

В.А. Даценко, А.А. Сивков, Д.Ю. Герасимов

**МОНТАЖ, РЕМОНТ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
СЕТЕЙ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**
Учебное пособие



УДК 621.31
Д21

Даценко В.А.

Д21 Монтаж, ремонт и эксплуатация электрических распределительных сетей в системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В.А. Даценко, А.А. Сивков, Д.Ю. Герасимов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – 132 с.

В учебном пособии рассмотрены вопросы производства и распределения электроэнергии, описаны элементы конструкций воздушных и кабельных линий электропередач, вопросы их монтажа, ремонта, технического обслуживания и эксплуатации.

Пособие подготовлено на кафедре электроснабжения промышленных предприятий ТПУ и предназначено для студентов дневного и заочного обучения по специальности 140211 – «Электроснабжение».

УДК 621.31

Рекомендовано к печати Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета

Рецензенты

Доктор технических наук, профессор ТПУ
М.А. Мельников

Инженер-проектировщик
ООО «Современные технологии – Сибирь» (Томск)
С.С. Старшинов

Ведущий инженер-электрик
ОАО «Сибэлектромотор» (Томск)
С.Л. Ванин

© Томский политехнический университет, 2007

© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2007

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕ И РАСПРЕДЕ- ЛЕНИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	5
1. Типы электростанций	5
2. Построение систем электроснабжения	6
3. Структура и основное оборудование распределительных сетей	8
4. Потребители электроэнергии	14
5. Организация эксплуатации распределительных сетей	16
II. КОНСТРУКЦИИ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИ- НИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	22
1. Общие сведения	22
2. Основные элементы воздушных линий	23
3. Конструкции силовых и контрольных кабелей	33
4. Соединительные и концевые элементы кабельных линий	35
5. Размещение силовых и контрольных кабелей	44
III. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ВОЗДУШНЫХ ЛЭП	49
1. Обход и осмотр	49
2. Профилактические испытания, проверки и измерения	54
3. Технология эксплуатационных работ	58
4. Эксплуатация устройств грозозащиты	86
5. Комплексный ремонт	88
IV. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ КА- БЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ	91
1. Эксплуатация кабельных линий	91
2. Защита металлических оболочек кабелей от коррозии	97
3. Ремонт кабельных линий	100
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	107
ПРИЛОЖЕНИЯ	108

ВВЕДЕНИЕ

Место электроэнергетики в современном мире определяется сегодня не только огромными объемами перерабатываемых энергоресурсов, но и неизмеримым количеством агрегатов, установок, трубопроводов, линий электропередач, машин и механизмов, сложностью систем электроснабжения, а главное – ни с чем не сравнимой надежностью, простотой и качеством обеспечения электрической энергией в любой момент времени и в необходимом количестве.

Работы по монтажу электрооборудования выполняют при сооружении новых, реконструкции и модернизации действующих промышленных предприятий, электрических станций и подстанций. Экономическая эффективность электромонтажных работ достигается за счет расширенного применения промышленных методов монтажа, превращения работ в монтажной зоне в сборку предварительно заготовленных укрупненных узлов и установку электрооборудования высокой заводской готовности, совершенствования организации и управления электромонтажными работами, повышения уровня инженерной и материально-технической подготовки производства и максимальной монтажной операции.

Работы монтажников и эксплуатационного персонала ведутся в сложных климатических условиях днем и ночью с прохождением трасс линий электропередач, как правило, по труднодоступным местам. При этом сохранить работоспособность электрических линий возможно только при хорошем уровне подготовки работников службы эксплуатации. Электромонтеры и техники должны обладать глубокими знаниями, так как им необходимо иметь дело со сложной и разнообразной аппаратурой высокого напряжения, уметь правильно ее эксплуатировать, предупреждать аварии, быстро устранять неисправности.

Цель настоящего пособия – дать студентам необходимый объем теоретических и практических сведений по монтажу и эксплуатации распределительных электрических сетей их электрооборудования.

Поскольку пособие предназначено для учебных целей, то не представляется возможным везде делать ссылки на первоисточники.

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1. ТИПЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Электрическую энергию (ЭЭ) производят на электрических станциях с помощью электрических генераторов, вращаемых первичными двигателями – паровыми машинами или турбинами, гидравлическими турбинами, двигателями внутреннего сгорания и т. д.

Электрические станции разделяют по особенностям технологического процесса преобразования энергии и виду используемого энергетического ресурса. Более 80 % ЭЭ вырабатывается тепловыми электростанциями на органическом топливе, остальная – гидравлическими и атомными электростанциями. Использование для производства других источников энергии (солнце, ветер, морские приливы, геотермальные воды и др.) пока ограничено только опытными или опытно-промышленными установками.

В России и большинстве других стран для производства и распределения ЭЭ принят трехфазный переменный ток частотой 50 Гц, что объясняется большей экономичностью и эффективностью ее передачи на значительные расстояния, а также использованием в качестве электропровода простых и надежных асинхронных электродвигателей.

Выгодно сооружать крупные электростанции (сотни тысяч кВт), так как себестоимость ЭЭ на них значительно ниже, чем на мелких. Наибольший эффект дает сооружение электрических станций вблизи потребителей. Однако источники энергии (месторождения нефти, газа, угля, гидроэнергия) находятся в отдалении от городов, населенных пунктов. Перевозка топлива на железнодорожном, водном и других видах транспорта чрезвычайно дорога, поэтому строительство электростанций ведется, как правило, вблизи источников энергоресурсов, а передача ЭЭ осуществляется по линиям электропередачи (ЛЭП) высокого напряжения.

По типу первичного двигателя тепловые электростанции подразделяют на паротурбинные, газотурбинные и дизельные. В последнее время все чаще применяют комбинированные схемы с паротурбинными и газотурбинными двигателями, называемые парогазовыми энергоустановками. Дизельные электростанции используют в качестве автономных источников для резервирования электроснабжения особо ответственных потребителей, а также для производства электроэнергии в зонах, где отсутствует централизованное электроснабжение от энергоси-

стемы.

На тепловых электростанциях в качестве топлива применяют уголь, торф, горючие сланцы, газ, мазут. Энергия сжигаемого топлива преобразуется в паровом котле в энергию водяного пара, приводящего во вращение турбоагрегат (паровую турбину, соединенную с генератором). Паровые турбины имеют ряд преимуществ по сравнению с другими первичными двигателями. Турбину можно изготовить на частоту вращения генератора и соединять с ним непосредственно. Паровые турбины обладают равномерным ходом, что важно для получения постоянной частоты электрического тока.

Атомные электростанции – это тепловые электростанции, которые используют тепловую энергию ядерных реакций. Одним из основных элементов атомных электростанций является реактор, в котором имеются замедлитель нейтронов и теплоноситель. В связи с аварией в 1986 году на Чернобыльской атомной электростанции приняты меры по повышению их надежности, созданию систем аварийной защиты, улучшению технологического процесса, повышению квалификации обслуживающего персонала.

Гидроэлектростанции предназначены для выработки ЭЭ и сооружаются часто в составе гидротехнических комплексов, одновременно решающих задачи улучшения судоходства, ирригации, водоснабжения, защиты от паводков и др. На гидроэлектростанциях вырабатывается около 15 % всей ЭЭ, производство которой осуществляется за счет энергии падающей воды. Высота падения воды называется напором. Создаваемый с помощью плотины напор определяется разностью уровней (бьефов) воды в верхнем (до плотины) и нижнем (после плотины) бьефах. Используя полученный перепад уровней воды, приводится в движение колесо гидротурбины, на одном валу с которой находится электрический синхронный генератор. Коэффициент полезного действия гидроэлектростанций значительно выше, чем тепловых, а себестоимость выработки ЭЭ в несколько раз ниже. Однако из-за высокой стоимости строительства их применяют реже, чем тепловые.

2. ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Электроснабжение потребителей осуществляется с помощью электрических сетей, по которым ЭЭ передается от источников к потребителям и распределяется между ними. Электрическая сеть – это совокупность ЛЭП, подстанций (ПС), распределительных (РП) и секционирующих (СП) пунктов.

ЛЭП – система проводов, кабелей, опор, электрического оборудования для передачи ЭЭ от источника к потребителю.

ПС – электроустановка, предназначенная для преобразования электроэнергии одного напряжения в электроэнергию других напряжений.

РП – электроустановка, предназначенная для распределения ЭЭ внутри распределительной сети. Питание РП осуществляется по одной или двум линиям, а ЭЭ передается в распределительную сеть по нескольким линиям. На РП не происходит трансформации или преобразования ЭЭ.

СП – электроустановка для отключения участка сети при авариях, включающая аппарат (секционирующий) для отключения, систему защиты и автоматизации.

ЭЭ вырабатывается на станциях в основном при напряжениях от 3 до 10,5 кВ. При таких низких напряжениях ЭЭ передавать на большие расстояния невыгодно, поэтому генераторное напряжение станции повышают до 110 кВ и выше и по магистральным (питающим) линиям высокого напряжения передают в районы потребления, где его вновь понижают до 35, 20, 10, 6 кВ. На таком напряжении ЭЭ распределяется между пунктами потребления.

Распределительная сеть – это совокупность ЛЭП 0,38–110 кВ, понижающих ПС 110/35/10 кВ, 35/6(10) кВ; потребительских ПС 6(10)/0,38 кВ, 20/0,38 кВ; РП и СП.

Для непосредственного использования в установках потребителей напряжение снижается на потребительских ПС до значений 380/220 В. ЛЭП распределительных сетей 0,38–35 кВ имеют большое количество ответвлений (отпаяк) к потребителям, особенно линии 0,38; 6, 10, 20 кВ. В сельской местности и в малых городах и поселках потребители получают питание в основном по воздушным линиям (ВЛ), а в крупных населенных пунктах – по кабельным (КЛ).

Развитие народного хозяйства, увеличение энерговооруженности труда в промышленности, на транспорте и в сельском хозяйстве требовали ускоренного сооружения электрических сетей. Электрические сети подразделяют на распределительные, питающие (районные) и системообразующих. Напряжение распределительных сетей может быть 6–110 и 0,38 кВ, питающих сетей (от источников до крупных распределительных узлов района) – 35–330 кВ; системообразующих (для мощных связей между крупными узлами энергосистемы или энергосистемами) – 110–1150 кВ.

По уровню номинального напряжения электрические сети иногда делят на сети низкого (до 1 кВ), среднего (выше 1 кВ до 35 кВ включительно), высокого (110–220 кВ), сверхвысокого (330–750 кВ) и ультравысокого (выше 1000 кВ) напряжений. Напряжение приемников элек-

троэнергии, генераторов и трансформаторов, при котором они нормально и наиболее экономично работают, называют номинальным. Это напряжение указывают в паспорте электрической машины и аппарата. В установках трехфазного тока номинальным принято считать значение междуфазного напряжения. Поэтому, если номинальное напряжение линии 35 кВ, ее фазное напряжение будет в $\sqrt{3}$ раз меньше, т. е. 20,2 кВ. Номинальное напряжение сети принимают равным номинальному напряжению приемников ЭЭ. В действительности напряжение сети в каждый момент времени в различных ее точках неодинаково. В начале линии оно обычно несколько выше номинального, а в конце – ниже его. Номинальное напряжение генераторов принимают выше номинального напряжения сети на 5 %, а вторичных обмоток трансформаторов – на 5(10) %.

Согласно ГОСТу в России установлена шкала номинальных напряжений: для сетей переменного тока частотой 50 Гц междуфазное напряжение должно быть 12, 24, 36, 42, 220, 380 В; 6, 10, 20, 35, 110, 220, 330, 500, 750, 1150 кВ, для сетей постоянного тока – 12, 24, 36, 48, 60 В; 110, 220, 440, 660, 825, 3000 В.

