатация электроустановки, тем реже бывают в ней короткие замыкания. Однако, полностью их исключить нельзя, поэтому нужно принимать меры к тому, чтобы они не вызвали повреждений оборудования и длительных нарушений работы.

При коротких замыканиях из-за больших токов может повыситься температура токоведущих частей и произойти повреждение проводников и изоляции. Развиваемые при этом электродинамические усилия могут разрушить электрооборудование. Понижение напряжения вследствие к.з. при определенной его длительности приводит к остановке – «опрокидыванию» электродвигателей. В магистральных сетях короткие замыкания могут нарушить устойчивость электрической системы, что представляет собой наиболее серьезную и длительно устранимую аварию.

Ток короткого замыкания складывается из двух составляющих (рисунок 25): периодической и аperiodической.

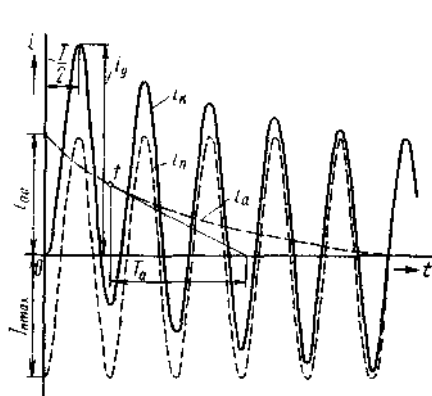


Рисунок 25 - Кривые тока короткого замыкания и его слагающих при наибольшем значении аperiodической слагающей

В первоначальный момент к.з. возникает самый большой ток короткого замыкания – ударный, который вызывает разрушение оборудования. Далее наступает установившийся ток, он вызывает нагрев оборудования. И в самый последний момент тока короткого замыкания наблюдается минимальный ток, на который должны реагировать средства релейной защиты.

Под термической стойкостью понимают способность электрооборудования не разрушаться при протекании токов нагрева.

Под электродинамической стойкостью понимают способность электрооборудования не разрушаться при протекании токов разрушения (ударных).

Обычно нагрев электрооборудования вызывает трехфазный ток к.з.:

$$I_{\kappa}^{(3)} = I_{уст}, I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{\kappa}^{(3)} = 0,87 \times I_{\kappa}^{(3)}, i_y = \sqrt{2} \times K_y \times I_{\kappa}^{(3)},$$

где K_y – ударный коэффициент зависит от номинального напряжения: при напряжении 110 кВ – 1,8; при напряжении 10...35 кВ – 1,5; при напряжении 0,38 кВ – 1,0.

2 Методы расчета тока трехфазного короткого замыкания

Под расчетной схемой понимают схему, в которой нанесены все элементы электроустановок, участвующие в образовании тока к.з., с их параметрами.

Иногда ЛЭП получают питание от системы питания (шины понижающей подстанции).

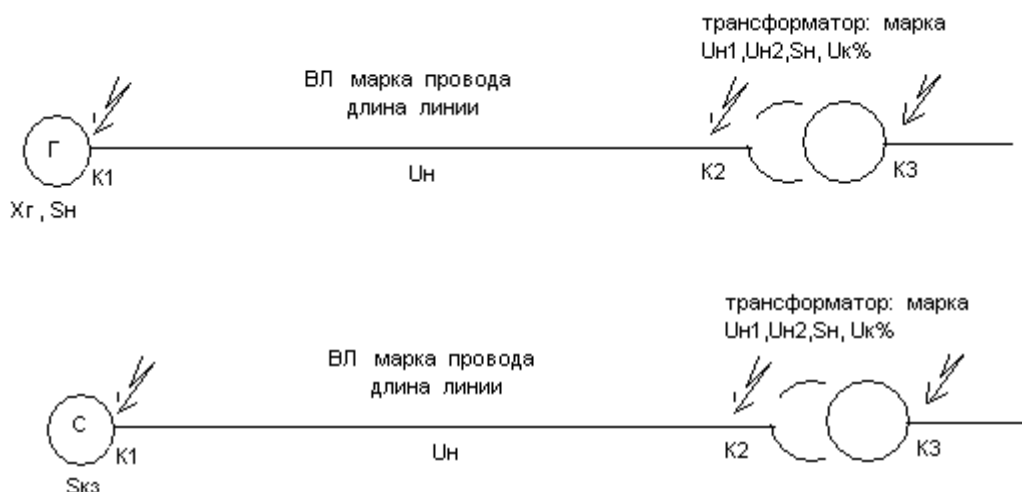


Рисунок 26 – Расчетная схема при питании от генератора и от шин районной подстанции

После этого составляется схема замещения, в которой каждый элемент электроустановки заменяется своим сопротивлением: генератор – индуктивным сопротивлением, системы – индуктивным сопротивлением, трансформатор индуктивным сопротивлением и ЛЭП – активным и индуктивным сопротивлениями. На расчетной схеме и схеме замещения указываются точки к.з., в которых нужно знать токи.

Схема замещения выглядит следующим образом:

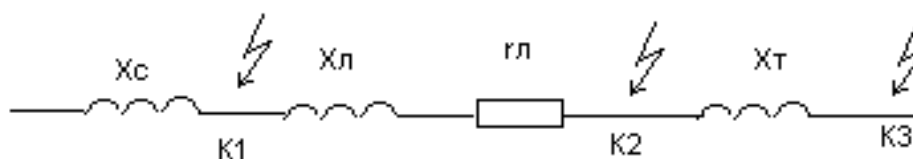


Рисунок 27 – Схема замещения

Расчет токов к.з. необходим для выбора аппаратуры и проверки элементов электроустановок (шин, изоляторов, кабелей и т.д.) на электродинамическую и термическую устойчивость, проектирования и наладки релейной защиты, выбора средств и схем грозозащиты, выбора и расчета токоограничивающих и заземляющих устройств.

При определении токов к.з. используют два метода:

Метод практических единиц - в этом случае параметры выражают в именованных единицах (Ом, А, В и т.д.) – для сетей напряжением 0,38 кВ;

Метод относительных единиц – в этом случае параметры схемы выражают в долях или процентах от величины, принятой в качестве основной (базисной) – для сетей напряжением 6 кВ и выше.

При расчете токов к.з. в относительных единицах сопротивления элементов выражают в долях от одной принятой за единицу базисной величины, в качестве которой могут быть взяты мощность, напряжение и ток.

Определяем базисные условия:

Базисная мощность: $S_{баз} = 10; 100; 1000 \text{ МВА}$ - число удобное для вычисления.

Базисное напряжение: $U_б = 1,05 \times U_n$.

Преобразование схемы выполняется в направлении от источника питания к месту к.з. При этом используются правила последовательного и параллельного сложения сопротивлений. Расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений:

$$X_{c*} = S_{баз} / S_{кз} \quad X_{m*} = \frac{U_k \%}{100\%} \times \frac{S_{баз}}{S_{nm}} \quad r_{л*} = r_0 \times l \times \frac{S_{баз}}{U_n^2} \quad x_{л*} = x_0 \times l \times \frac{S_{баз}}{U_n^2}$$

Далее находится сопротивление короткозамкнутой сети в относительных единицах:

$$Z_{рез*} = \sqrt{(\sum r_*)^2 + (\sum x_*)^2}.$$

$$\text{Ток базисный: } I_{баз} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \times U_{баз}} : \frac{[MBA]}{[кВ]} = [кА].$$

Токи короткого замыкания:

$$\text{Трехфазный: } I_k^{(3)} = \frac{I_{баз}}{Z_{рез*}} [кА];$$

$$\text{Двухфазный: } I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_k^{(3)} = 0,87 \times I_k^{(3)} [кА];$$

$$\text{Ударный: } i_{уд} = \sqrt{2} \times K_{уд} \times I_k^{(3)} [кА],$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент (принимается при к.з. на шинах низшего напряжения подстанции с высшим напряжением не менее 110 кВ – 1,8, при коротких замыканиях на шинах 35 и 10 кВ подстанции с высшим напряжением 35 кВ – 1,5, при коротких замыканиях в сетях 10 кВ – 1,2, в сетях 0,38 кВ – 1,0.

Пример 7: Исходные данные: система: $S_{кз} = 500 \text{ МВА}$

ВЛ-1: $U_{н1} = 110 \text{ кВ}$, $l = 5 \text{ км}$, марка провода АС – 70

Трансформатор: $S_n = 10000 \text{ кВА}$, $u_k \% = 10,5\%$, $U_{н1} = 110 \text{ кВ}$, $U_{н2} = 10 \text{ кВ}$

ВЛ-2: $U_{н2} = 10 \text{ кВ}$, $l = 12 \text{ км}$, марка провода АС – 70.

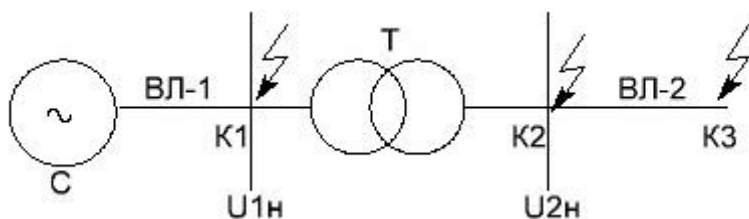


Рисунок 28 – Расчетная схема к примеру

На основании исходной схемы составляется схема замещения, где все элементы сети заменяются своими сопротивлениями:

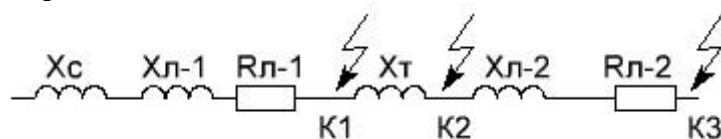


Рисунок 29 – Схема замещения

Принимаем базисные условия:

$$S_{\delta a3} = 100 \text{ MBA}, U_{\delta a31} = 1,05 \times U_{н1} = 1,05 \times 110 = 115,5 \text{ кВ},$$

$$U_{\delta a32} = 1,05 \times U_{н2} = 1,05 \times 10 = 10,5 \text{ кВ}$$

Сопротивления элементов сети в относительных единицах:

$$X_{c*} = \frac{S_{\delta a3}}{S_{K.3.}} = \frac{100}{500} = 0,2$$

$$R_{л1*} = r_0 \times l \times \left(\frac{S_{\delta a3}}{U_{\delta a3}^2} \right) = 0,420 \times 5 \times \left(\frac{100}{115,5^2} \right) = 0,0157$$

$$X_{л1*} = x_0 \times l \times \left(\frac{S_{\delta a3}}{U_{\delta a3}^2} \right) = 0,410 \times 5 \times \left(\frac{100}{115,5^2} \right) = 0,0154$$

$$X_{mp*} = \left(\frac{U_{\kappa} \%}{100\%} \right) \times \left(\frac{S_{\delta a3}}{S_{ном}} \right) = \left(\frac{10,5}{100} \right) \times \left(\frac{100}{10} \right) = 1,05$$

$$R_{л2*} = r_0 \times l \times \left(\frac{S_{\delta a3}}{U_{\delta a3}^2} \right) = 0,420 \times 12 \times \left(\frac{100}{10,5^2} \right) = 4,57$$

$$X_{л2*} = x_0 \times l \times \left(\frac{S_{\delta a3}}{U_{\delta a3}^2} \right) = 0,341 \times 12 \times \left(\frac{100}{10,5^2} \right) = 3,71$$

Результирующие сопротивления до точек короткого замыкания:

$$Z_{pez1*} = \sqrt{R_{л1*}^2 + (X_{c*} + X_{л1*})^2} = \sqrt{0,0157^2 + (0,2 + 0,0154)^2} = 0,215$$

$$Z_{pez2*} = \sqrt{R_{л1*}^2 + (X_{c*} + X_{л1*} + X_{mp*})^2} = \sqrt{0,0157^2 + (0,2 + 0,0154 + 1,05)^2} = 1,265$$

$$Z_{pez3*} = \sqrt{(R_{л1*} + R_{л2*})^2 + (X_{c*} + X_{л1*} + X_{mp*} + X_{л2*})^2} =$$

$$= \sqrt{(0,0157 + 4,57)^2 + (0,2 + 0,0154 + 1,05 + 3,71)^2} = 6,766$$

Базисные токи (в схеме с трансформатором определяется два значения):

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta a3}}{\sqrt{3} \times U_{\delta a31}} = \frac{100}{1,73 \times 115,5} = 0,5 \text{ кА}$$

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta a3}}{\sqrt{3} \times U_{\delta a32}} = \frac{100}{1,73 \times 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Токи короткого замыкания:

Точка К1

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{I_{\delta 1}}{Z_{p1*}} = \frac{0,5}{0,215} = 2,326 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \times I_{\kappa 1}^{(3)} = 0,87 \times 2,326 = 2,024 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta 1} = \sqrt{2} \times K_{y\delta} \times I_{\kappa 1}^{(3)} = 1,41 \times 1,8 \times 2,326 = 5,903 \text{ кА}$$

Точка К2

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{I_{\delta 2}}{Z_{p2*}} = \frac{5,5}{1,265} = 4,348 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \times I_{\kappa 2}^{(3)} = 0,87 \times 4,348 = 3,783 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta 2} = \sqrt{2} \times K_{y\delta} \times I_{\kappa 2}^{(3)} = 1,41 \times 1,2 \times 4,348 = 7,357 \text{ кА}$$

Точка К3

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{I_{\delta 3}}{Z_{p3*}} = \frac{5,5}{6,766} = 0,813 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa 3}^{(2)} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \times I_{\kappa 3}^{(3)} = 0,87 \times 0,813 = 0,707 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta 3} = \sqrt{2} \times K_{y\delta} \times I_{\kappa 3}^{(3)} = 1,41 \times 1,2 \times 0,813 = 1,376 \text{ кА}$$

Расчет токов короткого замыкания в именованных единицах

При расчете токов к.з. для выбора аппаратов и проводников можно не учитывать сопротивление системы (если оно неизвестно) до ТП 6...35 / 0,4 кВ.

Порядок расчета:

Составляем расчетную схему сети (рисунок 30)



Рисунок 30 – Расчетная схема сети

Составляем схему замещения с точками короткого замыкания (рисунок 31)

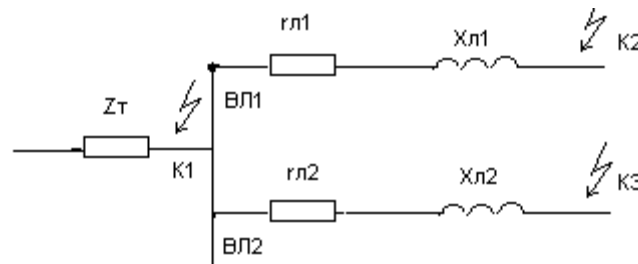


Рисунок 31 – Схема замещения

Выбираем сопротивление трансформатора ТМ 10 / 0,4 кВ по таблице паспортных данных трансформаторов.

Определяем активные и индуктивные сопротивления ЛЭП:

$$r_{ВЛ} = r_0 \times l$$

$$x_{ВЛ} = x_0 \times l$$

удельное индуктивное сопротивление провода принимается при среднегеометрическом расстоянии между проводами 600 мм.

Определяем полное сопротивление ВЛ – 0,38 кВ:

$$Z_{ВЛ} = \sqrt{r_{ВЛ}^2 + x_{ВЛ}^2}.$$

Определяем результирующее сопротивление короткозамкнутой цепи:

$$Z_{рез} = Z_m + Z_{ВЛ}.$$

Определяем токи короткого замыкания:

$$\text{Трехфазный: } I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{ВЛ}}{\sqrt{3} \times Z_{рез}}$$

$$\text{Двухфазный: } I_{\kappa}^{(2)} = 0,87 \times I_{\kappa}^{(3)}.$$

Пример 8: Исходные данные: трансформатор ТМ – 160/10, ВЛ-1 выполнена проводом 3А-35 длиной 150 м, ВЛ-2 выполнена проводом 3А-50 длиной 100м.

1. Составляем схему замещения и наносим на ней точки короткого замыкания:

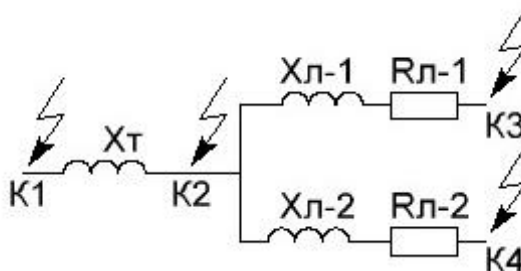


Рисунок 32 – Схема замещения для примера

2. Согласно техническим данным для трансформатора ТМ-160/10 сопротивление прямой последовательности составит: $Z_m = 0,045 \text{ Ом}$.

3. Определяем активное и индуктивное сопротивление воздушных линий:

$$r_{БЛ1} = r_0 \times \ell = 0,830 \times 0,15 = 0,125 \text{ Ом}$$

$$x_{БЛ1} = x_0 \times \ell = 0,308 \times 0,15 = 0,046 \text{ Ом}$$

$$r_{БЛ2} = r_0 \times \ell = 0,576 \times 0,1 = 0,058 \text{ Ом}$$

$$x_{БЛ2} = x_0 \times \ell = 0,297 \times 0,1 = 0,030 \text{ Ом}$$

4. Определяем полное сопротивление воздушных линий:

$$Z_{БЛ1} = \sqrt{r_{БЛ1}^2 + x_{БЛ1}^2} = \sqrt{0,125^2 + 0,046^2} = 0,133 \text{ Ом}$$

$$Z_{БЛ2} = \sqrt{r_{БЛ2}^2 + x_{БЛ2}^2} = \sqrt{0,058^2 + 0,030^2} = 0,065 \text{ Ом}$$

5. Определяем результирующие сопротивления до точек короткого замыкания:

$$Z_{рез2} = Z_m = 0,045 \text{ Ом}$$

$$Z_{рез3} = Z_m + Z_{БЛ1} = 0,045 + 0,133 = 0,178 \text{ Ом}$$

$$Z_{рез4} = Z_m + Z_{БЛ2} = 0,045 + 0,065 = 0,110 \text{ Ом}$$

6. Определяем токи короткого замыкания:

Точка К2

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{U_\lambda}{(\sqrt{3} \times Z_{рез2})} = \frac{380}{1,73 \times 0,045} = 4881 \text{ А}$$

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{\kappa 2}^{(3)} = 0,87 \times 4881 = 4247 \text{ А}$$

Точка К3

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{U_\lambda}{(\sqrt{3} \times Z_{рез3})} = \frac{380}{1,73 \times 0,178} = 1236 \text{ А}$$

$$I_{\kappa 3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{\kappa 3}^{(3)} = 0,87 \times 1236 = 1075 \text{ А}$$

Точка К4

$$I_{\kappa 4}^{(3)} = \frac{U_\lambda}{(\sqrt{3} \times Z_{рез4})} = \frac{380}{1,73 \times 0,110} = 2000 \text{ А}$$

$$I_{\kappa 4}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{\kappa 4}^{(3)} = 0,87 \times 2000 = 1740 \text{ А}$$

7. Расчет точки К1

Трехфазный ток короткого замыкания:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{I_{\kappa 2}^{(3)}}{N} = \frac{4881}{25} = 195 \text{ A},$$

где $N = \frac{U_{1н}}{U_{2н}} = \frac{10}{0,4} = 25$ - коэффициент трансформации силового трансформатора.

Двухфазный ток короткого замыкания:

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{\kappa 1}^{(3)} = 0,87 \times 195 = 170 \text{ A}.$$

3 Расчет токов однофазного короткого замыкания

Для проверки защиты на чувствительность рассчитываются минимальные токи КЗ. Это, чаще всего, токи однофазного КЗ, которые определяются по упрощенной формуле, рекомендуемой ПУЭ:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi \min}}{\frac{1}{3} \cdot Z_m^{(1)} + Z_n},$$

где $U_{\phi \min}$ – минимальное фазное напряжение на шинах 0,4 кВ ТП;

$$U_{\phi \min} = 220 \cdot \left(1 \pm \frac{\delta U_{u0,4}}{100} \right),$$

где $Z_m^{(1)}$ – полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус; для трансформаторов 10/0,4 кВ со схемой соединения обмотки «звезда – звезда с нулем» значения приведены в таблице 9;

Z_n – полное сопротивление петли «фаза-нуль» от шин 0,4 кВ ТП до конца линии 0,38 кВ:

$$Z_n = L \cdot \sqrt{(r_{0\phi} + r_{0N})^2 + x_{н\cdot o}^2},$$

где $r_{0\phi}$ r_{0N} - активные сопротивления фазного и нулевого проводов,

L – длина линии;

$x_{н\cdot o}$ – индуктивное сопротивление току нулевой последовательности, равное 0,6 Ом/км.

Таблица 9 – Сопротивления трансформаторов току замыкания на корпус

$S_{ТН}$, кВА	25	40	63	100	160	250	400	630
$\frac{1}{3} Z_m^{(1)}$, Ом	1,040	0,650	0,410	0,260	0,160	0,100	0,065	0,042

4 Методы ограничения токов короткого замыкания

Токи к.з. хотя и существуют непродолжительное время, но по своему значению они значительно превышают длительные рабочие и номинальные токи электроустановок. Поэтому всегда необходимо установить, не приведет ли протекание тока к.з. через установку, которая рассчитана на номинальные токи, к ее разрушению. Различают электродинамическое и термическое воздействие тока к.з. Оба эти воздействия опасны для электроустановок.

Электродинамическое воздействие выражается во взаимном притяжении или отталкивании двух токоведущих частей, которые могут быть расположены параллельно или под углом. При параллельном расположении проводников механическая сила взаимодействия распределена равномерно по всей длине проводников, и когда токи направлены одинаково, проводники притягиваются, а при разных направлениях токов – отталкиваются. В трехфазной системе проводников с одинаковыми токами наибольшее усилие возникает на среднем проводнике, если все три фазы расположены в одной плоскости.

Термическое действие быстропротекающего и кратковременного процесса к.з. заключается в том, что вся теплота, выделившаяся в проводнике, идет на его нагрев, а часть теплоты, отдаваемая в окружающую среду, пренебрежимо мала. То есть из-за кратковременности к.з. проводник просто не успевает отдать в окружающую среду заметного количества теплоты.

Рост генераторных мощностей современных энергосистем, создание мощных энергообъединений, увеличение мощностей нагрузок приводят, с одной стороны, к росту электровооруженности и производительности труда, к повышению надежности труда, к повышению надежности и устойчивости электроснабжения, а с другой – к существенному повышению уровней токов КЗ. Максимальный уровень токов КЗ для сетей 35 кВ и выше ограничивается параметрами выключателей, трансформаторов, проводников и другого электрооборудования, условиями обеспечения устойчивости энергосистемы, а в сетях генераторного напряжения, в сетях собственных нужд и в распределительных сетях 3 – 20 кВ – параметрами электрических аппаратов и токопроводов, термической стойкостью кабелей, устойчивостью двигательной нагрузки.

Таким образом, уровень тока КЗ, повышающийся в процессе развития современной электроустановки, имеет в своем росте ряд ограничений, которые необходимо учитывать. Конечно, аппаратуру и электрические сети можно усилить в соответствии с новым уровнем токов КЗ, перевести на более высокое напряжение, однако это в ряде случаев приводит к таким экономическим и техническим трудностям, что себя не оправдывает.

К специальным техническим средствам ограничения токов КЗ в первую очередь относят токоограничивающие реакторы, которые служат для ограничения токов КЗ в мощных электроустановках, а также позволяют поддерживать на шинах определенный уровень напряжения при повреждениях за реакторами.

Реактор представляет собой индуктивную катушку, не имеющую сердечника из магнитного материала. Благодаря этому он обладает постоянным индуктивным сопротивлением, не зависящим от протекающего тока.

Реакторы выбирают по номинальному напряжению, току и индуктивному сопротивлению. Номинальное напряжение выбирают в соответствии с номинальным напряжением установки. Номинальный ток реактора не должен быть меньше максимального длительного тока нагрузки цепи, в которую он включен.

Индуктивное сопротивление реактора определяют исходя из условий ограничения тока КЗ до заданного уровня. В большинстве случаев уровень ограничения тока КЗ определяется по коммутационной способности выключателей, намечаемых к установке или установленных в данной точке сети.

Как правило, первоначально известно начальное значение тока КЗ, которое с помощью реактора необходимо уменьшить до требуемого уровня.

Рассмотрим порядок определения сопротивления индивидуального реактора. Требуется ограничить ток КЗ так, чтобы можно было в данной цепи установить выключатель с номинальным током отключения $I_{\text{ном отк}}$. По этому значению определяется начальное значение периодической составляющей тока КЗ, при котором обеспечивается коммутационная способность выключателя. Для упрощения обычно принимают $I_{\text{треб}} = I_{\text{ном отк}}$.

Резльтирующее сопротивление цепи КЗ до установки реактора можно определить по выражению

$$x_{\text{рез}} = \frac{U_{\text{cp}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к}}^{(3)}}.$$

Требуемое сопротивление цепи КЗ для обеспечения требуемого тока: $x_{\text{рез}}^{\text{треб}} = \frac{U_{\text{cp}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{треб}}}.$

Разность полученных значений сопротивлений даст требуемое сопротивление реактора

$$x_{\text{р}}^{\text{треб}} = x_{\text{рез}}^{\text{треб}} - x_{\text{рез}}$$

Далее по каталожным данным и справочным материалам выбирают тип реактора с ближайшим большим индуктивным сопротивлением.

Фактическое значение тока КЗ за реактором определяется следующим образом. Вычисляется значение результирующего сопротивления цепи КЗ с учетом реактора $x'_{рез} = x_{рез} + x_p$, а затем

определяется начальное значение периодической составляющей тока КЗ: $I_{По} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot x'_{рез}}$.

Выбранный реактор следует проверить на электродинамическую и термическую стойкость при протекании через него тока КЗ. Электродинамическая стойкость реактора гарантируется при соблюдении следующего условия: $i_{дин} \geq i_y$,

где i_y - ударный ток при трехфазном КЗ за реактором;

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости реактора, т.е. максимальный ток (амплитудное значение), при котором не наблюдается остаточной деформации обмоток.

Термическая стойкость реактора характеризуется заводом – изготовителем величиной $t_{тер}$ - временем термической стойкости и среднеквадратичным током термической стойкости, поэтому условие термической стойкости реактора имеет вид:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq (I_{к}^{(3)})^2 \cdot t_{эф}.$$

При соблюдении указанного условия нагрев обмотки реактора при КЗ не будет превышать допустимого значения.

В ряде случаев необходимо определить уровень остаточного напряжения на шинах при КЗ непосредственно за реактором. Для этой цели можно воспользоваться выражением:

$$U_{ост} \% = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к}^{(3)}}{U_{ном}} \cdot 100.$$

Значение остаточного напряжения по условиям работы потребителей должно быть не менее 65 – 70%.

Пример 9: Выбрать групповой реактор для ограничения тока КЗ в цепях шести линий, питающих потребителей от шин 10 кВ генераторного распределительного устройства ТЭЦ. Максимальный ток продолжительного режима работы для каждой линии $I_{max} = 310 A$. Ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ $I_{к}^{(3)} = 60,7 kA$. К установке на шинах принимается выключатель ВМП-10К с $I_{отк.ном} = 20 kA$. Основная релейная защита – максимальная токовая с выдержкой времени, полное время отключения КЗ $t_{отк} = 1,2 c$.

Решение:

Намечаем к установке сдвоенный реактор серии РБСГ (с горизонтальным расположением фаз) на номинальное напряжение 10 кВ с номинальным током ветви $I_{ном} = 1000 A$. При этом учитываем, что линии распределены по три на каждую ветвь реактора, т.е.

$$I_{ном} = 1000 A > I_{max} = 3 \cdot 310 = 930 A.$$

Определяем результирующее сопротивление КЗ при отсутствии реактора:

$$x_{рез} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{к}^{(3)}} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 60,7} = 0,1 Ом$$

Требуемое сопротивление цепи КЗ из условия обеспечения номинальной отключающей способности выключателя определяется:

$$x_{рез}^{треб} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{треб}} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 20} = 0,303 Ом$$

Требуемое сопротивление реактора для ограничения тока КЗ

$$x_p^{треб} = x_{рез}^{треб} - x_{рез} = 0,303 - 0,1 = 0,203 Ом$$

Выбираем окончательно реактор РБСГ-10-2х1000-0,22 с параметрами $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, $I_{ном} = 1000 \text{ А}$, $x_p = 0,22 \text{ Ом}$, $i_{max} = 55 \text{ кА}$.

Результирующее сопротивление цепи КЗ с учетом реактора

$$x'_{рез} = x_{рез} + x_p = 0,1 + 0,22 = 0,32 \text{ Ом}$$

Фактическое значение тока КЗ за реактором: $I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot x'_{рез}} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 0,32} = 18,8 \text{ кА}$

Проверка стойкости реактора в режиме КЗ

Электродинамическая стойкость. Ударный ток КЗ

$$i_{yd} = \sqrt{2} \cdot K_{yd} \cdot I_{по} = 1,41 \cdot 1,956 \cdot 18,8 = 52,4 \text{ кА},$$

где $K_{yd} = 1,956$ – ударный коэффициент принимается по таблице 3.8 [2]

Условие электродинамической стойкости: $i_{дин} = 55 \text{ кА} > i_{yd} = 52,4 \text{ кА}$ - выполняется.

Термическая стойкость. Завод гарантирует время термической стойкости $t_{тер} = 8 \text{ с}$ и среднеквадратичный ток термической стойкости $I_{тер} = 25,6 \text{ кА}$.