Номинальное напряжение электроустановок, в том числе электрических сетей, ограничено небольшим количеством стандартных значений, благодаря чему наша промышленность вырабатывает меньшее количество различных типоразмеров машин и оборудования. Однако разнообразие значений стандартных напряжений позволяет выполнять Распределительные сети более экономичными и сокращать в них расход металла.

3. СТРУКТУРА И ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Общие сведения. Чертеж, на котором показано соединение всех элементов установки, составляющих цепь передачи ЭЭ от источника к потребителю, называется *схемой электрических соединений*.

По исполнению различают схемы полнолинейные (многолинейные) и однолинейные, а по назначению – принципиальные и монтажные. На многолинейных схемах все три фазы электроустановки показаны отдельно, на однолинейных схемах – одной линией. Однолинейные схемы составляют обычно для отдельных частей электроустановки (например, распределительного устройства ПС). Принципиальные однолинейные схемы содержат все элементы первичных цепей, включая генераторы, трансформаторы, выключатели, разъединители и другую аппаратуру. На полных однолинейных схемах указаны также контрольно-измерительные приборы, устройства защиты и автоматики. На

монтажных схемах показывают все основное оборудование и приборы с учетом их взаимного топографического расположения, вида применяемой проводки, сечения и марки соединительных проводов, номеров зажимов и клемм. Монтажные схемы составляют для выполнения монтажных и ремонтных работ, проверки устройств автоматики и защиты.

При выполнении электрических схем применяют условные графические обозначения, которые должны строго соответствовать ГОСТам.

Схемы трансформаторных подстанций (ТП) и распределительных сетей. ТП, как правило, размещаются вблизи центров нагрузки, причем на ПС всех категорий обычно устанавливают два трансформатора. Установка одного трансформатора допускается, если обеспечиваются требуемая надежность электроснабжения потребителей и другие условия. По способу подсоединения ПС к питающей линии различают: тупиковые (блочные), ответвительные, проходные и узловы ПС.

Однотрансформаторные *тупиковые* ПС выполняются по блочной схеме «линия-трансформатор» на стороне высшего напряжения с разъединителем и предохранителем; с разъединителем, отделителем и короткозамыкателем или выключателем и разъединителями.

Ответвительные ПС устанавливают на ответвлении от проходящей в районе ЛЭП. В их схемах предусмотрено сохранение питания транзитной линии при повреждениях на ответвлении. К *проходной* ПС непосредственно подходят транзитные ЛЭП 35–220 кВ.

В распределительных сетях основным оборудованием являются трансформатор, высоковольтный выключатель, короткозамыкатель, отделитель, разъединитель и др.

Трансформатор – статический электромагнитный аппарат, предназначенный для преобразования напряжения в сетях переменного тока.

Высоковольтный выключатель – электрический аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения более 1000 В под нагрузкой (в рабочем режиме) и при коротких замыканиях (КЗ). Он приводится в действие от релейной защиты или вручную. Головной высоковольтный выключатель устанавливается на питающей ПС в начале отходящей от нее линии.

Короткозамыкатель – электрический аппарат, предназначенный для создания искусственного КЗ на питающей линии при повреждениях на подстанции с целью отключения головного выключателя в начале питающей линии.

Отделитель – электрический аппарат, предназначенный для отделения поврежденной ПС, когда головной выключатель сработал при КЗ и находится некоторое время в отключенном состоянии при бестоковой

паузе автоматического повторного включения. После повторного срабатывания головной выключатель снова включает всю линию, а поврежденная ПС остается отключенной отделителем. Схему подстанции с отделителем и короткозамыкателем можно использовать на ответвленной ПС.

Разъединитель – электрический аппарат, предназначенный для создания видимого разрыва в цепях при выводе оборудования в ремонт, а также для снятия напряжения с обесточенных частей электроустановок. Запрещается разъединителями отключать цепи под рабочим током и включать их под нагрузку.

Плавкий предохранитель – электрический аппарат, предназначенный для защиты цепей от токов КЗ. Он является аппаратом однократного действия с пофазным отключением защищаемой линии и не требует внешних измерительных и управляющих цепей.

Выключатель нагрузки – электрический аппарат, предназначенный для включения и отключения нагрузочных токов цепей. Он не способен отключать токи КЗ.

К *электрическим аппаратам* до 1000 В относят автоматические выключатели, магнитные пускатели, контакторы, рубильники. Их функции аналогичны функциям аппаратов выше 1000 В (выключатели, выключатели нагрузки, предохранители, разъединители).

Область применения различных схем ПС определяется схемой электроснабжения и требованиями к ее надежности. Наиболее надежна схема ПС с выключателем и разъединителями на стороне высокого напряжения. Схемы ПС с предохранителями и отделителями с короткозамыкателями являются упрощенными, но менее надежными. Однако затраты на сооружение этих ПС значительно снижаются, так как короткозамыкатели и предохранители гораздо дешевле, чем высоковольтные выключатели.

По месту в системе электроснабжения различают трансформаторные подстанции *районные* (РТП) и *потребительские* (ПТП). Каждая ПС оборудована рассмотренными устройствами и аппаратами для приема ЭЭ, трансформации напряжения и распределения ЭЭ потребителям через отходящие линии. В зависимости от назначения ПС напряжение и мощность трансформаторов, а также их число могут быть различными. Так, на РТП устанавливают двух (трехобмоточные) трансформаторы 110/35/6(10) кВ, причем на крупных ПС при повышенных требованиях надежности электроснабжения их может быть несколько (мощность таких трансформаторов может быть от 630 до 10000 кВА). На ПТП, подключенных к линиям 6(10) кВ, как правило, используют двухобмоточные трансформаторы напряжением 6(10)/0,38 кВ.

По конструктивному исполнению ТП разделяют на открытые, закрытые и комплектные. На *открытых* подстанциях стационарного типа всё электрооборудование устанавливают вне помещений (его монтируют на месте установки при сооружении подстанции), на *закрытых* – внутри помещений (его монтируют на месте установки), а на *комплектных* подстанциях – в металлических шкафах. Шкафы изготавливаются полностью на заводах как для открытой, так и для закрытой установки. Открытые подстанции в основном применяют для электроснабжения сельского хозяйства. До последнего времени ТП потребителей выпускались мачтовой конструкции с установкой трансформаторов на сложных деревянных и железобетонных опорах. На РТП открытыми выполняют РУ 35–110 кВ и трансформаторы; часть подстанции, предназначенную для распределения ЭЭ напряжением 10 кВ, изготавливают в комплектных металлических шкафах.

Секционирующие и распределительные пункты. Секционированную линию разбивают на участки, в начале которых устанавливают аппараты, отключающие их при авариях. При этом неповрежденная часть линии продолжает нормально работать. Секционирование линий в одной точке позволяет при авариях запитывать потребителей, расположенных между этой точкой и источником.

Действия всех секционирующих аппаратов согласовываются между собой и с действием головного выключателя. В качестве секционирующих аппаратов используют предохранители одно- или многократного действия, сетевые выключатели различных конструкций и автоматические отделители. В современных конструкциях секционирующих пунктов, особенно магистральных, применяют выключатели.

Распределительные устройства. Электроустановка, предназначенная для приема ЭЭ от генераторов, трансформаторов или ЛЭП, и ее распределения между потребителями называется распределительным устройством (РУ). Оно состоит из коммутационных аппаратов, сборных и соединительных шин, измерительных приборов и защиты. РУ электрических станций и подстанций выполняют закрытыми (ЗРУ) с расположением оборудования в зданиях и открытыми (ОРУ) с расположением всего или основного оборудования на открытом воздухе. Широко применяют комплектные РУ для внутренней (КРУ) и наружной (КРУН) установки. ОРУ обычно используют на напряжениях 35–750 кВ, а ЗРУ – на напряжениях 3–20 кВ, а также 35–220 кВ в случаях ограниченности площадей под РУ, повышенной загрязненности атмосферы и в тяжелых климатических условиях (Крайний Север). Все РУ выполняют, в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ), Норм технологического проектирования электростанций и подстанций

(НТП) и другими нормативными материалами так, чтобы при нормальных условиях работы исключалась опасность для обслуживающего персонала, а при аварийных условиях не распространялось повреждение и исключались КЗ.

Линии электропередач. ЛЭП выполняют воздушными и кабельными, а также в виде специальных токопроводов различных конструкций. ВЛ сооружают на деревянных (при напряжении до 35 кВ), металлических или железобетонных опорах. Расстояния между проводами, проводами и заземленными частями зависят от уровня напряжения электрической сети, а между опорами и от климатических условий (гололед, ветер). КЛ выполняют как из одиночных кабелей, так и из их пучков. Кабель – это провод, заключенный в герметическую (например, свинцовую) оболочку, который можно прокладывать в воде, земле и на воздухе. Наиболее распространенный способ прокладки кабеля – непосредственно в земле, траншеях.

В нашей стране обычно используют КЛ 6(10) реже 35 кВ. КЛ 110 и 220 кВ также редко применяют поскольку, по сравнению с воздушными, они дороже (в 5–8 раз) и в них сложнее находить и устранять повреждения. Кроме того, для обслуживания КЛ требуется более квалифицированный персонал.

КЛ, по сравнению с воздушными, имеют следующие преимущества: более длительный срок службы, отсутствие потребности в материалах для опор; большую надежность эксплуатации из-за отсутствия внешних атмосферных воздействий (ветер, гололед, грозовые перенапряжения); отсутствие опор и проводов, загромождающих поля и улицы; значительное снижение опасности для людей и животных в случае аварий.

Основные параметры ЛЭП – пропускная способность, номинальное напряжение, число цепей, сечение проводов в фазе и конструктивное выполнение. Выбор этих параметров является сложной технико-экономической задачей.

Пропускная способность ЛЭП – наибольшая мощность, которую с учетом всех ограничивающих факторов целесообразно передавать по линии. Номинальное напряжение должно соответствовать ГОСТу, оно зависит от длины линии, места ее в энергосистеме и пропускной способности. Выбор суммарного сечения проводов в фазе осуществляется по специальной методике.

Режимы работы нейтралей. Общие точки обмоток генераторов или трансформаторов, соединенных в звезду, называют нейтралями установок. От вида связи нейтралей машин и трансформаторов с землей в значительной степени зависит уровень изоляции электроустановок и

выбор аппаратуры, перенапряжения и способы их ограничения, требования к защитах от КЗ, безопасность работы в электрических сетях, капиталовложения, надежность работы и т. п.

Заземление нейтралей, обусловленное режимом работы электрической сети, называется рабочим (защитное заземление, в отличие от рабочего, обеспечивает безопасность работы персонала, а грозозащитное – необходимые условия для функционирования систем защиты от перенапряжений). В зависимости от режима нейтрали электрические сети разделяют на четыре группы: с незаземленными, резонансно-заземленными, эффективно заземленными и глухозаземленными нейтральями.

В нашей стране к первой и второй группам относят сети напряжением 3–35 кВ, в которых нейтраль трансформаторов или генераторов изолированы от земли или заземлены через дугогасящие реакторы, к третьей группе – сети высокого и сверхвысокого напряжений (110 кВ и выше), нейтраль которых соединены с землей непосредственно или через небольшое активное сопротивление, к четвертой – сети 220 и 380 В. Режим работы нейтрали определяет значение тока замыкания на землю, который протекает через нейтраль в результате аварийного режима (обрыв провода, пробой изоляции), когда одна или несколько фаз имеют электрический контакт с землей.

Сети, в которых токи однофазного замыкания на землю составляют менее 500 А, называют сетями с малыми токами замыкания на землю (сети с незаземленными и резонансно-заземленными нейтральями), где более 500 А – сетями с большими токами замыкания на землю (сети с эффективно и глухозаземленными нейтральями). В сетях с незаземленными нейтральями возможны однофазные замыкания на землю, которые опасны для людей и животных и, кроме того, могут переходить в междуфазные КЗ. Поэтому в этих сетях предусмотрены специальные сигнальные устройства, извещающие персонал о возникновении однофазных замыканий на землю. Отыскание места повреждения должно начинаться немедленно и устраняться в кратчайший срок.