Условие термической стойкости

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25,6^2 \cdot 8 = 5243 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq (I_{к}^{(3)})^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 18,8^2 \cdot (1,2 + 0,23) = 505,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} -$$

выполняется

Остаточное напряжение на шинах генераторного распределительного устройства при КЗ за реактором

$$U_{ост} \% = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к}^{(3)}}{U_{ном}} \cdot 100 = 0,22 \cdot \frac{1,73 \cdot 18,8 \cdot 100}{10} = 71,7 \%$$

Выбранный реактор удовлетворяет всем предъявленным требованиям.

5 Расчетные условия для выбора проводников и аппаратов по продолжительным режимам работы

В соответствии с Правилами устройства электроустановок электрические аппараты выбирают из условия нормального режима работы, а затем проверяют по параметрам режима короткого замыкания. Расчет начинают с определения рабочих токов, токов к.з. и других расчетных условий. Затем по каталогам или справочникам подбирают тип аппарата с учетом его назначения, особенностей условий работы. Расчетные значения сопоставляют с соответствующими номинальными и другими параметрами выбираемых аппаратов.

При расчете рабочих токов обычно рассматриваются наиболее тяжелые условия работы оборудования и определяют максимальные рабочие токи, соответствующие этим условиям (например, при отключении одной из параллельных ветвей или одного из двух трансформаторов подстанции).

Перед расчетом токов короткого замыкания необходимо определить точки, в которых при коротких замыканиях аппараты находятся в наиболее тяжелых режимах. Для проверки аппаратов на термическую стойкость рассчитывают токи установившихся трехфазных коротких замыканий в зависимости от того. Какое из них приводит к большему нагреву с учетом продолжительности протекания тока.

На динамическую стойкость аппараты проверяют по значению ударных токов к.з. При выборе аппаратов по условиям нормального режима с учетом конструкции и рода установки (для внутренней или наружной, для комплектных подстанций и ячеек распределительных устройств) сравнивают номинальное напряжение $U_{н.ап}$ и номинальный ток $I_{н.ап}$ аппарата с параметрами сети в месте установки аппарата:

$$U_{н.ап} \geq U_{нс}; I_{н.ап} \geq I_{рабmax},$$

где $U_{нс}$ – напряжение сети в месте установки выбираемого аппарата;

$I_{\text{раб max}}$ – максимальный рабочий ток в месте установки аппарата.

Для разрядников, трансформаторов напряжения и предохранителей номинальное напряжение аппарата должно быть равно номинальному напряжению установки $U_{\text{н.ап}} = U_{\text{нс}}$.

6 Расчетные условия для проверки электрических аппаратов и токоведущих частей по режиму короткого замыкания

Электродинамическая стойкость характеризуется максимально допустимым (предельным сквозным) током данного аппарата i_{max} (I_{max}), указанным в каталоге или паспорте. Этот ток должен быть больше ударного тока при трехфазном к.з $i_y(I_y)$ в месте установки аппарата, т.е.

$$i_{\text{max}} \geq i_y; \quad I_{\text{max}} \geq I_y,$$

где i_{max} , i_y или I_{max} , I_y – соответственно амплитудные или действующие значения токов.

Термическая стойкость обеспечена, если температура частей аппарата при к.з не превышает предельно допустимого значения для кратковременного режима. На практике сравнивают значения, пропорциональные количеству выделяемой теплоты, используя следующее неравенство:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq I_n^2 \cdot t_{\text{пр}},$$

где $I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости аппарата в течение допустимого времени к.з;

$t_{\text{терм}}$ – время протекания тока к.з (принимают по каталогу);

I_n – периодическая составляющая (установившееся значение) тока к.з, большее из двух значений трехфазного или двухфазного тока к.з;

$t_{\text{пр}}$ – приведенное (фиктивное) время к.з, за которое ток I_n оказывает такое же тепловое действие на токоведущие части, как изменяющийся ток к.з за время его фактического протекания.

Сельские сети удалены от источника питания, и периодическая составляющая тока к.з практически неизменна. Поэтому для сельских сетей $t_{\text{пр}}$ равно времени фактического отключения аварии $t_{\text{факт}} = t_{\text{терм}}$ и его можно принимать равным

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{выкл}},$$

где $t_{\text{рз}}$ – время срабатывания релейной защиты;

$t_{\text{выкл}}$ – собственное время отключения выключателя.

Кроме того, коммутирующие аппараты проверяются по отключающей способности. В соответствии с ПУЭ выключатели на напряжение выше 1000 В следует выбирать по отключающей и включающей способностям:

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{к max}}; \quad I_{\text{вкл max}} \geq k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0}}; \quad I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н0}},$$

где $I_{\text{откл}}$ – номинальный ток отключения;

$I_{\text{к max}}$ – максимальный отключаемый ток;

$I_{\text{вкл max}}$ и $I_{\text{вкл}}$ – соответственно амплитудное и действующее значение периодической составляющей номинального тока включения (по каталогу);

$I_{\text{н0}}$ – действующее значение периодической составляющей начального тока к.з (по расчету);

k_y – ударный коэффициент.

Короткозамыкатели выбирают по номинальному напряжению и предельно допустимому току при включении на к.з:

$$i_{\text{вкл}} > i_y,$$

где i_y – ударный ток однофазного или двухфазного к.з (в зависимости от конструкции короткозамыкателя), на который включается короткозамыкатель.

Отделители и разъединители проверяют по режиму отключения или включения тех элементов цепей, в которых используют рассматриваемые коммутирующие аппараты.

ТЕМА 1.9 ОСНОВЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

1 Источники оперативного тока

Современная электроэнергетическая система в целом и система сельского электроснабжения как ее составная часть обладают рядом особенностей, которые оказывают серьезное влияние на их автоматизацию.

Во – первых, это системы, работающие без накопления производимой и распределяемой ими электроэнергии. Они всегда должны вырабатывать и распределять столько электроэнергии, сколько ее в данный момент потребляется. Во – вторых, это системы, распределенные по большой территории с протяженностью в десятки и сотни километров. Поскольку нагрузка этих систем и соответственно потребление электроэнергии непрерывно изменяются, даже в нормальных режимах практически невозможно управлять ими вручную.

Основные задачи автоматизации электроэнергетических систем:

Повышение надежности (бесперебойности) электроснабжения;

Повышение качества электроэнергии, в первую очередь напряжения и частоты;

Повышение экономичности электроснабжения – сокращение капитальных затрат, например, за счет строительства объектов без постоянного обслуживающего персонала, сокращение эксплуатационных затрат вследствие снижения потерь электроэнергии, зарплаты обслуживающему персоналу (при сокращении его численности);

Повышение скорости управления;

Улучшение условий работы персонала.

Устройства автоматики, используемые в системах сельского электроснабжения, можно разделить на три группы:

1) устройства автоматического контроля, обеспечивающие контроль за ходом технологического процесса и состоянием оборудования, в частности сигнализацию о положении коммутационной аппаратуры, перегрузке оборудования, перегреве элементов и т.д.;

2) устройства автоматического управления, обеспечивающие управление оборудованием, в том числе по заданной программе; к этой группе относится вся противоаварийная автоматика (релейная защита, автоматы повторного включения АПВ, включения резерва АВР и т.д.), а также устройства управления оборудованием электрических станций (самосинхронизация генераторов, пуск и остановка агрегатов);

3) устройства автоматического регулирования, обеспечивающие поддержание определенных режимов работы оборудования в соответствии с заданной программой или уставкой; к этой группе относятся регуляторы частоты (активной мощности) и напряжения (реактивной мощности).

Особое значение среди этих устройств автоматики имеет релейная защита от аварийных и ненормальных режимов в электрической системе, которая, являясь одной из подгрупп (подсистем) автоматизации, не случайно выделяется как наиболее ответственная и жизненно необходимая. Основное ее назначение – установить факт и определить место повреждения, подать команду на отключение поврежденного элемента при аварийных режимах (к.з.) или сигнал обслуживающему персоналу при ненормальных режимах (перегрузках, повышениях и понижениях напряжения), воздействовать на устройства противоаварийной автоматики (АПВ, АВР) с целью восстановления электроснабжения возможно большего числа отключившихся потребителей.

Классификация, устройство, работа реле

Устройства релейной защиты состоят из нескольких элементов – реле, соединенных между собой по определенной схеме. Реле представляют собой

автоматический аппарат, который приходит в действие (срабатывает) при определенном значении воздействующей на него входной величины и вызывает скачкообразные изменения выходной величины в управляемых цепях.

Реле можно классифицировать по различным признакам. По назначению все реле можно разделить на две группы – основные (измерительные – реле тока, напряжения, мощности, сопротивления и т.д.), непосредственно реагирующие на повреждения, и вспомогательные, действующие по команде первых и обеспечивающие различные логические и другие операции. К вспомогательным относятся реле времени, обеспечивающие создание выдержек времени, промежуточные, используемые для усиления и размножения контактов, указательные – для фиксации и сигнализации действия защит.

Большинство реле, используемых для защиты сельских электроустановок, реагируют на электрические воздействующие величины и называются электрическими. В зависимости от воздействующих (контролируемых) параметров различают реле тока, напряжения, мощности, сопротивления, частоты и др. Используются также реле, реагирующие на неэлектрические величины, например газовые.

Реле, действующие при возрастании контролируемой величины, называются максимальными, а при ее снижении – минимальными.

По способу включения реле делятся на первичные, включаемые непосредственно в цепь защищаемого элемента, и вторичные, включаемые через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

По способу воздействия на выключатель защищаемого элемента различают реле прямого действия, воздействующие непосредственно на привод выключателя, и косвенного действия, подключающие электромагнит отключения выключателя к источнику оперативного тока.

По принципу действия (выполнения) реле защиты подразделяются на электромагнитные, индукционные, магнитоэлектрические, тепловые, полупроводниковые и др. В схемах защиты сельских электрических сетей наиболее широко используются электромагнитные и индукционные реле.

Все реле характеризуются следующими основными параметрами. Параметр срабатывания пороговое (граничное) – наименьшее для максимальных, наибольшее для минимальных реле значение воздействующей величины, при котором реле срабатывает; параметр возврата – наибольшее для максимальных, наименьшее для минимальных реле значение воздействующей величины, при котором реле возвращается в начальное состояние; коэффициент возврата k_v – отношение параметра возврата к параметру срабатывания ($k_v < 1$ – для максимальных реле, $k_v > 1$ – для минимальных); время срабатывания реле – время с момента появления воздействующей величины определенной кратности по отношению к параметру срабатывания до воздействия реле на управляемую систему, например до замыкания контактов. Замедление при передаче указанного воздействия называется выдержкой времени. Различают независимые, зависимые и ограниченно зависимые от тока характеристики выдержек времени $t_{c.p.} = f(I)$. Первые обеспечиваются специальными реле времени, вторые характерны для предохранителей, третьи характеристики, состоящие из двух частей – зависимой (при относительно малых токах) и независимой (при больших токах), имеют индукционные и некоторые другие реле.

Работа *электромагнитных реле* основана на взаимодействии магнитного поля обтекаемой током катушки с ферромагнитным якорем. Обмотка реле располагается на ферромагнитном сердечнике, образующем вместе с якорем магнитопровод реле. Возможность перемещения якоря обеспечивается воздушным зазором между ним и сердечником. Реле типа РТ – 40 (рисунок 33) имеет систему с поперечным движением якоря. Обмотка реле состоит из двух секций, параллельное и последовательное включение которых позволяет ступенчато изменять уставки тока срабатывания (в 2

раза). Плавное регулирование тока срабатывания в пределах каждой ступени обеспечивается изменением натяжения спиральной пружины при помощи специального поводка, перемещаемого по шкале. Для уменьшения вибрации контактов предусмотрен гаситель вибрации – полый барабанчик с радиальными перегородками, заполненный кварцевым песком.

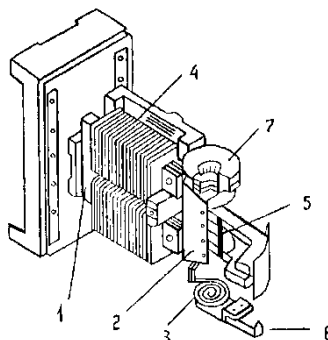


Рисунок 33 – Электромагнитное реле тока РТ – 40:

1 – сердечник; 2 – якорь; 3 – пружина; 4 – катушка; 5 – контакты; 6 – поводок для регулирования тока срабатывания; 7 – гаситель вибрации

Вторичные реле прямого действия, встраиваемые в привод выключателя и непосредственно воздействующие на него, выпускаются промышленностью двух типов – мгновенного действия РТМ и с регулируемой выдержкой времени РТВ. Реле РТВ, снабженные часовым механизмом, имеют ограниченно зависимую временную характеристику. Уставка тока срабатывания регулируется изменением числа витков обмотки реле при помощи штепсельного или поворотного переключателя, а уставка выдержки времени – установочным винтом на часовом механизме.

Тепловые реле, работа которых основана на тепловом действии тока, используют для защиты электродвигателей и сетей 0,38 кВ от перегрузок. Основным элементом этих реле – биметаллическая пластинка, состоящая из спаянных (сваренных) по всей поверхности пластинок металлов с сильно отличающимися коэффициентами линейного расширения. В связи с указанным при нагревании биметаллическая пластинка изгибается в сторону пластины с меньшим коэффициентом расширения, обеспечивая замыкание контактов.

Требования к релейной защите

Основные требования к релейной защите:

Селективность – способность релейной защиты обеспечивать отключение только поврежденного элемента (участка) с тем, чтобы неповрежденная часть системы оставалась в работе. Селективность действия защиты обеспечивается соответствующим выбором времени срабатывания (выдержек времени), настройкой по току, напряжению и другим параметрам.

Быстродействие – защита необходимо обеспечить, так как при этом уменьшаются размеры повреждения изоляции и токоведущих частей токами к.з., сокращается продолжительность работы потребителей при пониженном напряжении, повышается эффективность противоаварийной автоматики, улучшаются условия сохранения устойчивости параллельной работы генераторов.

Чувствительность – способность защиты реагировать на малые изменения контролируемого параметра (воздействующей на защиту величины). Защита должна иметь такую чувствительность, при которой будет обеспечено ее надежное действие при повреждении в конце защищаемой зоны в минимальном режиме работы системы

электрообеспечения. Чувствительность защит оценивается коэффициентом чувствительности, равным отношению минимального воздействующего параметра к параметру срабатывания защиты.

Надежность – это свойство выполнять нормально функции, сохраняя эксплуатационные показатели в течение определенного времени. Требование надежности защит состоит в том, что она должна безотказно действовать при повреждении в защищаемой зоне и не должна работать, когда это не предусматривается.

Защиты, для которых воздействующей (контролируемой) величиной является ток, называются токовыми. Простейшая токовая защита – плавкий предохранитель. Использование реле позволяет выполнить более совершенную защиту.

Защиту, реагирующую на увеличение тока, называют максимальной токовой. Основным элементом – максимальное реле тока. Используются также минимальные реле тока, реагирующие на снижение тока. Для защиты от повышения или понижения напряжения применяют соответственно максимальные и минимальные защиты напряжения.

В ряде случаев для правильного действия защит требуется контролировать направление мощности к.з.; это обеспечивают токовые направленные защиты.

Применяются также дифференциальные и дистанционные защиты. Первые основаны на принципе сравнения силы и фазы токов по концам защищаемого участка (защищаемого элемента), вторые реагируют на отношение подведенных к ним напряжения и тока, то есть на сопротивление от места установки защиты до точки к.з.

Для защиты от токов перегрузки, в первую очередь в сетях 0,38 кВ, используют тепловую защиту, принцип работы которой основан на тепловом действии тока; для защиты от всех видов повреждений внутри бака трансформатора, в том числе от утечки масла, применяется газовая защита, а также используется ряд других защит. Каждая защита имеет свои особенности, преимущества и недостатки по сравнению с другими, что и определяет область их применения.

Схемы соединения трансформаторов тока для присоединения релейной защиты

При выполнении токовых защит линии используют следующие основные схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока и обмоток реле: полная звезда (трехфазная, трехрелейная), неполная звезда (двухфазная, двухрелейная), включение реле на разность токов двух фаз (двухфазная, однорелейная). Используются также и другие схемы, в частности для защиты трансформаторов – неполная звезда с реле в обратном проводе (двухфазная, трехрелейная) и с соединением вторичных обмоток трансформаторов тока в треугольник (трехфазная, двух – трехрелейная). Схемы характеризуются отношением тока в реле I_p ко вторичному току I_2 трансформатора тока, которое называется коэффициентом схемы $k_{сх}$.

Схема полной звезды (рисунок 34,а) реагирует на все виды коротких замыканий. Токи в реле равны вторичным токам трансформатора тока, поэтому коэффициент схемы равен 1. Эта схема применяется в сетях с глухозаземленной нейтралью, где однофазные замыкания на землю являются короткими замыканиями. В сетях с изолированной нейтралью, к которым относятся сельские сети 6...35 кВ, эту схему, как правило, не применяют, так как в этих сетях короткими являются лишь междуфазные замыкания, для защиты от которых можно использовать более экономичные схемы с трансформаторами тока в двух фазах.

Схема неполной звезды (рисунок 34,б) реагирует на все виды междуфазных к.з. Токи в реле также равны вторичным токам трансформаторов тока и коэффициент схемы 1. Схему широко используют для защиты в сельских распределительных сетях с изолированной нейтралью, где она обеспечивает отключение любого междуфазного к.з.

Схема включения реле на разность токов двух фаз (рисунок 80,в) реагирует на все междуфазные к.з., однако обладает пониженной чувствительностью по сравнению с рассмотренными выше схемами (в $\sqrt{3}$ раз) при некоторых видах двухфазных к.з. Ток в реле, а следовательно и чувствительность защиты, выполненной по данной схеме при разных видах к.з., различны. Наименьший ток и поэтому наихудшая чувствительность будет при к.з. Между двумя фазами (например, АВ и ВС), из которых одна фаза (В) не имеет трансформатора тока. Коэффициент схемы в симметричном режиме работы защищаемой линии

$$k_{cx}^{(3)} = \frac{I_p}{I_2} = \frac{\sqrt{3} \times I_2}{I_2} = \sqrt{3}.$$

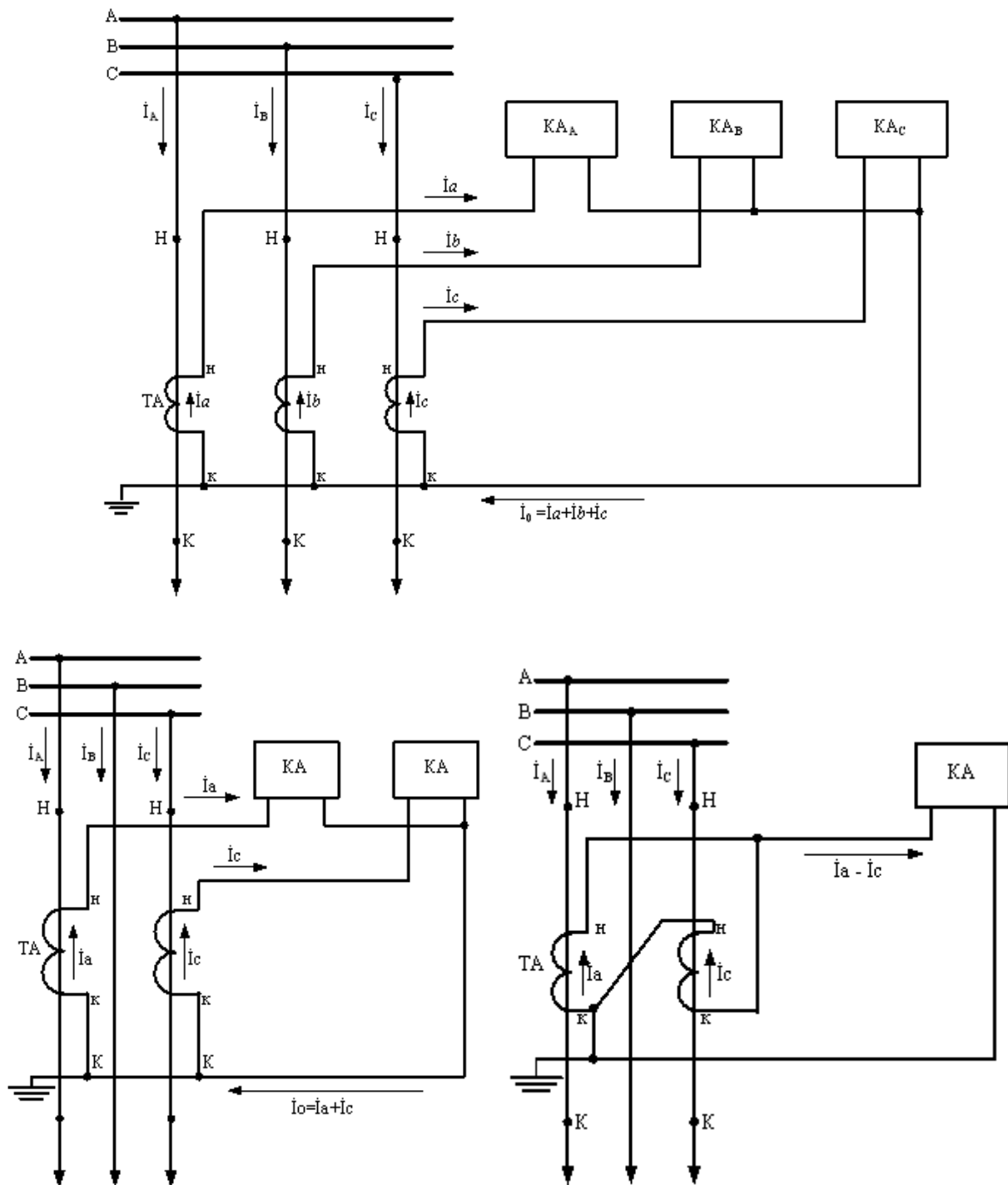


Рисунок 34 – Схемы соединения трансформаторов тока и реле

Таким образом, несмотря на достоинства схемы по сравнению с вышерассмотренными – ее простоту и дешевизну (используется только одно реле тока), она обладает и существенными недостатками, ограничивающими ее область применения. Поэтому, в последние годы ее все реже применяют и заменяют схемой неполной звезды.

Для дистанционного управления (отключения, включения) выключателями, в том числе автоматического отключения их релейной защитой, а также действия различных вспомогательных реле, устройств автоматики, аппаратуры сигнализации и т.п. требуются источники энергии, которые называются источниками оперативного тока. Основное требование, предъявляемое к ним, – постоянная готовность и высокая надежность действия не только в нормальных, но и в аварийных и ненормальных режимах. Наиболее полно удовлетворяет этому требованию аккумуляторная батарея – независимый источник постоянного оперативного тока. Однако это весьма дорогостоящее устройство, требующее специального отапливаемого помещения с вентиляцией, наличия обслуживающего персонала и т.д. Поэтому аккумуляторные батареи используются только на крупных электростанциях и подстанциях. В системах сельского электроснабжения применяют источники переменного оперативного тока – измерительные трансформаторы тока, напряжения и трансформаторы собственных нужд. Кроме того, используют специальные блоки питания и предварительно заряженные конденсаторы. Все эти источники оперативного тока свободны от указанных недостатков аккумуляторных батарей.

Трансформаторы тока в режиме малых нагрузок, а трансформаторы напряжения и собственных нужд в режиме близких к.з., сопровождающихся значительным снижением напряжения, могут не обеспечивать надежного питания оперативных цепей. В качестве источников оперативного тока для защиты от токов к.з. могут быть широко использованы трансформаторы тока, и не следует применять непосредственно трансформаторы напряжения и собственных нужд. В то же время последние могут использоваться как источники оперативного тока в схемах защиты, автоматики и управления, действующих в режимах, не сопровождающихся снижением напряжения.

Блоки БПЗ и БПН (Т) обеспечивают питание оперативных цепей выпрямленным током. Они содержат промежуточные трансформаторы и двухполупериодные выпрямительные мосты. При этом благодаря насыщению промежуточного трансформатора и включенной параллельно вторичной обмотке емкости блок БПЗ – 402 (БПТ) обеспечивает феррорезонансную стабилизацию выходного напряжения.

Промышленность выпускает блоки конденсаторов БК – 400, которые заряжаются от блоков БПЗ. Предварительно заряженный конденсатор, который является накопителем энергии, обеспечивает питание оперативных цепей (электромагнитов отключения, промежуточных реле и т.п.) при срабатывании защиты. Емкость конденсаторов блока БК – 401 равна 40 мкФ, БК – 402 – 80 мкФ, БК – 403 – 200 мкФ, ее подбирают такой, чтобы ток разряда оказался достаточным для срабатывания включенного в цепь разряда аппарата.

2 Токовая отсечка. Максимальная токовая защита

Принцип действия МТЗ. Одним из наиболее характерных признаков возникновения КЗ, а также нарушений нормального режима работы электроустановок является резкое увеличение тока (появление сверхтока), который становится значительно больше тока нагрузки. К реле МТЗ через трансформатор тока ТА подводится ток, проходящий по защищаемому элементу (линии W). При нормальных значениях тока нагрузки защита не действует, но когда ток увеличивается и достигает заранее установленных значений, защита

срабатывает и отключит выключатель Q. Значение тока, при котором происходит срабатывание защиты, называется *током срабатывания*.

Первым требованием МТЗ является правильное выявление момента возникновения повреждения в защищаемой цепи.

Появление сверхтока в каком – либо элементе не всегда является признаком повреждения именно этого элемента, так как сверхток проходит не только по повреждённому элементу, но и по связанным с ним неповреждённым элементам. На рисунке 35 показана схема электросети, состоящая из трёх последовательно соединённых участков.

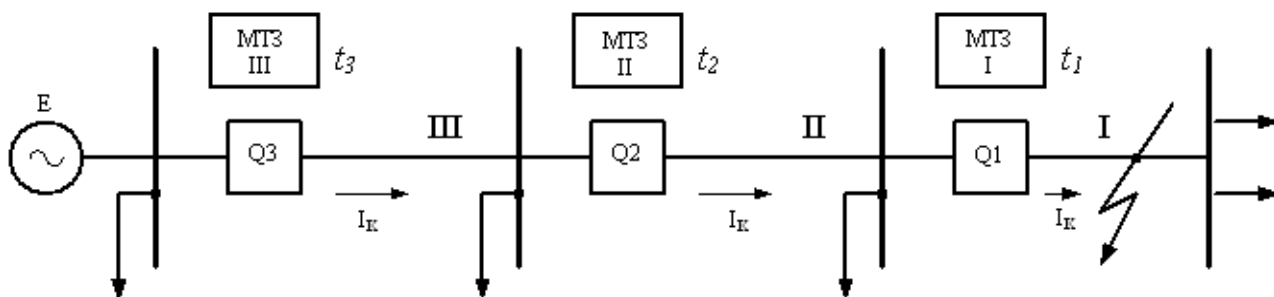


Рисунок 35 – Работа МТЗ в радиальной сети с односторонним питанием

При КЗ в точке К сверхток I_k проходит от источника питания E к месту повреждения как по повреждённому участку I, так и по неповреждённым участкам II и III. Если сверхток превысит ток срабатывания, то сработают МТЗ всех трёх участков. В результате такого действия будут отключены не только повреждённый, но и не повреждённые участки электросети, что недопустимо. Правильная ликвидация аварии будет иметь место лишь в том случае, если сработает МТЗ первого участка и отключит выключатель ближайший к месту повреждения Q1.

Вторым требованием МТЗ является *избирательность* или *селективность*. МТЗ участков электросети должны иметь различное время срабатывания, возрастающее в направлении к источнику питания. Время срабатывания защиты от момента возникновения сверхтока до воздействия на выключатель – *выдержка времени*. В рассмотренном примере МТЗ состоит из двух органов: *пускового*, который выявляет момент КЗ и производит пуск защиты, и *замедляющего органа* (орган выдержки времени), который замедляет действие защиты для обеспечения селективности.

В качестве пусковых органов МТЗ используются реле увеличения тока (максимальные токовые реле), а в качестве замедляющего органа – реле времени. Токовые реле типов РТВ, РТ – 80, РТ – 90 содержат в себе оба органа. Поэтому МТЗ, выполняемая с помощью этих реле, называется *МТЗ с зависимой характеристикой времени срабатывания*. При использовании в качестве пусковых органов МТЗ токовых реле мгновенного действия типа РТ – 40 или ЭТ – 520 выдержка времени создаётся отдельными реле времени типа ЭВ или РВМ. Время срабатывания МТЗ, выполненной с помощью этих реле, не зависит от тока КЗ, так как реле времени срабатывают с одним и тем же установленным на них временем срабатывания. Защита такого типа называется *МТЗ с независимой характеристикой времени срабатывания*.

МТЗ является наиболее простой и дешёвой защитой и поэтому широко применяется для защиты генераторов, трансформаторов, электродвигателей и линий электропередачи с односторонним, а в ряде случаев и с двухсторонним питанием.

Размещение МТЗ. Ток КЗ проходит от источника питания к месту КЗ. Поэтому, чем ближе к источнику питания расположена защита, тем больше зона, при повреждении в которой защита приходит в действие. На рисунке 36 показана схема размещения МТЗ для защиты понижающего трансформатора.