В сетях 3–35 кВ для уменьшения тока замыкания на землю заземляют нейтраль через дугогасящие реакторы (вторая группа электрических сетей). Этот ток, компенсируемый индуктивным током катушки (реактора), не будет протекать через место замыкания на землю, благодаря чему дуга в месте повреждения не появляется и опасные последствия, связанные с ней, устраняются.

4. ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Категории потребителей ЭЭ. Потребители (приемники) ЭЭ раз-

личают по режиму работы, назначению, исполнению, потребляемой мощности, частоте потребляемого тока, условиям работы, ответственности.

В начальной стадии развития электрификации основными потребителями ЭЭ были электрическое освещение (лампы накаливания) и асинхронный электропривод. В настоящее время в связи с бурным развитием науки и техники, совершенствованием и внедрением новой прогрессивной технологии производства появились новые достаточно мощные потребители ЭЭ. К ним относят: электрические печи и электротермические установки, руднотермические печи, прокатные станы, электрифицированный транспорт, электрофизические установки (ускорители, лазеры), газонефтепроводы, компрессорные станции и др. Бурно развивается электрификация сельского хозяйства, на долю которого приходится 80 % всех распределительных сетей.

Потребители ЭЭ в зависимости от режима и условий работы могут получать питание от электрических сетей переменного или постоянного тока и работать в различных условиях: на открытом воздухе, в закрытых помещениях, при повышенной влажности, агрессивности внешней среды, больших изменениях температуры и т. д.

По обеспечению надежности электроснабжения все потребители ЭЭ разделяют на три категории.

К I *категории* относят электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Питание таких электроприемников обеспечивается от двух независимых взаимно резервирующих источников. Перерыв в электроснабжении допустим лишь на время *автоматического* восстановления питания при отказе одного из источников. Независимым называется такой источник питания электроприемника, на котором сохраняется напряжение в установленных пределах для послеаварийного режима при исчезновении его на другом источнике питания.

Из электроприемников I категории выделяется *особая группа* электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. Электроснабжение этой группы осуществляется от трех независимых взаимно резервирующих источников питания.

Ко II *категории* относят электроприемники, перерыв электроснаб-

жения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Такие электроприемники *рекомендуется* обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Перерыв в электроснабжении допустим лишь на время включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. Питание электроприемников II категории допускается и по одной воздушной линии, но в этом случае ПУЭ требуют, чтобы аварийный ремонт линии проводился за время не более одних суток.

К III *категории* относят все остальные электроприемники, электроснабжение которых может выполняться от одного источника питания при условии, что его перерывы, необходимые для ремонта и замены поврежденного элемента, не превышают одних суток.

Графики нагрузки. Электрическая нагрузка отдельных потребителей, а следовательно, и суммарная их нагрузка, определяющая режим работы электростанций в энергосистеме, непрерывно меняются. График нагрузки представляет собой диаграмму изменения мощности (тока) электроустановки во времени (режим ее работы).

Различают графики нагрузки по виду фиксируемого параметра (активная P , реактивная Q и полная S мощности, а также ток I), по продолжительности (суточные и годовые), по виду исполнения (непрерывные и ступенчатые), по сезону (зимние и летние), по месту контроля и элементу энергосистемы, к которому они относятся; графики нагрузки на районных, узловых и потребительских ПС, а также графики нагрузки электростанций и энергосистемы.

Графики нагрузки используют для анализа работы электроустановок, проектирования системы электроснабжения, составления прогнозов электропотребления, планирования ремонтов оборудования, а также для контролирования нормального режима работы при эксплуатации. Они имеют базовую и пиковую части. Пиковая часть графика нагрузки характеризуется наибольшей потребляемой мощностью в данный момент времени. В момент пиков потребления обычно включаются все резервные мощности электростанций. Это самый напряженный момент работы энергосистемы, когда возможно даже отключение части ответственных потребителей – частотная разгрузка.

Для регулирования графиков нагрузки выполняют следующее: подключение нагрузки ночью (насосные, гидроаккумулирующие станции в насосном режиме, зарядные станции, теплоаккумулирующие водонагревательные установки) и сезонных потребителей в момент прова-

лов графиков (полив, орошение, кондиционеры, электрокалориферы); увеличение числа рабочих смен на промышленных предприятиях; смещение начала работы смен и предприятий; разнесение выходных дней; введение зимнего и летнего времени; усовершенствование тарифной системы и введение различных тарифов оплаты за электроэнергию днем и ночью.

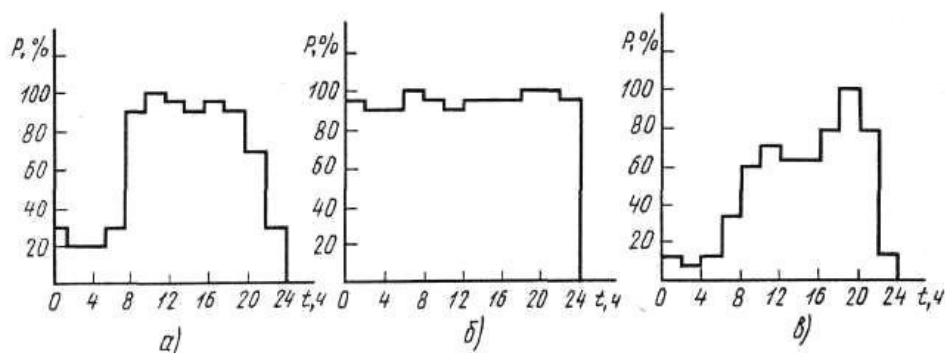


Рис. 1. Суточные графики нагрузки: а – при работе

Ступенчатый суточный график активной нагрузки потребителя с различными электроустановками показан на рис. 1. Выравнивание графиков нагрузки – одна из важнейших задач в энергосистемах, в том числе и в распределительных сетях, поэтому все страны для экономии топливно-энергетических ресурсов стремятся использовать электроэнергию во внепиковое (особенно ночное) время.

5. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Основные обязанности работников, занятых эксплуатацией электрических сетей, – обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей и поддержание нормального качества отпускаемой ЭЭ при возможных минимальных затратах. Главным структурным подразделением в системе Минэнерго России, занимающимся эксплуатацией электрических сетей, является предприятие электрических сетей (ПЭС), которое выполняет ремонтно-эксплуатационное обслуживание, работы по реконструкции и строительству новых ПС, ЛЭП. Ремонтно-эксплуатационное обслуживание проводится по правилам технической эксплуатации и заводским инструкциям по эксплуатации данного вида оборудования. В эксплуатационные работы входят: ревизия и осмотры оборудования, техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Техническое обслуживание и ремонт осуществляются на основе перспективных, годовых и месячных планов работ. ПЭС имеет следующие

подразделения: район (участок) электрических сетей (РЭС) – производственное подразделение, обслуживающее все (или часть) виды электроустановок на закрепленной за ними территории. Этот участок занимается обслуживанием ЛЭП 0,38; 10 кВ и трансформаторных пунктов 10/0,4 кВ, а в ряде случаев – линий 35, 110 кВ и подстанций с более высокой степенью напряжения; службу – производственное специализированное подразделение, централизованно выполняющее производственные функции (например, служба линий занимается всеми вопросами, связанными с эксплуатацией линии 35 кВ и выше, служба ПС – эксплуатацией и оперативным обслуживанием подстанций 35 кВ и выше); определенной функции управления предприятием.

Границы обслуживания районов электрических сетей устанавливают исходя из протяженности ВЛ и КЛ, числа ПС и условий эксплуатации с учетом административного районирования. Наиболее эффективно используются трудовые и материальные ресурсы, транспорт и механизмы при комплексном обслуживании электросетей.

При ремонте и эксплуатации электрических сетей используют ремонтно-механизированные станции (РМС) трех категорий: РМС-I – для обслуживания ВЛ 35 кВ и выше протяженностью 1,0–1,5 тыс. км, РМС-II – для капитального ремонта и технического обслуживания подстанций 35–220 кВ и РМС-III – для обслуживания ВЛ 20 кВ и ниже – протяженностью 2,0–2,5 тыс. км. РМС размещают на ремонтно-производственных базах (РПБ), которые представляют собой комплекс производственных помещений, мастерских, складов, гаражей с оборудованием и приспособлениями для ремонта машин и механизмов.

Оперативное обслуживание электрооборудования производят постоянный дежурный персонал, оперативно-выездные бригады (ОВБ), дежурные на дому, эксплуатационные электромонтеры.

Обслуживание постоянным дежурным персоналом осуществляется на подстанциях 330 кВ и выше или выделенных в качестве базовых, с которых происходит оперативное управление подстанциями, не имеющими постоянного дежурного персонала.

Оперативно-выездные бригады являются основной формой обслуживания, так как при этом требуется меньшее количество обслуживающего персонала. Эти бригады обслуживают прикрепленные ПС до 110 кВ, распределительные сети 0,4–20 кВ по заранее разработанному графику, заявкам и в аварийных случаях. В ОВБ входят два (три) человека (электромонтер или дежурный техник и шофер с квалификацией электромонтера). Для успешной работы ОВБ необходима радиосвязь, которая устанавливается на машине. Она обеспечивает устойчивую связь между ОВБ и диспетчерскими пунктами.

Дежурство на дому организуется на ПС с высшим напряжением (35–110 кВ) только при невозможности использования ОВБ (например, подстанция расположена в труднодоступных местах с неудовлетворительной дорожной связью). Для дежурного персонала вблизи ПС сооружают жилой дом, который оборудуют сигнализацией, сообщающей о нарушениях на ПС. Продолжительность дежурства на дому обычно длится одни сутки.

Важное значение при организации эксплуатации имеет совершенствование организации труда. Одной из прогрессивных форм является внедрение бригадного подряда при ремонтно-эксплуатационном обслуживании электрических сетей. При этом за каждой бригадой закрепляется определенная зона обслуживания, в которую входят ЛЭП и трансформаторные пункты. Бригада выполняет все работы – эксплуатацию, капитальный ремонт, капитальное строительство. Каждая бригада имеет заранее утвержденный план, в котором определены все затраты на ее содержание, трудозатраты в нормо-часах, численность персонала, фонды заработной платы и материального поощрения. Коллектив бригады несет ответственность за безаварийную работу сетей. Бригада оформляет гарантийный паспорт на выполненную работу и обязуется устранять дефекты, допущенные по вине персонала, собственными силами без дополнительной оплаты.

Основные элементы бригадного заработка – сдельный заработок и премия. Сдельный заработок рассчитывается на основе фактического выполнения бригадой объемов работ и расценок на них. Общая сумма заработной платы по тарифу распределяется между членами бригады пропорционально фактически отработанному каждым работником времени с учетом коэффициента трудового участия (КТУ) – условной величины, позволяющей количественно характеризовать личный вклад каждого рабочего в общий результат работы бригады. Для использования КТУ при распределении заработной платы оформляется трудовое соглашение членов бригады. Коэффициент трудового участия каждого члена бригады определяется ежемесячно на собрании или совете.

Повышающие и понижающие показатели оценки трудового вклада рабочих в общие результаты работы бригады, применяемые в электрических сетях Костромаэнерго, приведены ниже (в зависимости от местных условий эти показатели могут изменяться).

Повышающие показатели труда

Оценка

Наиболее полное использование рабочего времени и высокая интенсивность труда по сравнению с

другими	членами	бригады
0,1–0,3	Неоднократное выполнение работ по смежной профессии	
0,1	Бережное отношение к расходованию материалов, сохранность оборудования и конструкций, содержание в хорошем состоянии ремонтной оснастки	
0,1–0,2	Внесение рационализаторских и других предложений, направленных на улучшение работы бригады или ее отдельных членов (за каждое предложение)	
0,1	Выполнение работ более качественно (по сравнению с другими членами бригады)	
0,1–0,3	Понижающие показатели	
	Необоснованный отказ от работы	
0,2*	Невыполнение плановых заданий и распоряжений бригадира или мастера	
0,2*	Неправильная информация	
	0,1*	
	Отказы в работе первой степени по вине рабочего	
0,2*	Отказы в работе второй степени по вине рабочего	
0,15*	Нарушение правил технической эксплуатации	
0,5*	Несоблюдение правил и чистоты на рабочем месте	
0,05*		

Допущение брака и других отступлений от требований к качеству обслуживания и ремонта

0,2*

Недостаточная интенсивность труда, непроизводительные потери рабочего времени

0,1–0,3

* За один случай

Базисное значение КТУ принимается равным единице. Для расчета КТУ каждого члена бригады определяют суммы количественных оценок по повышающим и понижающим показателям. Затем к базисному значению КТУ прибавляют сумму оценок по повышающим показателям и вычитают сумму оценок по понижающим показателям. Коэффициент трудового участия действителен только на тот месяц, по результатам работы которого он был определен.

При бригадном методе изменяется и система премирования рабочих. Для оплаты предусматриваются средства из фонда заработной платы, например в костромских электрических сетях они составляют 25 % от фонда заработной платы. Кроме того, возможно премирование членов бригады за различные показатели, например возврат материалов после демонтажа.

Бригадная форма организации труда позволяет улучшить не только технико-экономические показатели предприятия, но и достигнуть социального эффекта (повысить дисциплину труда, снизить текучесть кадров, улучшить морально-психологический климат в коллективе).

Между администрацией ПЭС и бригадами заключается договор на гарантийное комплексное обслуживание, в котором указываются обязанности сторон.

В обязательства администрации предприятия входят:

- обеспечение бригады технической документацией на проводимые работы, а также оборудованием, деталями, материалами в соответствии с графиком поставки;
- осуществление технического руководства работами;
- обеспечение условий для соблюдения правил охраны труда и техники безопасности;
- обеспечение научной организации труда на рабочих местах, а также прогрессивной технологии производства работ, способствующей росту производительности труда;

- создание условий, гарантирующих сохранность инструмента, материалов и других материальных ценностей, передаваемых бригаде.

В обязательства бригады входят:

- высококачественное выполнение установленного годового объема работ;
- исключение отказов в работе оборудования по вине бригады;
- соблюдение правил хранения и рационального расходования и использования инструмента, материалов, запасных частей, оборудования, применяемых бригадой при производстве работ;
- соблюдение правил технической эксплуатации и правил охраны труда и техники безопасности;
- устранение без дополнительной оплаты дефектов, допущенных по вине бригады и выявленных как приемной комиссией, так и в течение установленного гарантийного срока.

Широкое внедрение при организации эксплуатации получают автоматизированные системы управления (АСУ), которые решают комплекс задач организационно-экономического и оперативно-диспетчерского управления. Основными задачами комплекса являются: планирование, учет и управление ремонтно-эксплуатационным обслуживанием сетей; планирование, учет и управление надежностью сетей; учет оборудования сетей; оценка качества труда на всех уровнях правления; оперативный контроль состояния распределительных сетей.

Планирование, учет и управление ремонтно-эксплуатационным обслуживанием предусматривают составление смет на ремонтно-эксплуатационное обслуживание распределительных сетей, трудозатрат и фонда заработной платы, потребностей в материально-технических ресурсах и др.

Контрольные вопросы

1. К чему приведет авария на одной из электростанций, если не будет единой энергетической системы?
2. Каково напряжение линии электропередачи от районной подстанции к потребительской?
3. Какова роль головного выключателя в электрической сети, имеющей подстанции с отделителем и короткозамыкателем?
4. Когда следует устанавливать выключатель или разъединитель?
5. Какое распределительное устройство используют на отходящих от подстанции линиях 10 кВ?

6. Следует ли заземлять нейтраль трансформаторов со стороны напряжения 10 кВ?

7. Какие сельскохозяйственные потребители электроэнергии относятся к первой категории?

8. Как регламентируются отклонения напряжения в сети?

9. Когда заработная плата электромонтера выше – при обычной работе или бригадном подряде?

ГЛАВА ВТОРАЯ

КОНСТРУКЦИИ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИ- НИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Электрическая воздушная линия – это устройство для передачи и распределения ЭЭ по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам инженерных сооружений.

Конструкции ВЛ определяются проектом, в котором указываются их номинальные напряжения и марки проводов с учетом метеорологических и геологических условий на трассе линии.

Проектирование конструктивной части ВЛ состоит в выборе типовых опор. При этом определяют: механические нагрузки на провода и грозозащитные тросы, а также их допустимые механические напряжения; габаритные размеры пролетов; стрелы провеса проводов в пролете при различных климатических условиях работы линии; расстановку опор по трассе линии; расстановку опор и сечение проводов в пролетах пересечения линий с естественными преградами и техническими сооружениями.

Длина пролета ВЛ на местности – горизонтальное расстояние между центрами двух смежных опор.

Стрела провеса провода f – вертикальное расстояние между нижней точкой провода и горизонтальной линией, соединяющей точки подвеса провода.

Габарит линии h – это наименьшее допустимое расстояние от проводов воздушных линий до поверхности земли или воды.

На провода ВЛ действуют вертикальные (собственная масса провода, образовавшийся на проводе лед при гололеде) и горизонтальные (давление ветра) нагрузки. Под действием механических нагрузок в материале провода появляются механические напряжения. Усилие, направленное по оси провода, называется его механическим тяжением, а частное от деления этого тяжения на площадь поперечного сечения провода – механическим напряжением.

Для определения нагрузок на провода и механических напряжений в их материалах необходимо знать климатические условия в районе сооружения линии (гололедные образования, ветровые нагрузки).

Гололед (или слой льда) возникает при температуре окружающего воздуха около $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ с последующим небольшим понижением (до $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$) на всех открыто расположенных предметах, в том числе и на проводах

(при температуре ниже -5°C гололед обычно не удерживается). Интенсивность образования гололеда зависит от ряда условий, в том числе от высоты расположения данного места над уровнем моря, наличия незамерзающих водоемов, высокой влажности воздуха. Наиболее благоприятные условия возникновения гололеда на проводах при температуре от 0 до -5°C , относительная влажность 98 % и ветер. В нашей стране имеются районы, где гололед образуется очень интенсивно (толщина его слоя достигает 50 мм), что приводит к большим разрушениям воздушных линий.

Ветровая нагрузка на провод зависит от скорости ветра, его направления относительно трассы ЛЭП и диаметра провода. Чем больше диаметр провода, тем больше давление ветра на него, причем наибольшее давление создается при направлении ветра поперек трассы.

При указанных климатических условиях могут возникать вибрация и пляска проводов, а также их обрывы. При ровном непрерывном ветре (0,5 м/с) наблюдается *вибрация проводов*, которая наиболее интенсивна при его скорости 3–5 м/с. Колебания проводов имеют форму волн длиной до 20 м с амплитудой, составляющей 2–3 диаметра провода. Частота вибрации зависит от скорости ветра, длины пролета, диаметра и тяжения провода. Особенно сильная вибрация проводов наблюдается на линиях с большой длиной пролетов на высоких опорах и больших переходах. При вибрации провода повреждаются в местах выхода из зажимов, что приводит к ослаблению опор.

Пляска проводов обычно возникает при неравномерном слое гололеда на них. Под порывом сильного ветра на проводах образуется бегущая волна с амплитудой 8–12 м. Это опасное и труднопрогнозируемое явление часто приводит к разрушению пролетов линии.

2. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Провода. Основное требование, предъявляемое к материалу проводов ВЛ, – малое электрическое сопротивление, т. е. высокая проводимость. Особое значение она имеет при передаче больших электрических мощностей. Кроме того, материал для изготовления проводов должен обладать достаточной механической прочностью, быть устойчивым к действию влаги и химических веществ.

Долгое время основным материалом для проводов были медь и бронза. В настоящее время провода, как правило, изготавливают из алюминия и стали, что позволяет экономить дефицитные цветные металлы и снижать их стоимость. Редко используют провода из бронзы и сплавов алюминия. Медные провода применяют на специальных линиях (контактная сеть железных дорог, трамваев, троллейбусов и т. п.).

Медь обладает высокой электрической проводимостью. Для твердотянутой меди, используемой в электротехнике, ее 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 оксидной пленкой, которая защищает их от дальнейшего разрушения.

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

Сталь по сравнению с медью и алюминием менее электропроводна, ее проводимость зависит от проходящего по проводу переменного тока. При очень малом токе $\gamma = 7,5 \cdot 10^6$ См/м.

Механическая прочность стальных проводов высока. В отличие от проводов из цветных металлов они, окисляясь, покрываются ржавчиной, которая не защищает их от дальнейшего разрушения. Поэтому стальные провода изготавливают либо из оцинкованной проволоки, либо с присадкой 0,2–0,4 % меди. В настоящее время их применяют очень редко.

Широко распространены *сталеалюминиевые* провода, в которых внутренние проволоки выполнены из стали, а наружные – из алюминия. Стальные проволоки несут механическую нагрузку, а алюминиевые – электрическую и механическую.

Очень редко применяют *биметаллические* провода, в которых стальную жилу электролитически покрывают толстым слоем меди или алюминия, что значительно повышает их электропроводность.

Для ВЛ неизолированные провода выполняют однопроволочными и многопроволочными. *Однопроволочные* провода изготавливают только из меди сечением до 10 мм² и стали диаметром до 5 мм². Не допускается применение для ВЛ алюминиевых однопроволочных проводов.

Многопроволочные провода выполняют из меди, алюминия и стали и изготавливают из проволок одинакового сечения, количество которых может быть 7, 12, 19 или 37 (при таком количестве проволоки лучше всего располагаются вокруг одной центральной). Многопроволочные провода обладают большей механической прочностью и гибкостью, чем однопроволочные, поэтому их в основном применяют для ВЛ распределительных сетей.

В маркировке проводов буквы М, А, АС и ПС означают их материал, а цифры – сечение, мм². Например, марка А16 означает алюминиевый провод сечением 16 мм², М35 – медный, сечением 35 мм², АС50 –

сталеалюминиевый, сечением 50 мм², ПС25 – стальной, сечением 25 мм². Для распределительных сетей 6–110 кВ чаще всего применяют провода сечением 25, 35, 50, 70, 95, 120 мм².

С точки зрения механической прочности ПУЭ запрещают применять провода, сечение которых меньше нормы. Минимальные сечения проводов зависят от номинального напряжения линии. Так, в населенных местностях при пересечении рек и большинства инженерных сооружений при напряжениях линий 1–35 кВ сечение алюминиевых проводов должно быть не менее 35 мм², а сталеалюминиевых и стальных – не менее 25 мм². Нагрузка по току на неизолированные провода допускается исходя из их нагрева. При прохождении электрического тока по проводу выделяется теплота, определяемая по закону Джоуля-Ленца: $Q = I^2rt$, где Q – количество теплоты, I – сила тока, r – активное сопротивление провода, t – время.

При этом провод нагревается до температуры, при которой количество теплоты, получаемое им, становится равным количеству теплоты, отдаваемому его поверхностью окружающей среде. Для данного провода при заданном токе превышение температуры над температурой среды – величина постоянная. Потери теплоты проводами ВЛ происходят главным образом за счет конвекции, т. е. теплового движения воздуха, окружающего провода. У кабелей, проложенных непосредственно в земле, отдача теплоты происходит только благодаря теплопроводности почвы.

Температура провода ВЛ *не должна превышать* установленного значения, что достигается выбором его сечения. Для неизолированных проводов ВЛ максимальная температура допускается не выше 70° С. При повышении температуры усиливаются окислительные процессы, в результате чего увеличиваются сопротивление контакта, а также количество выделяемой в нем теплоты. Температура соединения растет, окисление усиливается и т. д. (до полного разрушения провода в месте соединения).