Если для защиты трансформатора ТА и защиту МТЗ установить со стороны обмотки ВН, т.е. со стороны источника питания Е, то в зону защиты войдут: кабели, вводы и обмотки трансформатора, выключатель Q2, шины низкого напряжения А₂. Если ТА и МТЗ установить со стороны обмотки НН, то в зоне защиты окажутся только Q2 и шины А₂. Поэтому МТЗ следует устанавливать со стороны источника питания и по возможности ближе к нему.

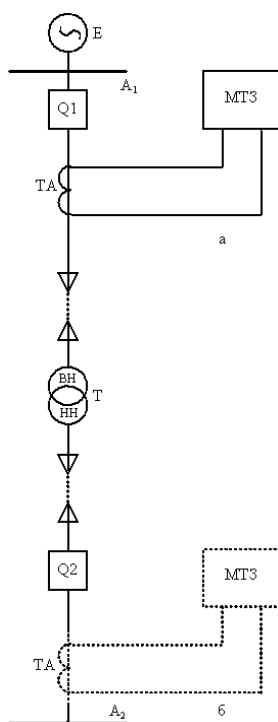


Рисунок 36 – Правильное (а) и неправильное (б) размещение МТЗ понижающего трансформатора

Ток срабатывания пусковых токовых реле МТЗ выбирается таким, чтобы обеспечить выполнение следующих условий:

- Защита не должна приходить в действие при прохождении по защищаемому элементу максимального тока нагрузки;
- Защита должна надёжно действовать при КЗ на защищаемом участке и иметь коэффициент чувствительности не менее 1,5;
- Защита, как правило, должна действовать и при КЗ на смежном (резервируемом) участке и иметь коэффициент чувствительности в конце этого участка не менее 1,2.

Для выполнения первого условия ток срабатывания должен быть больше максимального тока нагрузки. Однако выполнения одного этого требования недостаточно для того, чтобы надёжно отстроиться от максимального тока нагрузки. Для выяснения условий отстройки пусковых органов МТЗ от максимального тока нагрузки рассмотрим поведение защиты I, установленной на подстанции П1 на линии W1 (рисунок 37), когда ток нагрузки, проходящий по линии W1 и равный сумме токов нагрузок подстанций П2 и П3, имеет максимальное значение. При возникновении КЗ в точке К на линии W2 ток КЗ проходит от источника питания к месту КЗ как по повреждённой линии, так и по линии W1. При этом придут в действие защита II, установленная на повреждённой линии, и защита I на линии W1, поведение которой рассматривается. После отключения повреждённой линии W2 ток КЗ прекратится и по линии W1 будет вновь проходить максимальный ток нагрузки. При этом новое значение максимального тока нагрузки может значительно превышать ток в доаварийном режиме за счёт того, что при восстановлении напряжения после отключения КЗ происходит самозапуск электродвигателей, которые при этом потребляют повышенные (пусковые) токи. В этих условиях пусковые токовые реле защиты I, сработавшие в момент

возникновения КЗ, должны вернуться в исходное положение до того, как истечёт выдержка времени защиты, что обеспечивается только в том случае, если ток возврата пусковых токовых реле будет больше максимального тока нагрузки послеаварийного режима. Увеличение тока нагрузки в результате самозапуска электродвигателей учитывается коэффициентом самозапуска k_3 .

Таким образом, для выполнения первого условия необходимо, чтобы

$$I_{в.з.} = k_H k_3 I_{H, \max},$$

где k_H – коэффициент надёжности отстройки.

Известно, что ток возврата и ток срабатывания связаны между собой коэффициентом возврата следующим образом $k_B = I_{в.з.}/I_{с.з.}$.

Отсюда ток возврата выразим $I_{в.з.} = k_B I_{с.з.}$.

Тогда получим $k_B I_{с.з.} = k_H k_3 I_{H, \max}$.

Теперь получим окончательную формулу для расчёта тока срабатывания пусковых токовых реле МТЗ:

$$I_{с.з.} = \frac{k_H k_3}{k_B} I_{H, \max},$$

где k_H принимаем равным 1,1 – 1,25; k_3 составляет 2 – 3.

Вторичный ток срабатывания, т.е. уставка пусковых токовых реле, определим по формуле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_H k_3 k_{сх} I_{H, \max}}{k_B K_1},$$

где K_1 – коэффициент трансформации ТТ;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы, равный 1 для схем соединения в полную и неполную звезду и 1,73 для схем соединения ТТ в треугольник и на разность токов двух фаз.

При определении максимального тока нагрузки необходимо исходить из наиболее тяжёлых, но реальных режимов работы оборудования. Для защиты параллельных линий в качестве максимального тока нагрузки на каждую линию принимают суммарную максимальную нагрузку обеих линий с тем, чтобы при аварийном отключении одной из них вторая не отключалась от перегрузки.

Для защиты параллельно работающих трансформаторов максимальный ток определяют с учётом максимального количества работающих параллельно трансформаторов.

При выборе тока срабатывания необходимо учитывать коэффициент самозапуска, если он неизвестен, то принимают равным 4 номинальным токам защищаемого оборудования.

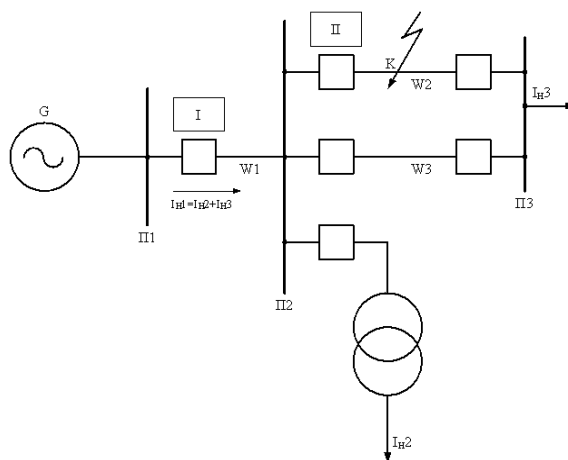


Рисунок 37 – Пример, поясняющий условие для определения тока срабатывания МТЗ

После определения тока срабатывания защиты проверяется выполнение второго и третьего условий, которые определяются *коэффициентами чувствительности* действия защиты в режиме, когда токи КЗ имеют минимальные значения ($I_{k,min}$).

$$k_{\text{ч}} = I_{k,min} / I_{\text{с.з.}}$$

При расчёте $k_{\text{ч}}$ защиты, включенной на разность токов двух фаз, минимальный ток КЗ определяется при двухфазном КЗ между фазами, на одной из которых нет ТТ, так как в этом случае через реле защиты проходит меньший ток КЗ. При расчёте $k_{\text{ч}}$ для случая КЗ за трансформатором с соединением обмоток звезда – треугольник минимальный ток КЗ определяется при двухфазном КЗ, когда в фазах с ТТ проходит ток, в 2 раза меньший, чем в фазе без ТТ.

Токовой отсечкой (ТО) называется МТЗ с ограниченной зоной действия, имеющая в большинстве случаев мгновенное действие.

В отличие от МТЗ селективность действия ТО достигается не выдержкой времени, а ограничением зоны действия. Для этого ток срабатывания ТО отстраивается не от тока нагрузки, а от тока при КЗ в конце защищаемой линии или в другой определённой точке, где отсечка не должна действовать. ТО подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (0,3 – 0,6 сек.). Селективность действия ТО достигается ограничением их зоны работы. Для этой цели ток срабатывания отсечки выбирается больше максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении в конце выбранной зоны действия.

Ток КЗ в какой-либо точке защищаемой линии определяется:

$$I_k = \frac{E_c}{x_c + x_{\text{л.к.}}}$$

E_c – эквивалентная ЭДС генераторов системы; x_c и $x_{\text{л.к.}}$ – сопротивления системы и участка линии до точки КЗ.

При удалении точки КЗ от источника питания сопротивление $x_{\text{л.к.}}$ растёт, а ток КЗ уменьшается.

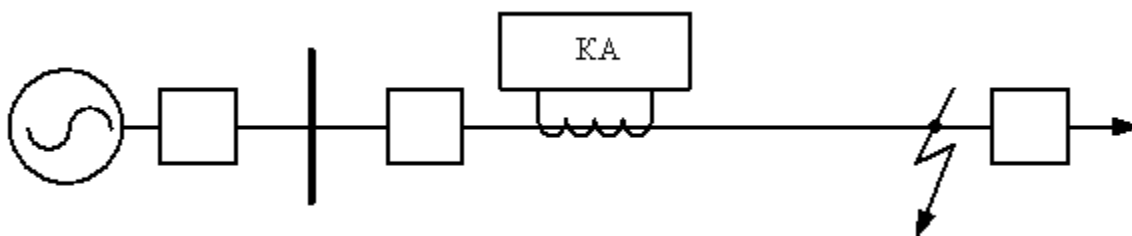


Рисунок 38 – Схема установки токовой отсечки

Ток срабатывания отсечки мгновенного действия выбирается так, чтобы она не работала при повреждениях на смежной линии или в трансформаторе питаемой подстанции. Для этого ток срабатывания должен быть больше максимального значения тока при КЗ на шинах противоположной подстанции, т.е. в точке КЗ на рисунке 38, и определяется по формуле:

$$I_{\text{сз}} = k_H I_{k,max}$$

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_H k_{\text{сх}} I_k}{K_1}$$

где $I_{k,max}$ – максимальное значение тока КЗ на шинах противоположной подстанции;

$k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы;

k_H – коэффициент надёжности, принимаемый равным 1,2 – 1,5.

Зона действия отсечки определяется графически. Для этого вычисляются токи КЗ, проходящие по защищаемой линии при КЗ в начале и конце линии, а так же на расстояниях $1/4$, $1/2$, и $3/4$ длины от начала, и строится кривая изменения тока КЗ в зависимости от

удалённости места КЗ от источника питания. Отсечка действует в зоне, где ток КЗ превышает ток срабатывания.

Коэффициент чувствительности отсечки определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к1}}}{I_{\text{с.з.}}},$$

где $I_{\text{к1}}$ – ток КЗ при повреждении в начале линии у места установки отсечки.

Зона действия отсечки зависит от характера (крутизны кривой) спада тока по длине линий. Чем больше различаются токи КЗ в начале и конце линии, тем больше получается зона, охватываемая отсечкой. ПУЭ рекомендует применять отсечку, если её зона действия охватывает не меньше 20% защищаемой линии. При схеме блок – трансформатор отсечку отстраивают от тока КЗ при КЗ за трансформатором. В этом случае отсечка защищает всю линию. Вследствие простоты отсечки она применяется в качестве дополнительной защиты при зоне действия, меньшей 20%, если основная защита линии имеет “мёртвую” зону.

В отдельных случаях отсечка может защищать всю линию. Как показано на рисунке 85, благодаря тому, что к линии W1 подключен только один трансформатор Т, ток срабатывания отсечки выбирается так, чтобы она не действовала при повреждениях на линиях низшего напряжения W2. Для этого в формулу тока срабатывания реле необходимо подставлять максимальное значение тока при КЗ на шинах низшего напряжения в точке К. При выбранном таким образом токе срабатывания мгновенная отсечка будет надёжно защищать всю линию, шины высшего напряжения подстанции и часть обмотки трансформатора Е.

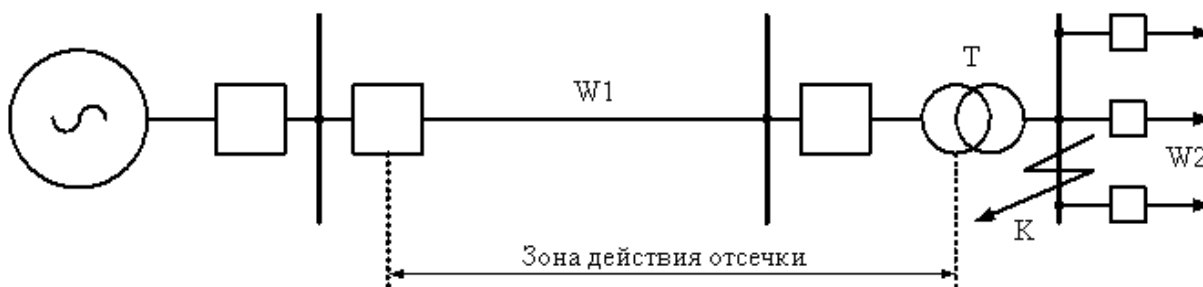


Рисунок 39 – Зона действия отсечки

Оценка токовых отсечек. Токовые отсечки мгновенного действия являются самой простой защитой. Быстрота их действия в сочетании с простотой схемы и обслуживания составляет важное преимущество этих защит.

Недостатками мгновенной отсечки являются: неполный охват зоной действия защищаемой линии и непостоянство зоны действия под влиянием сопротивлений в месте повреждения и изменений режима системы, однако последнее не оказывает существенного влияния в мощных энергосистемах.

Отсечка с выдержкой времени срабатывания позволяет обеспечить достаточно быстрое (около 0,5с) отключение повреждений на защищаемой линии. Сочетание отсечек и МТЗ позволяет получить трёхступенчатую защиту, которая во многих случаях успешно заменяет более сложные защиты.

3 Дифференциальная защита

В трансформаторах и на их соединениях с другими элементами систем электроснабжения могут возникать следующие повреждения (аварийные режимы): междуфазные к.з. в обмотках и на выводах, однофазные к.з. на землю (корпус) при установке в сетях с заземленной нейтралью и между витками обмотки (витковые замыкания), недопустимое понижение уровня масла. К ненормальным режимам относятся: перегрузка и внешние к.з., приводящие к появлению в обмотках

трансформаторов больших токов, особенно при внешних к.з., понижение уровня масла ниже определенного предела.

Большинство трансформаторов на напряжение 6...10 кВ мощностью до 630 кВА и часть из них на 35 кВ мощностью до 2500 кВА защищают плавкими предохранителями. На остальных трансформаторах для защиты от внутренних к.з. в качестве основных устройств устанавливают действующую на отключение без выдержки времени токовую отсечку (при мощности до 6300 кВА) или дифференциальную защиту (при мощности 6300 кВА и выше). Кроме того, при всех повреждениях внутри бака и понижениях уровня масла применяется специальная газовая защита.

Для защиты от токов внешних к.з. используют максимальную токовую защиту, действующую так же, как резервная при отказе других защит. Кроме того МТЗ работает в качестве основной при к.з. в мертвой зоне токовой отсечки, если она установлена. Защиту от токов перегрузки выполняют в виде МТЗ в одной фазе. Она действует на сигнал с выдержкой времени.

Дифференциальная токовая защита основана на принципе сравнения значения и фазы токов по концам защищаемого элемента, в частности трансформатора. Для осуществления этой защиты с обеих сторон защищаемого элемента устанавливают трансформаторы тока. Их вторичные обмотки соединяют последовательно, а реле тока подключают к ним параллельно (рисунок 40).

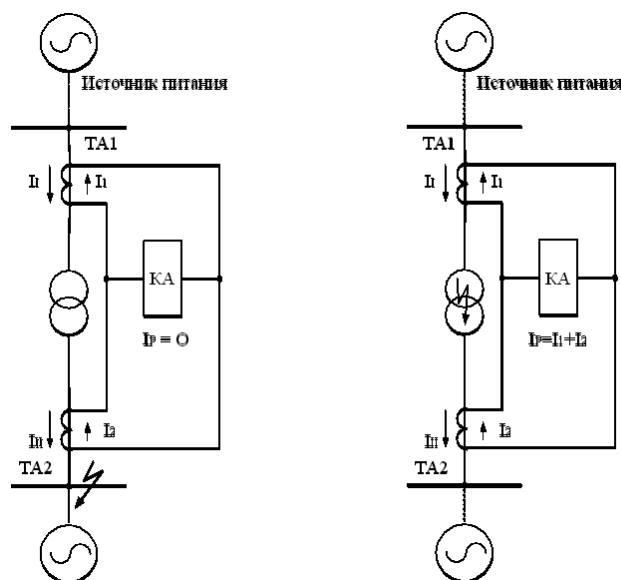


Рисунок 40 – Схема дифференциальной защиты трансформатора

При нормальном рабочем режиме и внешнем к.з. (вне защищаемой зоны, ограниченной трансформаторами тока, например в точке К рис 40а) через обмотку реле будет протекать ток, равный разности вторичных токов $I_p = I_1 - I_2$, который называют током небаланса $I_{нб}$. Трансформаторы тока подбирают и соединяют так, чтобы при этих условиях токи I_1 и I_2 совпадали по фазе и были по возможности равны по значению, т.е. чтобы ток небаланса был минимальным (в идеальном случае равен нулю). Тогда при токе срабатывания реле больше тока небаланса защита не будет действовать. При к.з. в зоне защиты (точка К рис 40б) ток реле резко возрастает до пропорционального току к.з., а именно до $I_p = I_1 + I_2$ при двухстороннем питании (пунктирные стрелки) или до $I_p = I_{21}$ при одностороннем питании. При условии, что ток реле больше тока срабатывания реле защита сработает и отключит поврежденный элемент (трансформатор). Таким образом, дифференциальная защита не реагирует на к.з.

вне защищаемой зоны, то есть обладает абсолютной селективностью, и поэтому может выполняться без выдержки времени.

4 Газовая защита трансформаторов

Газовую защиту устанавливают на всех трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше. Допускается и часто практически применяется ее установка на трансформаторах мощностью от 1000 до 4000 кВА.

Газовая защита реагирует на все виды внутренних повреждений, в том числе на витковые замыкания, при которых другие применяемые стандартные защиты могут не сработать. Значение тока при витковых замыканиях зависит от числа замкнувшихся витков. При малой доле витков, особенно при замыкании одного – двух витков, ток повреждения со стороны источника питания может быть меньше номинального тока трансформатора. В то же время замыкания между витками могут приводить к таким же последствиям, что и многофазные к.з., так как в самих короткозамкнутых витках будет протекать весьма значительный ток.

Витковые замыкания, как и другие виды к.з., сопровождаются местным нагревом, а во многих случаях и горением электрической дуги. Это приводит к разложению масла и изоляционных материалов и образованию газов, в результате чего срабатывает газовая защита. Основным (измерительным) органом газовой защиты является газовое реле. Его устанавливают в трубопроводе (врезают в него) МЕЖДУ БАКОМ ТРАНСФОРМАТОРА И РАСШИРИТЕЛЕМ. Газовое реле Бухгольца BF80/Q состоит из металлического корпуса, крышки и закрепленного на ней встроенного блока. Последний включает два элемента – верхний (сигнальный) и нижний (отключающий). В каждом из этих элементов имеются поплавки с жестко прикрепленным к нему постоянным магнитом и магнитоуправляемый контакт, к которому поплавок с магнитом приближается при повороте и опускании в нижнее положение (поплавок свободно вращается вокруг оси, на которой он закреплен). Магнитоуправляемые контакты (герконы) представляет собой вакуумные и газонаполненные баллоны, внутри которых размещены две или три ферромагнитные пластины. Одна из пластин подвижна и под действием внешнего магнитного поля изгибается, соприкасаясь с неподвижной и создавая электрический контакт.

При нормальной работе трансформатора газовое реле заполнено маслом, поплавки находятся в поднятом положении, магнитоуправляемые контакты разомкнуты. При незначительных повреждениях в трансформаторе под действием местного нагрева из масла выделяются газы, которые поднимаются вверх к крышке бака, а затем скапливаются в верхней части реле, вытесняя из него масло. При этом верхний поплавок поворачивается, опускаясь вместе с уровнем масла, магнит приближается к геркону, и он замыкается, обеспечивая подачу предупредительного сигнала. Аналогично газовое реле действует при незначительной утечке масла. При серьезном повреждении внутри трансформатора начинается бурное газообразование и под воздействием газов масло быстро вытесняется из бака в расширитель. При этом поток масла (маслогазовой смеси) входит в газовое реле, попадая на расположенную вблизи входного штуцера специальную подпорную заслонку (клапан) и опрокидывает ее (она может изменять свое положение в направлении потока). В результате поворачивается нижний отключающий поплавок со своим магнитом, который приближается к геркону, он замыкается и подает команду на отключение трансформатора. Оперативные цепи газовой защиты на подстанциях 35...110/10 кВ могут подключаться к шинам трансформатора собственных нужд. Газовая защита достаточно простая по конструкции, быстродействующая. Это наиболее чувствительная защита трансформатора от всех повреждений внутри бака. Однако, она не действует при повреждениях на выводах трансформатора и должна выводиться из действия, когда есть опасность выделения

воздуха в кожухе трансформатора (например, после его ремонта, доливки масла). Поэтому газовая защита не может применяться как единственная и должна дополняться второй защитой от внутренних повреждений (МТЗ и токовой отсечкой или дифференциальной защитой).

5 Автоматическое повторное включение

Автоматизация и автоматические устройства в любой отрасли техники помогают решать следующие основные задачи:

- Выполнять такие функции управления, которые человек не может обеспечить в силу своих физических возможностей, например, где требуется быстрота реакции, точность и строгая последовательность нескольких операций за короткий интервал времени и т.п.;
- заменять действия человека, связанные с изнурительным или опасным трудом, или выполнять простые однотипные операции;
- выполнять функции человека с более высокой производительностью, например, совмещать несколько операций и т.п.

Кроме большого экономического эффекта, автоматизация облегчает труд и повышает его культуру, повышает надежность электроснабжения за счет уменьшения аварий по вине обслуживающего персонала.

В системах электроснабжения автоматы выполняют следующие функции:

АПВ – автоматическое повторное включение элементов системы электроснабжения: линий, трансформаторов, двигателей, шин;

АВР – автоматическое включение резерва линии, трансформатора, двигателя;

ААРЧ – автоматическая аварийная разгрузка по частоте (отключение части потребителей при снижении частоты ниже заданного уровня);

РЗ – автоматическая защита электроустановок (релейная защита);

АРВ (Н) – автоматическое регулирование возбуждения или напряжения;

АЧР – автоматическое частотное регулирование.

Возникающие в элементах системы электроснабжения к.з. могут быть как устойчивые, так и неустойчивые. В любом случае такой элемент отключается релейной защитой и электроснабжение потребителей прерывается на время, необходимое на его восстановление. Чем быстрее это произойдет, тем меньший ущерб будет причинен потребителям.

АПВ предназначено быстро восстановить электроснабжение потребителей при неустойчивом к.з., а значит уменьшать или не допускать ущерб, наносимый потребителям.

Причинами неустойчивых к.з. на сельских воздушных линиях могут быть гроза, ветер, вызывающие схлестывание проводов, замыкания ветвями, птицами и другие случайные причины.

Причинами неустойчивых к.з. на выводах и ошиновках трансформаторов, аппаратов часто бывают животные: кошки, грызуны. Число неустойчивых к.з. составляет 60...80 % от общего числа отключений защитой, а вызванных грозой – около 60 % всех неустойчивых к.з.

После отключения поврежденного элемента защитой причина неустойчивого короткого замыкания самоликвидируется, дуга, вызванная грозовым перекрытием, гаснет, схлестнувшиеся провода фаз разъединяются, ветки сгорают, пораженные птица или животное падают. Поэтому включение линии или трансформатора устройством АПВ восстанавливает нормальную работу схемы электроснабжения.

Особенно велика эффективность АПВ сельских ВЛ – 10 кВ, поскольку эти линии очень протяженные, проходят по открытой местности и из – за этого часто подвергаются атмосферным воздействиям. Места ВЛ, имеющие пониженную электрическую прочность (пересечения с другими линиями, переходы через препятствия,

кабельные воронки), защищают вентиляльными разрядниками и искровыми промежутками. Дуга, возникающая при их срабатывании в грозу, часто сопровождается к.з., приводит к срабатыванию релейной защиты и отключению линии. То же происходит при перекрытии ВЛ на железобетонных опорах. АПВ в таких случаях срабатывает так быстро, что потребитель даже не замечает краткого перерыва в электроснабжении (0,5...1с). Электроснабжение восстанавливается потому, что в бестоковую паузу дуга гаснет и восстанавливается прежняя электрическая прочность изоляции. Благодаря высокой эффективности АПВ, согласно ПУЭ, требуется устанавливать на всех линиях напряжением выше 1000В и на других элементах электрических систем.

Требования к АПВ:

На рисунке 41 приведена схема электрического АПВ однократного действия, предназначенного для выключателей с пружинным приводом (например, приводом ПП-67, встроенным приводом выключателя ВМПП и др.).

Рисунок 41 – Схема однократного АПВ

5/1 или контактом телеуправления. Таким образом, в цепи включения выключателя 7—8—9 разомкнуты два контакта: КТЛ реле времени КТ и вспомогательный контакт выключателя SQC. При отключении выключателя действием релейной защиты замыкаются вспомогательные контакты выключателя SQC и SQK.

При этом возникает несоответствие положений выключателя и его привода, что служит поводом для пуска АПВ. В образовавшейся цепи 7—8—10 находится реле времени КТ, которое начинает работать и через заданное время замыкает контакт КТ. 1 в цепи электромагнита включения YAC. И так как к этому моменту времени все вспомогательные контакты в цепи 7—8—9 оказываются замкнутыми — электромагнит включения YAC срабатывает и выключатель включается за счет потенциальной энергии натянутых пружин привода. Одновременно в цепи 7—8—9 срабатывает счетчик РС, фиксируя факт срабатывания АПВ. Замыкается также контакт SQM конечного выключателя в цепи 11—12, при этом запускается автоматический электродвигательный редуктор АВМ, предназначенный для натяжения пружин привода. После завершения этого процесса контакт SQM размыкается и электродвигатель редуктора останавливается. В цепи 7—8—9 замыкается контакт SQY, подготавливая устройство АПВ к новому действию. Ручное отключение выключателя осуществляется замыканием контактов 2-4 ключа SA.

Рассмотренная схема АПВ обеспечивает также натяжение пружин и автоматический возврат привода в состояние готовности и при неуспешном АПВ.

6 Автоматическое включение резерва

АПВ позволяет повысить надежность электроснабжения потребителей лишь в случае неустойчивых к.з. на линиях, выводах трансформаторов, шинах и т.д. В случае же устойчивых к.з. на линиях и других элементах сети такой элемент отключается и для восстановления электроснабжения потребителей необходимо включить резервное питание — трансформатор или генератор, резервную питающую линию или какой — то другой резервный элемент. Такой резервный элемент подключается взамен поврежденного автоматическими устройствами, которые называются устройствами автоматического включения резерва (АВР).

Устройства АВР элементов сельских электрических сетей можно классифицировать по следующим признакам:

- по назначению: АВР линий, трансформаторов, двигателей;
- по контролю напряжения на резервном источнике — без контроля напряжения и с контролем напряжения;
- по направлению действия — одностороннего и двухстороннего действия;
- по характеру взаимодействия — местные и сетевые.

К местным АВР относятся устройства, пусковой орган которых действует на отключение рабочего ввода, а затем на включение резервного ввода. Эти действия не выходят за пределы подстанции или распределительного пункта. К сетевым относятся АВР, действующие на включение сетевого резервного выключателя, а другие устройства, обеспечивающие запрет подачи напряжения на поврежденное оборудование, расположены в другом месте.

В зависимости от конкретных условий выбирают наиболее целесообразную схему АВР. Например, схема с контролем напряжения сложна, но она необходима при АВР трансформаторов, питающих резервных линий, если источник на более высоком напряжении общий и есть вероятность потери напряжения на резервном элементе.

На сельских трансформаторных подстанциях оба трансформатора, как правило, несут нагрузку, и в этом случае резерв называется неявным и устройством АВР оснащается секционный выключатель. Оба трансформатора взаимно резервируют друг друга в случае повреждения и отключения одного из них. Поэтому АВР должно быть двусторонним. По той же причине сетевые АВР также должны быть двусторонними.

Требования к устройствам АВР:

АВР должно действовать при исчезновении напряжения на шинах резервируемого элемента по любым причинам;

Резервное питание должно включаться только после отключения основного, рабочего.

Это необходимо для того, чтобы резервный источник не был включен на к.з. в основном источнике. При выполнении этого условия не снижается напряжение у потребителей, подключенных к резервному источнику, уменьшается вероятность развития аварии, повышается надежность АВР и электроснабжения потребителей.

Однако при сетевом резервировании (как было показано на рис.42) окончательное отключение поврежденного элемента – питающей линии Л1 – происходит после подключения Л2 и Л3 к резервной линии. Линия Л1 отключается релейной защитой, установленной на выключателе В2.

При глубоком снижении напряжения на подстанции пусковой орган АВР должен иметь выдержку времени.

Должна обеспечиваться однократность действия АВР при включении на к.з., т.к. успешность двукратного АВР близка к нулю.

Отключение резервного питания при включении на к.з. должно быть быстрым, то есть должно обеспечиваться ускорение (до 0,5 с) действия защит после АВР так же, как и в схемах АПВ.

На всех выключателях, находящихся в режиме АВР, должен быть постоянный контроль исправности цепи оперативного тока и цепи включения.