При прохождении электрического тока в проводнике происходит падение напряжения, вследствие чего напряжение в конце линии в большинстве случаев становится ниже ее напряжения в начале. Кроме того, оно меняется при изменении нагрузки. Провода электрической линии выбирают так, чтобы падение напряжения в них не выходило за некоторые допустимые пределы и, следовательно, в конце линии поддерживалось на требуемом для потребителя уровне. При электрическом расчете проводов определяют в них падение напряжения, если задано сечение, и, наоборот, сечение при известном допустимом падении напряжения.

Количество проводов на опорах может быть различным. На одноцепных опорах ВЛ напряжением выше 1000 В подвешивают одну цепь (три фазных провода), на двухцепных опорах – две параллельно идущие цепи (шесть проводов). Сооружают также линии с *расщепленными фазами*, на которых вместо одного фазного провода подвешивают несколько проводов, скрепленных между собой.

Опоры ВЛ до 1000 В, как правило, позволяют подвешивать несколько цепей. На них кроме фазных прикрепляют еще и нулевой провод, соединяющий нейтраль трансформаторов с нейтралью электроприемников. Провод, соединенный с фазным выводом трансформатора или генератора, называют фазным, а провод, питающий светильники уличного освещения при централизованном управлении ими, – проводом наружного освещения.

На ВЛ 0,38 кВ принят следующий порядок расположения проводов на опорах: на самом верху – фазные, ниже – наружного освещения и в самом низу – нейтральный. Участок линии, на котором имеются провода всех фаз и нейтральный провод, называют полнофазным, а участок линии, на котором имеются фазные провода некоторых фаз и нулевой провод – неполнофазным. Расположение проводов на опорах ВЛ всех классов напряжений может быть горизонтальным (в один ярус), вертикальным (друг над другом в два–три яруса) и смешанным, при котором вертикально расположенные провода смещены относительно друг друга горизонтально.

Опоры. Опоры ВЛ поддерживают провода на необходимом расстоянии от поверхности земли, проводов других линий, крыш зданий и т. п. Они должны быть механически прочными при воздействии различных метеорологических условий (ветер, гололед).

По назначению опоры разделяют на промежуточные, анкерные, концевые, угловые и специальные.

Промежуточные опоры служат только для поддержания проводов. Они не рассчитаны на одностороннее тяжение. В случае обрыва провода с одной стороны опоры при креплении его на штыревых изоляторах он проскальзывает в вязке и одностороннее тяжение снижается. Если бы провод крепился к изолятору жестко, то, при его обрыве с одной стороны, провод на другой стороне опоры тянул бы ее в свою сторону и она неизбежно упала бы, вызвав в дальнейшем падение последующих опор. Промежуточные опоры устанавливают на прямых участках линии и рассчитывают в основном на вертикальные нагрузки от массы проводов, изоляторов, арматуры, поэтому они имеют достаточно простую и легкую конструкцию. Промежуточные опоры из различного материала показаны на рис. 2.

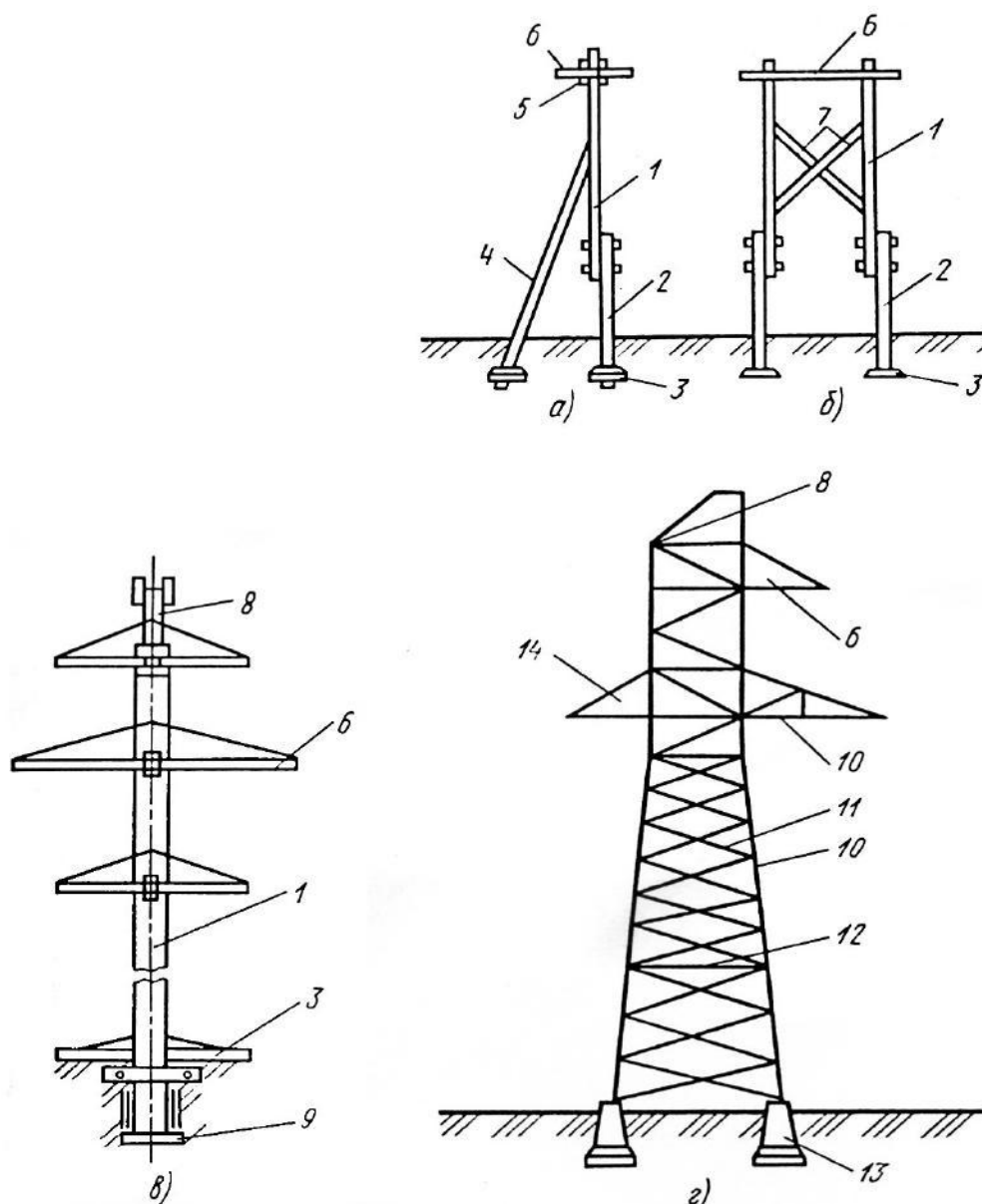


Рис. 2. Промежуточные опоры: а, б – деревянные одностоечные с подкосом и П-образная с раскосами; в – железобетонная; г – металлическая. 1 – стойка, 2 – приставка, 3 – ригель, 4 – подкос, 5 – подтраверсный брус, 6 – траверса, 7 – раскосы, 8 – тросостойка, 9 – поддон (подпятник), 10 – пояс стойки (траверсы), 11 – решетка, 12 – диафрагма, 13 – фундамент, 14 – тяга

Анкерные опоры устанавливают на пересечении ответственных инженерных сооружений (железные дороги, шоссе), естественных преград (овраги, реки), а также в опорных точках монтажа. В отличие от

промежуточных они должны воспринимать продольную нагрузку от тяжения проводов в одну сторону.

Конструкция анкерных опор должна быть жесткой и прочной. Провода на них закрепляют жестко, увеличивая при необходимости число изоляторов (до двух-трех). Для надежности работы линии анкерные опоры устанавливают на прямых участках не реже, чем через 5 км, а при толщине слоя гололеда свыше 10 мм – не реже, чем через 3 км.

Концевые опоры, являющиеся разновидностью анкерных, устанавливают в конце и начале линии. Для них одностороннее тяжение проводов – основной режим работы.

Угловые опоры устанавливают в местах изменения направления ВЛ. При нормальном режиме они воспринимают одностороннее тяжение по биссектрисе внутреннего угла линии. Углом поворота линии считают угол, дополняющий до 180° внутренний угол линии. При малых углах поворота (до 20°) угловые опоры выполняют по типу промежуточных, а при больших (до 90°) – по типу анкерных.

Специальные опоры устанавливают при переходах через реки, железные дороги, ущелья и т. п. Они обычно выше нормальных, и их выполняют по особым проектам.

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

При проведении *унификации* опор было сокращено количество их типов и типоразмеров деталей, найдены рациональные и экономичные конструкции для соответствующих климатических и географических районов, напряжений и групп проводов. Конструкции унифицированных опор предусматривают промышленные методы их сборки и монтажа, а также организацию массового производства элементов на специализированных заводах. Большинство конструкций опор всех классов напряжений выпускается по типовым проектам.

Опоры бывают деревянные, железобетонные и металлические. Деревянные опоры применяют на линиях 0,38–10 кВ, реже 35 кВ, железобетонные – практически на линиях всех классов напряжения распределительных сетей, а металлические – на линиях 35–110 кВ. Опоры состоят из вертикальных или наклонных стоек и поперечной траверсы, на которой через изоляторы и арматуру крепятся провода. Обычно стойки и траверсы используют из различных материалов.

Для *деревянных* опор (рис. 2, а, б) часто используют приставки – нижние части опоры, заглубляемые в землю, которые изготовляют из железобетона. Приставки соединяются с основной частью опоры металлическим бандажом. Деревянные опоры наиболее распространены, так

как недороги, прочны, обладают хорошей природной изоляцией. Их изготавливают из сосны и лиственницы, реже из пихты и ели (ВЛ 35 кВ и ниже – потребителям III категории).

Основной недостаток деревянных опор – их недолговечность. 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 среднем составляет: из сосны – 4–5 лет, лиственницы – 10–15 лет, ели – 3–4 года. В южных районах, где высокие температуры способствуют ускоренному гниению древесины, их срок службы уменьшается в 1,5–2,0 раза, поэтому необходимо применять бревна, пропитанные антисептиком, за исключением лиственницы зимней рубки, которая не требует пропитки.

Лучший способ антисептирования древесины опор – ее пропитка каменноугольным маслом, получаемым при перегонке каменноугольной смолы. Хорошие результаты дает также пропитка антрацитовым маслом и флегмой. Влажность древесины должна быть не более 25 %. Чтобы получить древесину требуемой влажности, ее сушат различными способами: на воздухе в течение 40–50 дней (атмосферная сушка), в петролатуме (высокотемпературная сушка), а также токами высокой частоты.

Сосновую и еловую древесину можно пропитывать водорастворимыми антисептиками. Для увеличения срока службы опор, пропитанных таким образом, рекомендуют устанавливать на них через 15–17 лет эксплуатации антисептические бандажы, изготавливаемые из полосы рубероида или пергаменты шириной 70 см. Их ставят на части опор, расположенные выше и ниже поверхности земли на 30 см. Наносят на опоры слой антисептической пасты, прибавляют бандаж гвоздями и обвязывают проволокой. Столб возле бандажа и сам бандаж покрывают слоем битума.

В качестве маслянистых антисептиков применяют обычно чистое креозотовое масло и масло в смеси с мазутом, а в качестве минеральных водорастворимых антисептиков – фтористый натрий, динитрофенол и др.

Надежными являются опоры из клееной древесины, которую изготавливают из сосновых досок, пропитанных масляным антисептиком и склеенных клеем КБ-3 или ФР-12. При этом повышается срок службы опор, устраняется гниль. Кроме того, для изготовления опор применяют короткомерную древесину.

Железобетонные опоры (рис. 2, в) обладают высокой механической прочностью, долговечны. При их изготовлении снижается расход

металла и эксплуатационные расходы, а также затраты труда на сборку. Недостатком железобетонных опор является большая масса, что увеличивает транспортные расходы и требует при сборке и монтаже использовать краны большой грузоподъемности.

Металлические опоры (рис. 2, *г*), изготавливаемые из стали и алюминиевых сплавов, имеют преимущества, по сравнению с деревянными и железобетонными, – позволяют создавать конструкции, рассчитанные на большие нагрузки и любые климатические условия. Однако они дороже деревянных и железобетонных опор.

Стальные опоры устанавливают на ЛЭП всех напряжений, проходящих в районах с тяжелыми климатическими условиями, на труднодоступных трассах и в горных местностях.

Недостатком стальных опор является то, что они подвержены коррозии, для предупреждения которой необходима горячая оцинковка при изготовлении или периодическая окраска при эксплуатации. Опоры из алюминиевых сплавов меньше, чем стальные, подвержены влиянию внешней среды, однако из-за высокой стоимости их применяют редко.

В соответствии с назначением опоры при маркировке обозначают: П – промежуточные, А – анкерные, У – угловые, К – концевые, С – специальные. Материал опор указывают буквы Б (железобетон) и Д (дерево), для металлических опор буквенное обозначение опускается.

Заземляющие устройства опор ВЛ состоят из заземлителей, находящихся в грунте, и заземляющих проводников, соединяющих заземляемые части опор или молниеотводов с заземлителем.

В качестве заземлителей используют металлические проводники из круглой полосовой стали, трубы, уголки, а также находящиеся в грунте элементы оснований металлических и железобетонных опор (подножки, фундаменты, части стоек). Заземлители могут быть контурными, подфундаментными, глубинными, протяженными. На деревянных опорах заземляющие проводники должны иметь на высоте 2,0–2,5 м от земли разъемные болтовые соединения.

Заземляющие проводники должны присоединяться к элементам металлических опор или арматуре стойки железобетонных опор сваркой или на болтах.

Изоляторы. Линейные изоляторы ВЛ предназначены для изолирования проводов от опор и других несущих конструкций, а также для крепления проводов и тросов к опорам. В большинстве случаев они выдерживают значительные механические нагрузки. Материал изоляторов должен выдерживать воздействие переменных температур, осадков, солнца и т. д. Таким материалом является, главным образом, фарфор и стекло. Механическая прочность стеклянных изоляторов выше, а разме-

ры меньше, чем фарфоровых. Кроме того, они медленнее изнашиваются. При электрическом пробое стеклянные изоляторы разрушаются, что значительно упрощает контроль за ними.

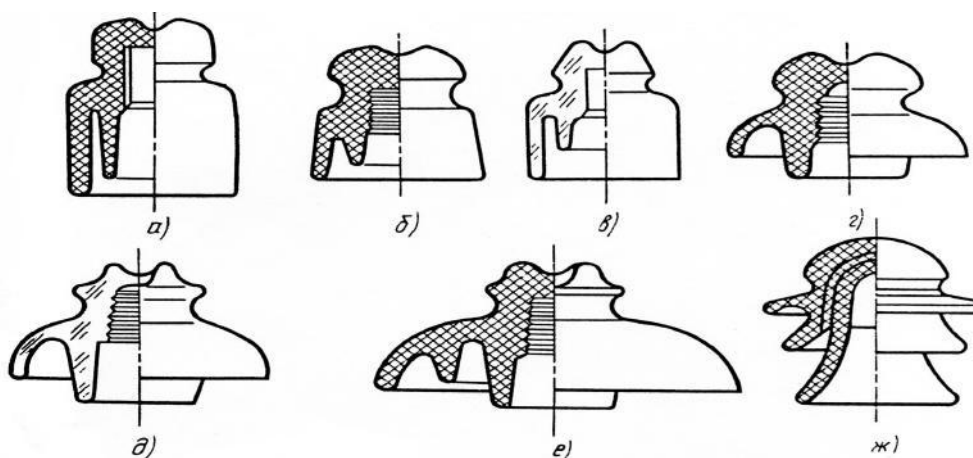


Рис. 3. Штыревые изоляторы: а – ТФ, б – ШЛН, в – ТСБ, г – ШС, д – ШСС, е – ШЖБ(ШФ), ж – ШД

В зависимости от способа крепления изоляторы делятся на штыревые и подвесные.

Штыревые изоляторы крепят на крюках и штырях и применяют на ВЛ напряжением до 35 кВ. Штырь, в отличие от крюка, имеет на стержне с одной стороны нарезку с гайкой, а с другой – насечку для насадки изолятора. При маркировке штыревых изоляторов буквы обозначают конструкцию и назначение изолятора, а цифры – рабочее напряжение. Для ВЛ 0,38 кВ применяют штыревые изоляторы ТФ (рис. 3, а), ШН, ШЛН (рис. 3, б) и ТСБ (рис. 3, в), для ВЛ 6(10) кВ – изоляторы ШС (рис. 3, г), ШСС (рис. 3, д), ШЖБ(ШФ) и ШД (рис. 3, е, ж). По конструкции они неотличаются от низковольтных изоляторов, но имеют более высокие электрические характеристики и механическую прочность. Штыревые изоляторы ШД для ВЛ 20 и 35 кВ (рис. 3, ж) имеют сложную конструкцию (состоят из двух частей, соединенных цементной связкой). Если штыревые изоляторы не обеспечивают требуемой механической прочности, на ВЛ 6(10) кВ используют подвесные изоляторы, рассчитанные на высокие механические нагрузки. Их широко применяют на всех ВЛ от 35 кВ и выше.

Подвесные изоляторы (рис. 4) состоят из изолирующей детали (фарфоровая или стеклянная тарелка 1), шапки (2), выполненной из ковкого чугуна, и стержня (3). Шапку и стержень скрепляют с изолирующей деталью портландцементом марки не ниже 500.

В маркировку подвесных изоляторов входят две буквы (П – подвесной, Ф – фарфоровый или С – стеклянный), цифры, указывающие их

гарантированную механическую прочность в тоннах, и буквы после цифр (А, Б или В), обозначающие модификацию изоляторов.

Чтобы обеспечить необходимую изоляцию проводов, подвесные изоляторы собирают в цепочки (гирлянды) и подвешивают к опорам. Количество изоляторов в гирлянде зависит от их типа, напряжения линии и материала опор. Гирлянды бывают поддерживающие и натяжные и состоят из одной или нескольких цепочек.

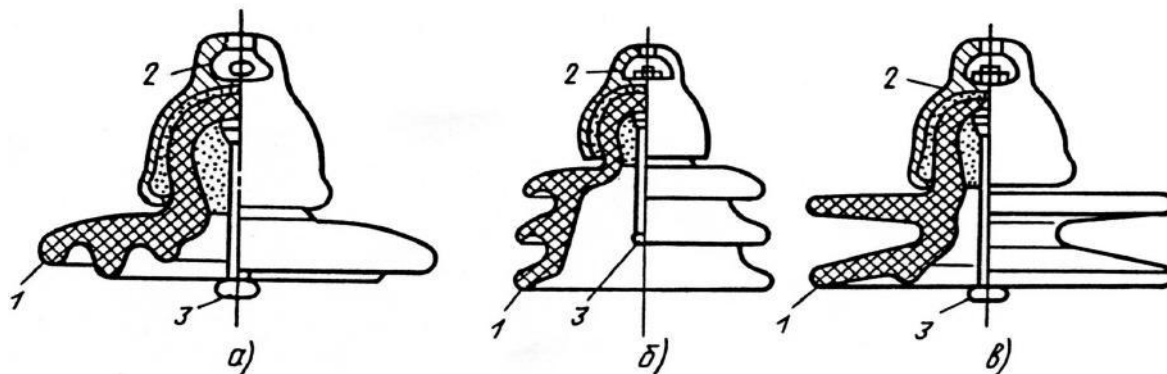


Рис. 4. Подвесные изоляторы: а – ПФ-6А, б – ПР-3, в – НС-2 (для загрязненных районов). 1 – тарелка, 2 – шапка изолятора, 3 – стержень

Арматура. Соединение изоляторов в гирлянде, крепление к ним проводов, подвеска гирлянд на опорах, соединение проводов и другие работы выполняют с помощью специальных типовых деталей, называемых линейной арматурой. Арматура должна обладать большой механической прочностью, хорошей шарнирностью и высокой коррозионной стойкостью. Ее изготавливают из ковкого чугуна и стали и оцинковывают.

В зависимости от назначения линейную арматуру разделяют на сцепную, поддерживающую, натяжную, соединительную, контактную и защитную.

Сцепная арматура служит для соединения элементов подвесок и крепления их к опорам ВЛ (скобы, промежуточные звенья, коромысла, узлы крепления, серьги, ушики, двусторонние пестики).

Поддерживающая арматура используется для крепления проводов или молниезащитных тросов на промежуточных опорах (поддерживающие зажимы – глухие, с заделкой ограниченной прочности, скользящие и выпускающие).

Натяжная арматура предназначена для крепления проводов, молниезащитных тросов, оттяжек опор и восприятия нагрузки от их тяжения (болтовой натяжной, анкерный клиновой и клыковой зажимы).

Соединительная арматура предназначена для соединения проводов и тросов (овальный, прессуемый и плашечный соединительные, ремонтный и болтовой зажимы).

Контактная арматура применяется для облегченного токоведущего соединения, а также для присоединения проводов к электрооборудованию и их ответвления (аппаратный, ответвительный и заземляющий зажимы).

Защитная арматура используется для защиты изолирующих подвесок, изоляторов, проводов, молниезащитных тросов от электрических и механических повреждений (балласт, гаситель вибрации, дистанционная распорка, защитное кольцо и др.).

3. КОНСТРУКЦИИ СИЛОВЫХ И КОНТРОЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ

Кабель – это провод, заключенный в герметическую оболочку, который можно прокладывать в воде, земле и на воздухе. Он обычно состоит из одного или нескольких изолированных друг от друга проводников, заключенных в герметическую оболочку из резины, пластмассы, алюминия или свинца. Кабель, имеющий поверх защитной оболочки покрытие (броню) из стальных лент, плоской или круглой проволоки (для защиты от механических повреждений), называют бронированным. Если защитные или бронированные оболочки кабеля не покрыты джутовой пропитанной пряжей, его называют голым или небронированным.

По назначению различают кабели силовые и контрольные. Силовые кабели служат для передачи и распределения ЭЭ в осветительных и силовых электроустановках, а контрольные – для создания цепей контроля, сигнализации, дистанционного управления и автоматики. ЛЭП 6(10) кВ и выше выполняют специальным силовым кабелем.

Конструкции *силовых* кабелей зависят от класса напряжения. Наиболее распространены трех- и четырехжильные силовые кабели с бумажной изоляцией. Для напряжения 10 кВ их выполняют с поясной изоляцией и в общей свинцовой оболочке для всех жил, а для напряжений 20 и 35 кВ – с отдельно освинцованными жилами.

Жилы кабеля состоят из большого числа проволок малого сечения. Кабели напряжением до 6 кВ и сечением до 16 мм² изготавливают с круглыми жилами, напряжением выше 6 кВ и сечением более 16 мм² – с секторными жилами (в поперечном разрезе жила имеет форму сектора окружности).

На рис. 5 показан трехжильный кабель с секторными жилами на напряжение 10 кВ. Каждая жила изолирована от другой специальной кабельной бумагой (6), пропитанной массой, в состав которой входят масло и канифоль, а все жилы от земли – поясной изоляцией (4) также из

пропитанной бумаги. Для обеспечения герметичности кабеля на поясную изоляцию накладывают свинцовую оболочку без швов. От механических повреждений кабель защищают броней (8) из стальной ленты, а от химических воздействий покрывают асфальтированным джутом.

В последнее время выпускают кабели, у которых свинцовое покрытие заменено алюминиевым либо пластмассовым (сопрен, винилит).