АВР секционного выключателя двухтрансформаторной подстанции

Устройства автоматического включения резерва (АВР) в соответствии с ПУЭ применяются обязательно для потребителей I категории с отдельным питанием от двух источников питания, что повышает надежность электроснабжения и уменьшает время простоя оборудования. На рисунке 42 приведена схема АВР на секционном выключателе с пружинным приводом. В нормальном режиме вводные выключатели Q1 и Q2 включены, секционный выключатель Q3 отключен. Схема работает на переменном оперативном токе. Реле блокировки KBS, предназначенное для однократного действия АВР, получает питание от выпрямителя VT. Ключи управления SA1 и SA2 находятся в положении АВР. Контакт привода SQM замкнут. При исчезновении напряжения на 1 секции срабатывают минимальные реле напряжения KV1 и KV2, включая реле времени KT1, которое своим контактом KT1:1 с выдержкой времени включает промежуточное реле KL1. Реле KL1 своим контактом KL1:1 включает цепь электромагнита отключения YA1 выключателя Q1, который отключается. При этом вспомогательный контакт Q1:3 включает электромагнит включения YA3 секционного выключателя Q3 и освобождает пружину привода этого выключателя. Секционный выключатель Q3 после включения восстанавливает питание на первой секции от линии 2. Одновременно включается электродвигатель М заводки пружины, подготавливая механизм включения к новому циклу. При включении на КЗ секционный выключатель Q3 отключается своей релейной защитой. При исчезновении напряжения на второй секции срабатывают минимальные реле напряжения KV3 и KV4 и схема работает аналогично. Однократность АВР обеспечивается благодаря тому, что при отключении выключателей Q1 или Q2 реле блокировки KBS с выдержкой времени размыкает электромагнит включения YA3 секционного выключателя Q3.

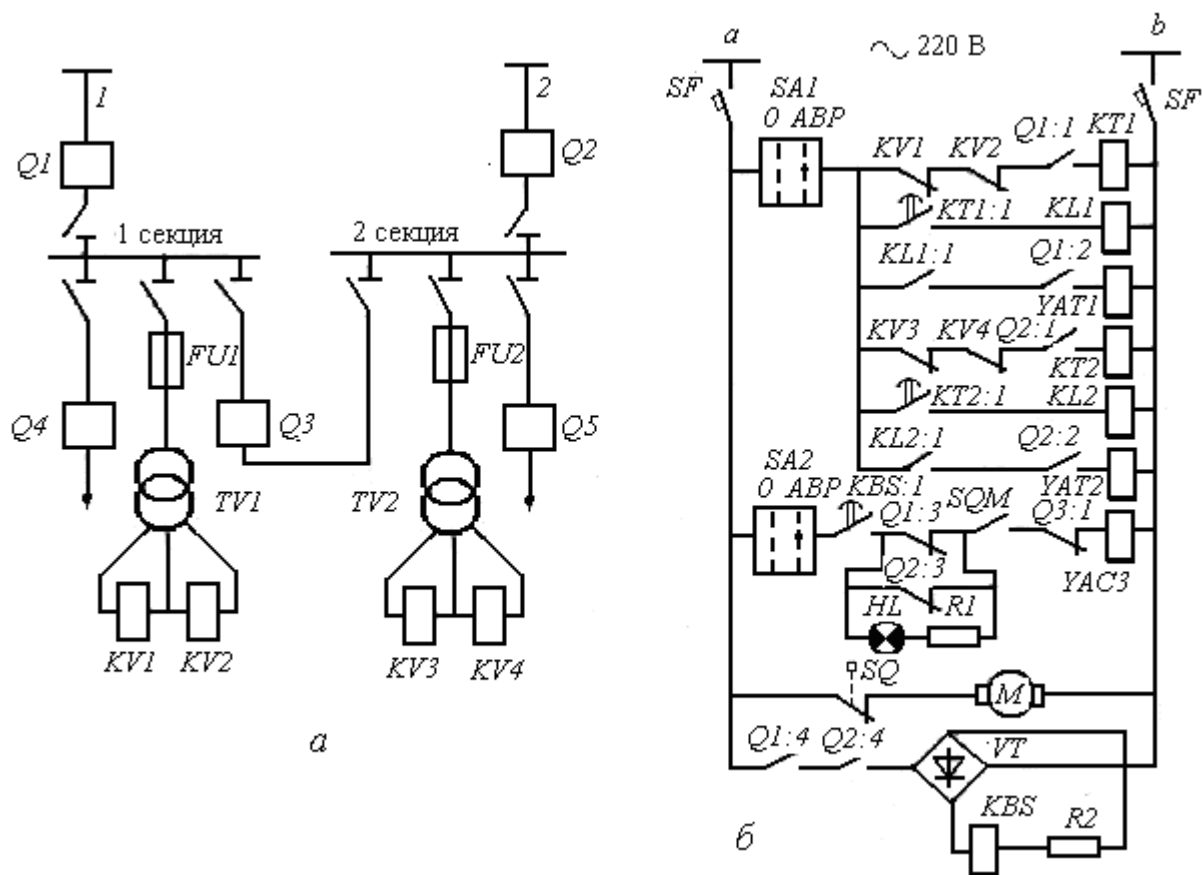


Рисунок 42 – Схема АВР на секционном выключателе:

а – схема подстанции; б – цепи автоматики;

Q1 – Q2 – вводной выключатель; Q3 – секционный выключатель; Q4, Q5 – выключатель отходящей линии; FU1, FU2 – предохранитель; TV1, TV2 – трансформатор напряжения; KV1 – KV4 – реле напряжения; SF – автоматический выключатель; SA1, SA2 – ключ управления; KT1, KT2 – реле времени; KL1, KL2 – промежуточное реле; KBS – реле блокировки; VT – выпрямитель; R1, R2 – резисторы; HL – сигнальная лампа; М – двигатель завода пружины; SQM – контакт привода; SQ – конечный выключатель привода; YAT1, YAT2 – электромагниты отключения вводных выключателей; YAC3 – электромагнит включения секционного выключателя

Схема АВР собственных нужд

В установках до 1 кВ устройства АВР выполняют на автоматических выключателях и контакторах. Автоматические выключатели для АВР применяются на шинах РУНН трансформаторных подстанций. Для этих целей используются выключатели с электродвигательным приводом серий «Электрон», ВА50. Как правило, вводные и секционный выключатели применяются одного типа. На рисунке 43 приведена схема АВР на секционном выключателе ВА50 в РУНН двухтрансформаторной подстанции. Потребители электроэнергии подключены к двум трансформаторам цеховой подстанции. При исчезновении напряжения от трансформатора Т1 минимальный расцепитель выключателя QF1 отключит выключатель. Если ключ SA1 будет установлен в положение АВР, то при отключении выключателя QF1 его вспомогательный контакт SQF1 в цепи привода секционного выключателя QF окажется замкнутым и секционный выключатель включится. Включение секционного выключателя происходит под действием импульсных электромагнитов YA1 и YA2 по цепи: источник оперативного тока с напряжением U, замкнутый вспомогательный контакт привода S, размыкающий контакт кнопочного выключателя SB1, осуществляющего включение выключателя в нормальных режимах,

размыкающий контакт кнопочного выключателя SB2, осуществляющего отключение выключателя в нормальных режимах, ключ SA1, размыкающий вспомогательный контакт SQF1 выключателя QF1, импульсные электромагниты YA1 и YA2, полупроводниковый диод VD, источник оперативного тока.

Пульсирующий режим работы привода переменного тока обеспечивается полупроводниковым диодом VD, импульсно подающим напряжение на катушки электромагнитов привода YA1 и YA2. После включения выключателя контакты путевого выключателя привода SQ1 и контакты вспомогательной цепи S выключателя размыкаются, а контакты путевого выключателя привода SQ2 замыкаются. При исчезновении напряжения на трансформаторе T2 схема АВР работает аналогично. Команду на включение секционного выключателя подает вспомогательный контакт SQF2 выключателя QF2.

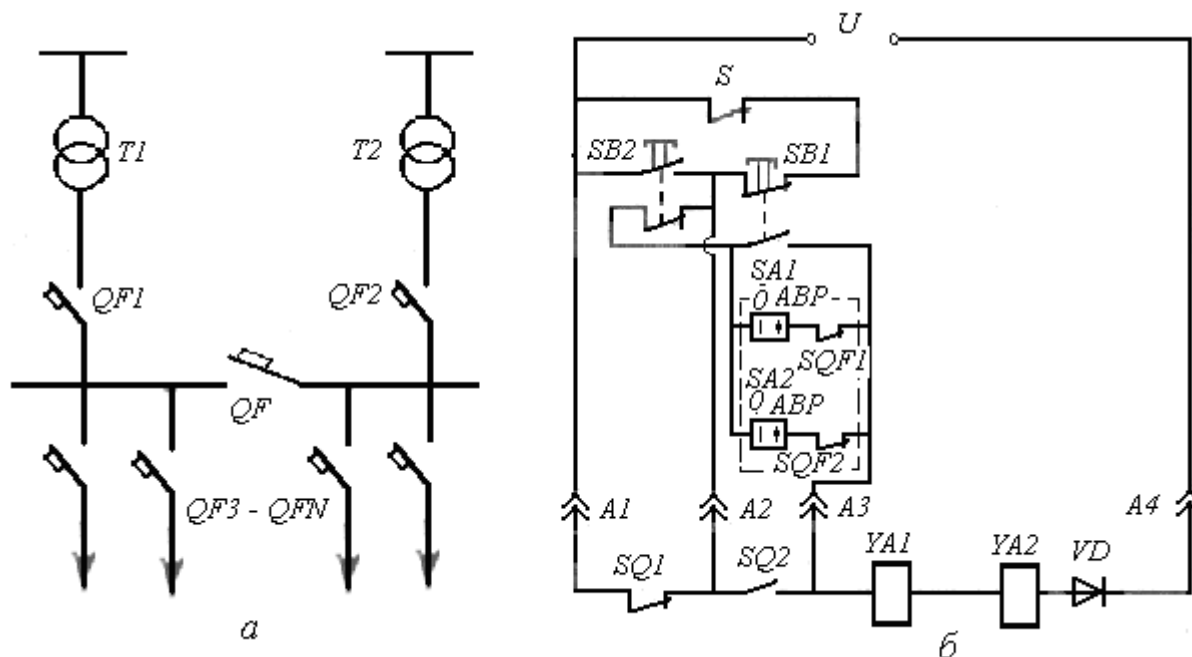


Рисунок 43 – Схема АВР на секционном выключателе:

а – схема первичных соединений; б – схема включения секционного выключателя: Т1, Т2 – трансформатор; QF1, QF2 – вводной автоматический выключатель; QF – секционный выключатель; QF3 – QFN – выключатели отходящих линий; SA1, SA2 – ключ управления; SB1, SB2 – кнопочные выключатели включения и выключения секционного выключателя; SQ1, SQ2 – контакты путевого выключателя привода; SQF1, SQF2 – вспомогательные контакты вводных выключателей; YA1, YA2 – импульсные электромагниты привода; VD – полупроводниковый диод

ТЕМА 1.10 ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

1 Основные заземляющие устройства, их виды и назначение

В электротехнических установках заземления применяют для обеспечения нормального режима работы электроустановки, а также ее функционирования в нормальных режимах, для защиты людей от поражения электрическим током при замыкании токоведущих частей на корпус электрических аппаратов, на металлические конструкции и на землю, для обеспечения отвода токов молнии в землю с целью снижения перенапряжений на изоляции и предотвращения поражения людей, животных и построек.

В зависимости от назначения различают два вида заземления: рабочее – для обеспечения функционирования электроустановок и защитное – для обеспечения безопасности людей при замыкании на металлические части электрооборудования и

конструкции, нормально не находящиеся под напряжением. К рабочим относятся заземления нейтралей генератора, силового трансформатора и трансформатора напряжения для контроля изоляции, а также пробивного предохранителя в системе электроснабжения с изолированной нейтралью и т.п. Примером защитного заземления может служить заземление корпусов электрических аппаратов, оборудования и металлических конструкций, которые могут случайно оказаться под напряжением, например, рамы линейных разъединителей, приводы разъединителей, корпуса щитов и пультов управления, шкафы и опорные конструкции РУ, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, кабельные муфты и молниеотводы.

Заземлением какой – либо части электроустановки называется преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством.

Заземляющим устройством называется совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлитель - это металлический проводник или несколько проводников, имеющих непосредственный достаточно плотный электрический контакт с землей. Заземлитель может быть естественный (водопроводные магистральные трубы, металлические конструкции, арматура железобетонных конструкций, зданий и сооружений, металлические трубопроводы (кроме трубопроводов горючих и взрывчатых веществ, а также покрытых изоляцией)) и искусственный (для горизонтальных используются стальные полосы толщиной не менее 4 мм с площадью поперечного сечения 48 мм^2 и более или круглую сталь диаметром не менее 6 мм; вертикальные заземлители изготавливают из угловой стали с толщиной полки не менее 4 мм, из некондиционных труб с толщиной стенки не менее 3,5 мм или круглых стальных стержней диаметром 12 ... 16 мм, погруженных на глубину 2,5 ... 7 м).

2 Допустимые сопротивления заземляющих устройств в электроустановках до 1 и выше 1 кВ

В электроустановках напряжением свыше 1000 В с большими токами замыкания на землю, например на подстанциях напряжением 110 кВ и выше, сопротивление заземления нейтрали должно быть не более 0,5 Ом.

В четырехпроводных сетях напряжением 380/220 В с заземленной нейтралью сопротивление ЗУ, к которому присоединяют нейтраль генератора или трансформатора, должно быть не более 4 Ом с учетом повторных и защитных заземлений линий. Общее сопротивление всех параллельно включенных повторных и защитных заземлений на каждой линии не должно быть не более 10 Ом, а сопротивление единичного повторного заземления нулевого провода – не более 30 Ом.

Для повторных заземлений в этих сетях с целью уменьшения затрат металла следует использовать естественные заземлители.

В электроустановках напряжением 660/380 В нормированные значения сопротивлений ЗУ должны быть увеличены в 2 раза, а в электроустановках 220/127 В уменьшены в 2 раза. Нормированные значения сопротивлений ЗУ можно увеличивать в $\rho / 100$ раз, если $\rho > 100 \text{ Ом м}$, а ЗУ от перенапряжений - в $\rho / 500$ раз, если $\rho > 500 \text{ Ом м}$, но не более чем в 10 раз.

КТП мощностью до 160 кВА имеют три отходящих линии, а КТП мощностью 400 и 630 кВА – до шести отходящих линий, каждая из которых должна иметь сопротивление ЗУ не более 10 Ом. В этом случае общее сопротивление повторных и защитных заземлений, включенных параллельно, будет меньше нормированного значения, равного 4 Ом. Однако в этом случае все равно требуется заземлять нейтраль. Если это заземление используется только для установок напряжением 380/220 В, то сопротивление его должно быть не более 30 Ом, а заземление нейтралей

трансформаторов 6 ... 35/0,38 кВ необходимо выполнять в соответствии с условием:

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3},$$

где I_3 – ток замыкания на землю определяется: $I_3 = \frac{U_n \times I_6}{350}$,

где U_n – нормальное напряжение линии, кВ;

l_6 – длина линий, отходящих от шин подстанции, электрически связанных между собой, км.

Напряжение прикосновения – напряжение между двумя проводящими частями или между проводящей частью и землей при одновременном прикосновении к ним человека.

Для человека, стоящего на земле и касающегося заземленного корпуса, оказавшегося под напряжением (рисунок 107), напряжение прикосновения $U_{пр} = \varphi_p - \varphi_n$

где φ_p и φ_n – соответственно величины потенциалов руки и ног.