Силовые кабели 110 кВ и выше изготавливают одножильными. Внутри этих кабелей находится лента, свернутая в виде спирали, в которой под давлением циркулирует масло, обеспечивающее их высококачественную изоляцию и охлаждение. Силовые кабели напряжением выше 110 кВ выпускаются с оболочкой, заполненной инертным газом под давлением 0,2–0,3 МПа.

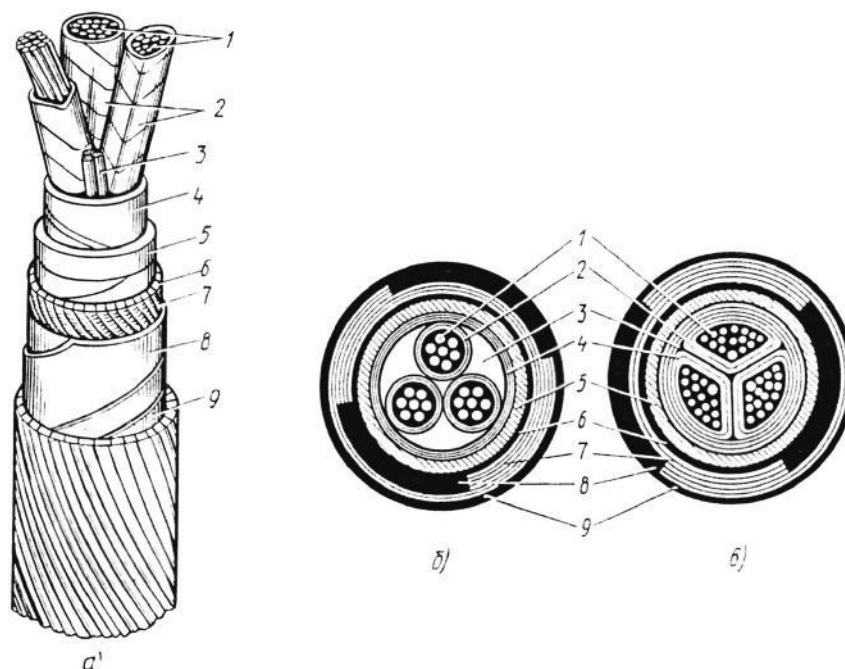


Рис. 5. Трехжильный кабель с поясной изоляцией из пропитанной бумаги (а) и его разрезы (б – с круглыми жилами, в – с секторными жилами). 1 – жилы, 2 – изоляция жил, 3 – заполнитель, 4 – поясная изоляция, 5 – защитная оболочка, 6 – бумага, пропитанная компаундом, 7 – защитный покров из пропитанной кабельной пряжи, 8 – ленточная броня, 9 – пропитанная кабельная пряжа

Кабели 10 кВ и выше используют для ЛЭП в городах, где земля сравнительно дорога и требования к условиям безопасности ЛЭП очень жесткие, а также на территориях промышленных предприятий.

Контрольные кабели имеют от 4 до 37 жил сечением 0,75–10 мм² и изоляцию из пропитанной кабельной бумаги или резины. Для их гер-

метизации используют оболочку из свинца, алюминия или поливинилхлорида, которая защищена от механических повреждений броней из стальных лент или стальных оцинкованных проволок круглого либо прямоугольного сечения. Стальная броня покрыта джутовой пряжей. Контрольные кабели допускается прокладывать в земле, тоннелях, помещениях с различной средой, шахтах и под водой.

В соответствии с конструкцией силовые кабели обозначают так: первая буква указывает материал токоведущей жилы (А – алюминий, отсутствие буквы указывает на медные жилы); вторая буква – изоляция токоведущей жилы (Р – резиновая, В – поливинилхлоридная, П – полиэтиленовая, отсутствие буквы указывает на бумажную изоляцию); третья буква – защитная оболочка (Р – резиновая, В – поливинилхлоридная, П – полиэтиленовая, С – свинцовая, А – алюминиевая); четвертая буква – защитное покрытие (Г – голый, А – асфальтированный, Б – бронированный лентами, К – бронированный круглыми проволоками, П – бронированный плоскими проволоками). Цифры после букв означают: количество жил и площадь поперечного сечения жил (мм^2). Для контрольных кабелей после обозначения материала жилы ставится буква К.

4. СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ И КОНЦЕВЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Муфты. Соединение токопроводящих жил кабелей осуществляется в специальных кабельных муфтах, которые применяют при протяженности кабельной линии, превышающей строительную длину отдельного кабеля. На КЛ длиной 1 км допускается установка не более шести муфт. Соединения в кабельной муфте должны быть герметичными, влагостойкими, обладать механической и электрической прочностью, а также должны обладать коррозионной стойкостью.

Кабельные муфты разделяют: по напряжению (до 1, 6, 10, 35 кВ), назначению (соединительная, ответвительная, концевая), габариту (нормального габарита или малогабаритная), материалу (чугунная, свинцовая, эпоксидная), форме исполнения (У – образная, Т – образная и крестообразная), месту установки (для внутренней или наружной установки), количеству фаз (концевая трехфазная или четырехфазная).

Чугунные муфты (рис. 6) применяют для соединения кабелей до 1000 В. После монтажа их заливают нагретой кабельной битумной мастикой МБ-70 или МБ-90. Для усиления герметичности соединений муфты, проложенные в земле, дважды покрывают нагретой мастикой.

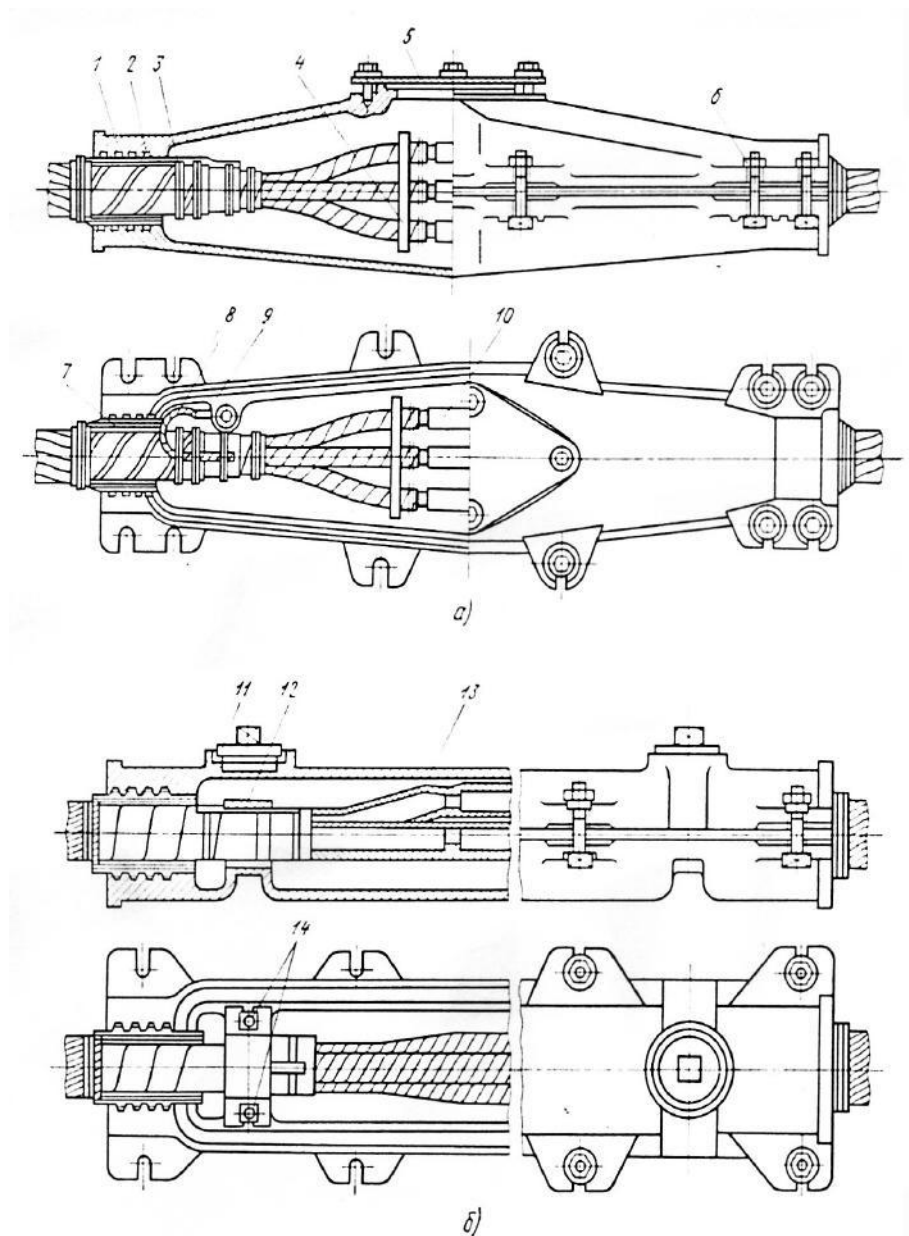


Рис. 6. Чугунные соединительные муфты для кабелей до 1 кВ: а – СЧо, б – СЧм. 1 – верхняя половина корпуса, 2 – лабиринтное уплотнение, 3 – кабель, 4 – фарфоровая распорная пластина, 5 – крышка заливочного отверстия, 6 – стяжные болты, 7, 13 – подмотки, 8 – герметизирующая прокладка в пазу нижней половины корпуса, 9 – заземляющий проводник, 10 – соединительная гильза, 11 – пробка заливочного отверстия, 12 – хомут, 14 – болты крепления хомутника

Свинцовые муфты (рис. 7) применяют для соединения высоковольтных кабелей напряжением 6(10) кВ и выше, изготовляют из свинцовых труб соответствующего диаметра, обрабатывая в процессе монтажа. Они бывают шести типоразмеров, которые зависят от диапазона се-

чений жил кабелей, допускаемых при определенных напряжениях. После монтажа свинцовые муфты также заливают нагретой кабельной мастикой МБ. Для защиты от механических повреждений их помещают в чугунный или стеклопластиковый кожух.

Буквы и цифры в обозначении чугунных и свинцовых муфт означают следующее: Ч – чугунная; С – свинцовая; СС – соединительная свинцовая; 60, 70, 80, 90, 100 и 110 – диаметр кабеля.

Эпоксидные муфты применяют для соединения преимущественно кабелей 1, 6 и 10 кВ и их ответвления только до 1000 В. Эти муфты изготовляют в виде полых корпусов. После установки таких корпусов на участке соединения кабелей их внутреннюю полость заполняют эпоксидным компаундом, состоящим из эпоксидной смолы, пластификатора, наполнителя и отвердителя. Пластификатор и наполнители повышают термостойкость, эластичность, механическую прочность эпоксидной смолы и снижают температурный коэффициент расширения компаунда до значения, близкого к коэффициенту расширения меди, алюминия и свинца, с которыми соприкасается компаунд при соединении кабелей. Отвердитель ускоряет процесс полимеризации.