Так как человек касается корпуса, то потенциал руки есть потенциал корпуса (напряжение его относительно земли) $\varphi_p = \varphi_k$.

На рисунке 44 показаны два корпуса электрооборудования (1 и 2), присоединенных к заземлителю R_3 . Потенциалы всех корпусов одинаковы, так как корпуса электрически связаны между собой заземляющим проводником, сопротивление которого мало. Для упрощения анализа падением напряжения в заземляющих проводниках ввиду его малости будем пренебрегать и считать, что $U_k = U_3$, т.е. напряжение корпуса и заземлителя относительно земли равны между собой.

Как видно на рисунке 44, потенциалы ног человека зависят от его местоположения относительно заземлителя. По мере удаления от заземлителя потенциалы ног человека уменьшаются ($\varphi_1 > \varphi_2$).

Следовательно, по мере удаления от заземлителя напряжение прикосновения возрастает ($U_{пр2} > U_{пр1}$) и у корпуса потребителя, находящегося за пределами зоны растекания тока, оно равно напряжению корпуса относительно земли, потому что человек стоит на земле, где потенциал ног равен нулю.

В общем случае напряжение прикосновения может быть определено из выражения

$$U_{пр} = \alpha_1 \alpha_2 U_3,$$

где α_1 – коэффициент напряжения прикосновения, учитывающий форму потенциальной кривой (зависимость от формы и конфигурации заземлителя и положения точки, в которой он определяется относительно заземлителя), $\alpha_1 = 0,1 \dots 0,75$;

α_2 – коэффициент, учитывающий падение напряжения в дополнительных сопротивлениях цепи человека (сопротивление обуви и сопротивление опорной поверхности ног растеканию тока или сопротивление пола).

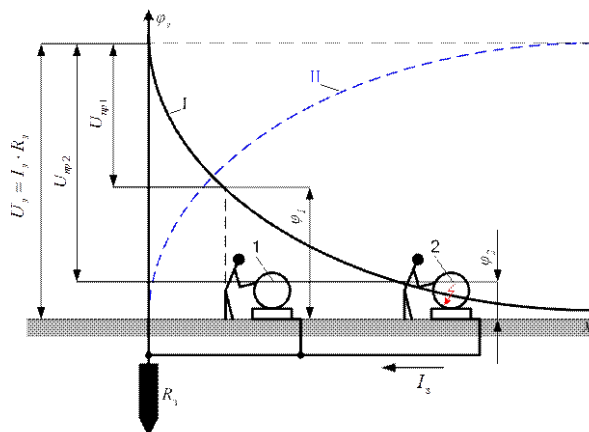


Рисунок 44 – Напряжение прикосновения между проводящей частью (корпусом) и землей: I – кривая распределения потенциалов, II – кривая распределения напряжения прикосновения, 1,2 – корпуса электропотребителей

Последовательно с телом человека включены сопротивления обуви, пола. Чем больше эти сопротивления, тем меньший ток протекает через тело человека, меньше вероятность поражения. Это используется при эксплуатации электроустановок путем применения дополнительных изолирующих средств: подставок, ковриков, бот, галош. За расчетное значение сопротивление тела человека принимают 1000 Ом.

Напряжение шага – напряжение между двумя точками на поверхности земли, на расстоянии 0,8 м одна от другой, которое принимается равным длине шага человека.

Человек, находящийся в зоне растекания, оказывается под напряжением шага $U_{ш}$, если его ноги находятся в точках A и B с разными потенциалами (рисунок 45): $U_{ш} = \varphi_A - \varphi_B$.

Как видно из рисунка 108, по мере удаления от заземлителя величина напряжения шага уменьшается ($U_{ш1} > U_{ш2}$). Человек, находящийся вне зоны растекания тока замыкания на землю, вообще не попадает под напряжение шага, так как потенциалы обеих ног человека равны нулю.

В общем случае напряжение шага так же, как и напряжение прикосновения, может быть выражено через напряжение заземлителя: $U_{ш} = \beta_1 \beta_2 U_z$,

где β_1 – коэффициент напряжения шага, учитывающий форму потенциальной кривой, $\beta_1 = 0,10 \dots 0,15$;

β_2 – коэффициент, учитывающий падение напряжения в дополнительных сопротивлениях цепи человека (сопротивление обуви и сопротивление пола).

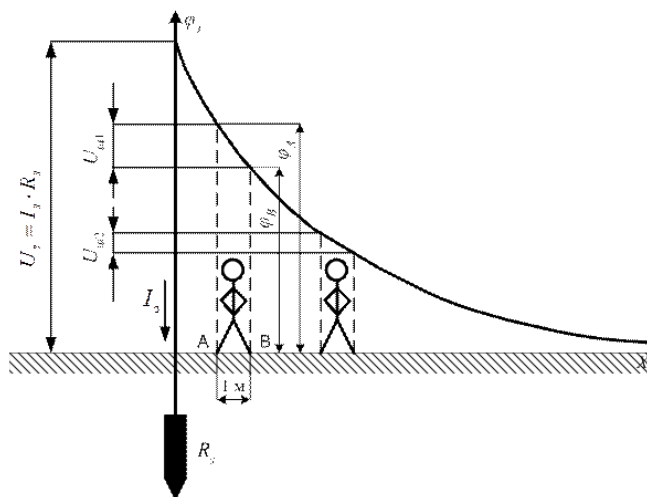


Рисунок 45 – Напряжение шага

Крупные животные имеют большой шаг и поэтому могут быть поражены при меньшем напряжении на заземлителе, чем человек.

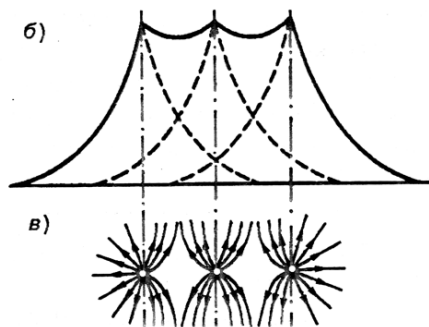


Рисунок 46 – Контурный заземлитель:

б – распределение потенциала на поверхности земли;
в – взаимное экранирование вертикальных заземлителей

Другой защитной мерой является выравнивание потенциала на поверхности земли до значения, близкого к напряжению на заземлителе. Это мероприятие снижает не только напряжение прикосновения, но и напряжение шага. Выравнивание потенциала между полосами или стержневыми заземлителями происходит вследствие взаимодействия электрических полей смежных заземлителей. На рисунке 46б пунктиром показано распределение потенциала для одиночного заземлителя при отсутствии поля соседнего электрода, а сплошными линиями – действительное распределение потенциала по поверхности земли. На рисунке 46в показано вытеснение силовых линий поля соседнего электрода. В результате взаимодействия их электрических полей потенциал на поверхности земли, охваченной контурным заземлителем, становится высоким. Распределение потенциала на поверхности земли внутри контурного заземлителя значительно снижает напряжение прикосновения и шага. Так, при расстоянии между выравнивающими полосами 2,5 м наибольший коэффициент прикосновения $\alpha_{пр} = 0,12$, а коэффициент шага $\alpha_{ш} = 0,04$.

3 Способы выполнения заземляющих устройств

На подстанциях с высшим напряжением 35 кВ и более применяют сложные ЗУ. Они состоят из погруженных в землю вертикальных стержней, размещенных по контуру подстанции и сваренных между собой стальными полосами толщиной не менее 4 мм с площадью сечения не менее 48 мм². Стержневые заземлители длиной 2,5...5 м из круглой стали диаметром 12...16 мм или из уголкового стали погружают в траншею глубиной 0,7...0,8 м. Они отстоят друг от друга на расстоянии длины стержня или более. Полосы или круглую сталь, выравнивающие потенциал внутри контура, вблизи оборудования на расстоянии шага 0,8 м или 1,5 м от фундаментов и оснований оборудования на глубине 0,4...0,5 м от поверхности земли. Там, где нет оборудования, расстояние между поперечными полосами принимают от 2,5 до 6 м.

Сложный контурный заземлитель на подстанции напряжением 35/10 кВ располагают внутри ограды территории подстанции на расстоянии 3 м от нее. При недостаточной проводимости грунта для достижения необходимого сопротивления заземлителя вертикальные заземлители погружают на глубину 5 ... 10 м в слои, где большая проводимость грунта, которая не зависит от времени года.

В электроустановках напряжением 3...20 кВ с малыми токами замыкания на землю, согласно ПУЭ, заземлитель может быть выполнен в виде ряда вертикальных стержней, связанных полосой, или даже выносным за территорию подстанции, где наблюдается большая проводимость грунта.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

Основные источники

1. Бобров, А. В. Основы эксплуатации электрооборудования: учебное пособие / А. В. Бобров, В. П. Возовик. - Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2018. - 168 с. - Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1818926>
2. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: учеб. пособие / Н.В. Грунтович. — Минск: Новое знание; М.: ИНФРА-М, 2019. — 271 с.: ил - Режим доступа: <http://znanium.com/catalog/product/992991>
3. Немировский, А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учебное пособие / А. Е. Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. - 4-е изд., доп. - Москва: Вологда: Инфра-Инженерия, 2020. - 174 с. - режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1168656>
4. Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий: учебник / Ю.Д. Сибикин. — 5-е изд., перераб. и доп. — Москва: ИНФРА-М, 2020. — 405 с. — Режим доступа: <https://new.znanium.com/catalog/product/1080542>
5. Сибикин, Ю. Д. Технология электромонтажных работ: учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. — 4-е изд., испр. и доп. — Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2022. — 352 с. — (Среднее профессиональное образование). - Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1771886>
6. Хорольский, В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения: учебное пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. — Москва: ИНФРА-М, 2021. — 288 с. — (Среднее профессиональное образование).режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1372885>
7. Хорольский, В. Я. Организация и управление деятельностью электросетевых предприятий: учебное пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов, В.Г. Жданов. — Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2020. — 143 с. — (Среднее профессиональное образование). - Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1096997>
8. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учеб. пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2019. — 495 с. - Режим доступа: <http://znanium.com/catalog/product/1001315>

Дополнительные источники

1. Анчарова, Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2020. — 415 с. — Режим доступа: <https://new.znanium.com/catalog/product/1045619>
2. Башкатов, А. М. Компьютерные программы в электроэнергетике: практикум: учебное пособие / А.М. Башкатов, Е.А. Сумеркин, Р.С. Заседателев. — Москва: ИНФРА-М, 2021. — 455 с.— (Среднее профессиональное образование). —Режим длступа: <https://znanium.com/catalog/product/1048798>
3. Вантеев, А. И. Обслуживание электрических подстанций: теория и практика: учебное пособие / А. И. Вантеев. - Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. - 368 с. - Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1836540>
4. Горемыкин, С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: учебное пособие / С.А. Горемыкин. — Москва: ИНФРА-М, 2022. — 191 с. — Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1839650>
5. Дубинский, Г. Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В: учебное пособие / Г. Н. Дубинский, Л. Г. Левин. - 2-е изд., испр. и доп. - Москва: СОЛОН-Пресс, 2020. - 538 с. - Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1227715>
6. Куксин, А. В. Релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие / А. В. Куксин. - Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. - 200 с. - Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1836538>

7. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. — 2-е изд. — Москва: ИНФРА-М, 2023. — 436 с. — Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1833418>
8. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. — 3-е изд. — Москва: ИНФРА - М, 2022. — 144с. — Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1860810>
9. Сибикин Ю.Д. Технология энергосбережения: учебник / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. — 4-е изд., перераб. и доп. — Москва: ИНФРА-М, 2020. — 336 с. — Режим доступа: <https://new.znanium.com/catalog/product/1045618>
10. Хорольский, В. Я. Техничко-экономические расчеты распределительных электрических сетей: учеб. пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов, Д.В. Петров. — Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2020. — Режим доступа: <https://new.znanium.com/catalog/product/1040241>
11. Хорольский, В. Я. Надежность электроснабжения: учеб. пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. — М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2019. — 127 с. — (Среднее профессиональное образование). — Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1013429>
12. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования: учебное пособие / В.П. Шеховцов. — 3-е изд., испр. — Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2021. — 214 с. — (Среднее профессиональное образование). — Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1231245>
13. Шеховцов, В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: учебное пособие / В.П. Шеховцов. — 3-е изд. — Москва: ИНФРА-М, 2020. — 136 с. — Режим доступа: <https://new.znanium.com/catalog/product/1090082>
14. Электробезопасность работников электрических сетей: Учебное пособие / Привалов Е.Е., Ефанов А.В., Ястребов С.С. - Ставрополь:СтГАУ - "Параграф", 2018. - 296 с.: - Режим доступа: <http://znanium.com/catalog/product/976990>
15. Электроэнергетика: учебное пособие / Ю.В. Шаров, В.Я. Хорольский, М.А. Таранов, В.Н. Шемякин. — Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2020. — 384 с. — (Среднее профессиональное образование). — Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1026876>
16. Энергосберегающие технологии в промышленности: учебное пособие / А. М. Афонин, Ю. Н. Царегородцев, А. М. Петрова, С. А. Петрова. — 2-е изд. — Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2021. — 271 с. — (Среднее профессиональное образование). — Режим доступа: <https://znanium.com/catalog/product/1220768>

Интернет – ресурсы

1. Все об электростанциях [Электронный ресурс] // [сайт] / Электротехнический портал – Режим доступа: <http://www.gigavat.com/index.php> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
2. Испытательное оборудование, электроизмерительные приборы и электротехническое оборудование [Электронный ресурс] // [сайт] / Проект компании Тес – group Передовые технологии – Режим доступа: <http://www.tec-electro.ru> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
3. Новости электротехники. Информационно – справочное издание [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
4. Новости электроэнергетики. Оборудование. Документация. [Электронный ресурс] // [сайт] / Электротехнический портал – Режим доступа: <http://electric-zone.ru> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
5. Персональный сайт преподавателя Бутенко Е.В. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://students45.ru/> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
6. Сайт ООО «Элкомэлектро» - Электролаборатория для вас [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.megaomm.ru/uchebnik-elektromontazhnika.html> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
7. Справочник электрика и энергетика [Электронный ресурс] // [сайт] / Электротехнический портал – Режим доступа: www.elecab.ru (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
8. Учебно-образовательный сайт «Монтаж и эксплуатация электрических сетей» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://elektro-montagnik.ru/> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)

9. Школа для электрика все секреты мастерства [Электронный ресурс] / Источник информации: [Школа для электрика: электротехника и электроника](http://electricalschool.info). Статьи, советы, полезная информация. – Режим доступа: <http://electricalschool.info> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
10. Электронная электротехническая библиотека [Электронный ресурс] // [сайт] – Режим доступа: <http://electrolibrary.info> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)
11. Энергетик. Статьи об электричестве и энергетике [Электронный ресурс] // [сайт] / Электротехнический портал – Режим доступа: <http://pue8.ru> (Дата последнего доступа: 02.08.2023)