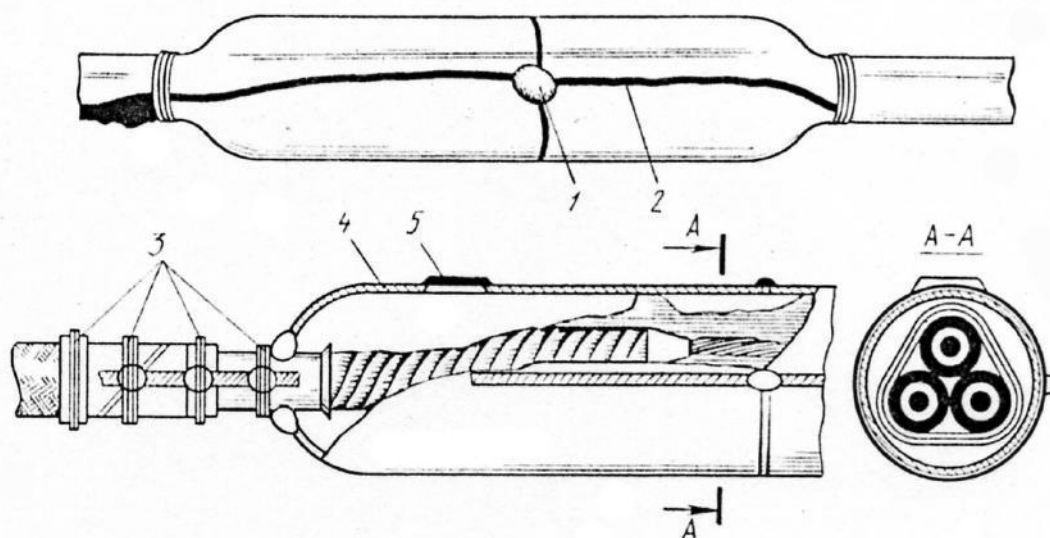


Рис. 7. Свинцовая соединительная муфта кабелей напряжением 6(10) кВ. 1 – место соединения заземляющего провода к корпусу муфты, 2 – заземляющий провод, 3 – проволочные бандажи, 4 – корпус, 5 – заливочное отверстие закрытое свинцовой пластиной

Эпоксидным соединительным муфтам присвоено общее обозначение СЭ, а ответвительным – ОЭ. В зависимости от особенностей разъемного корпуса, соединения кабелей и заземления муфты бывают разных исполнений: СЭп, СЭв, СЭм, СЭс (рис. 8).

Способы соединения концевой заделки силовых кабелей. Для соединения кабелей и создания единой электрической цепи выполняют разделку их концов и соединение жил.

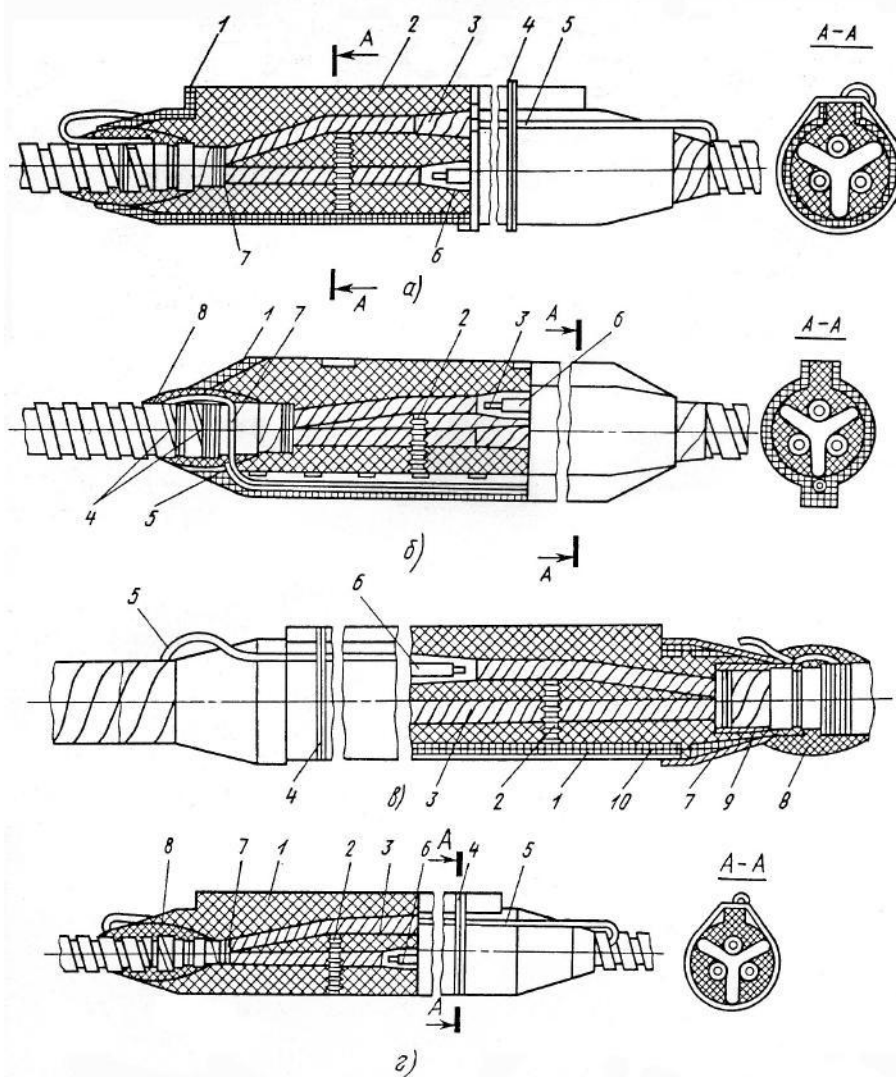


Рис. 8. Соединение кабелей с помощью эпоксидных соединительных муфт: а – СЭп, б – СЭв, в – СЭм, г – СЭс. 1 – корпус муфты, 2 – распорка, 3 – подмотка жилы, 4, 7 – бандажки из проволоки и суровых ниток, 5 – провод заземляющий, 6 – соединение жил, 8 – герметизирующая подмотка, 9 – экран корпуса, 10 – свинцовая манжета

Разделка конца кабеля состоит из последовательных операций ступенчатого удаления от него защитных и изоляционных частей. Она является частью монтажа муфт. Размеры разделки, зависящие от конструкции муфты, напряжения кабеля и сечения его жил, определяются специальными разметочными линейками ЛК-1 (до 1000 В) и

ЛК-2 (6–10 кВ). Соединение и ответвление токопроводящих жил кабеля выполняют с помощью специальных инструментов, различных приспособлений и принадлежностей с соблюдением технологии, обеспечивающей надежный электрический контакт и необходимую механическую прочность соединения.

При выборе способа соединения учитывают материал и сечение соединяемых жил, конструктивные особенности муфт и т. п. Соединения выполняют пайкой, опрессовкой, газовой или электрической сваркой и термитной сваркой.

Пайка – один из наиболее распространенных способов соединения токопроводящих жил между собой. Разогретый до жидкого состояния припой проникает в металл соединяемых жил, а затем, застывая, образует прочное механическое соединение. Для пайки используют специальные припои.

Опрессовку применяют в основном для соединения кабелей до 1000 В и выполняют с помощью гильз и опрессовочных механизмов – клещей и прессов. Под действием создаваемого прессующим механизмом давления металл гильз и жил спрессовывается, проникает друг в друга, образуя монолитное соединение.

Газовая и электрическая сварка служит для соединения алюминиевых жил кабеля сечением 16–240 мм². При газовой сварке используется теплота сжигаемого газа (например, пропанбутана), достигающая 2300° С и выше, а при электросварке – теплота электрической дуги.

Термитная сварка – один из наиболее совершенных способов соединения алюминиевых жил кабелей, который выполняется с помощью специальных патронов типа А. Провода в патроне устанавливают встык и его поджигают специальной спичкой. Внутри патрона находится термитный состав, при горении которого температура достигает 1000° С.

Кроме того, кабели в целях безопасности заземляют. Заземление выполняют в чугунных соединительных муфтах двумя отрезками гибкого медного провода, сечение которого зависит от сечения токопроводящих жил кабеля. Оболочку и броню кабелей соединяют таким же проводом, присоединяя его к контактной площадке муфты.

В свинцовых муфтах заземление выполняют одним куском гибкого медного провода, присоединяемого пайкой и проволочными бандажами к оболочкам и броне обоих кабелей, а также к корпусу муфты.

В эпоксидных муфтах существует определенная технология присоединения провода заземления между оболочками и броней кабелей и разъемными корпусами муфт, которая зависит от конструкции последних, особенностей их монтажа и заливки компаундом.

Для оконцевания кабелей вне помещений применяют *кабельные муфты*, а внутри помещений – *концевые заделки*.

Концевая заделка осуществляется для герметизации кабеля в непосредственной близости от места присоединения его токопроводящих жил к аппаратам, шинам распределительных устройств и другим элементам электроустановок.

В качестве концевых муфт для кабелей с бумажной изоляцией напряжением до 10 кВ используют мачтовые муфты КМ с заливкой кабельной массы или эпоксидные КНЭ, напряжением 20–35 кВ – однофазные КНО или КНЭО, а для кабелей с пластмассовой изоляцией – КНЭ или ПКНЭ. Концевые муфты применяют при переходах воздушных ЛЭП в кабельные, на выходах кабелей с территории подстанции, на присоединениях кабелей к открытым РУ подстанции и др.

Концевая заделка в стальных воронках КВБ широко распространена в электроустановках до 10 кВ, размещаемых в сухих отапливаемых помещениях.

В зависимости от конструкции и расположения токопроводов воронки бывают трех исполнений: КВБм (с малогабаритной воронкой); КВБк (с круглой воронкой и расположением жил по вершинам равностороннего треугольника) и КВБо (с овальной воронкой и расположением токопроводов в один ряд).

Заделки КВБо и КВБк применяют для оконцевания кабелей до 10 кВ с токопроводящими жилами всех сечений (при напряжении кабелей 3, 6 и 10 кВ воронку монтируют с крышкой и фарфоровыми втулками, а при напряжении до 1000 В – без крышки и втулок). После монтажа заделку заливают битуминозной нагретой кабельной мастикой, нагревая воронку до 50–60 °С, а мастику до 130 °С.

Концевая заделка КВБо с фарфоровыми втулками и крышкой, используемая на напряжение 10 кВ, показана на рис. 9.

Концевая заделка в воронке из эпоксидного компаунда (КВЭ) проста в исполнении и обладает высокой электрической и механической прочностью, пожаробезопасна и термостойка, что позволяет изготавливать ее без фарфоровых втулок и защитного металлического кожуха. Ее применяют для оконцевания кабелей до 10 кВ внутри помещений всех видов, а также для наружных установок при условии защиты заделки от непосредственного воздействия атмосферных осадков и солнечных лучей. Заделки КВЭ с эпоксидным корпусом конической формы могут быть различных исполнений – КВЭд, КВЭп, КВЭз, КВЭн (рис. 10).

Концевая заделка поливинилхлоридными лентами КВВ (рис. 11) применяется для кабелей с бумажной изоляцией напряжением до 10 кВ

внутри помещений, а также в наружных установках, находящихся в районах с температурой не выше 40°C при условии защиты заделки от атмосферных осадков и солнечных лучей и разности уровней между высшей и низшей точками не более 10 м.

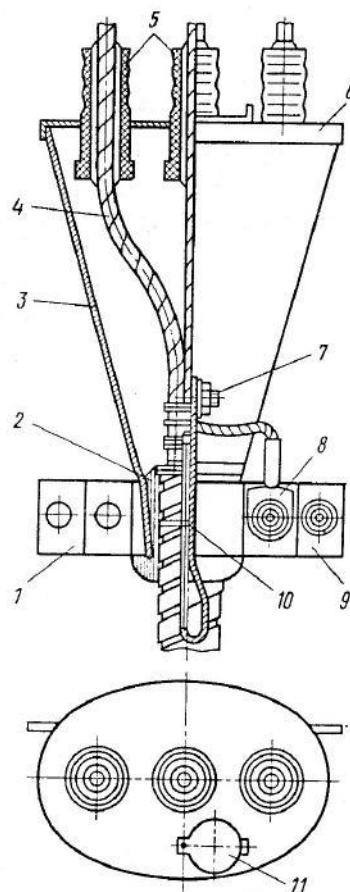


Рис. 9. Концевая заделка кабелей: 1, 9 – верхний и нижний полухомуты, 2 – подмотка просмоленной лентой, 3 – воронка из кровельной стали, 4 – жила кабеля, обмотанная липкой поливинилхлоридной лентой, 5 – фарфоровые втулки, 6 – крышка воронки, 7 – болт М8, 8 – наконечник, 10 – провод заземления, 11 – крышка заливочного отверстия

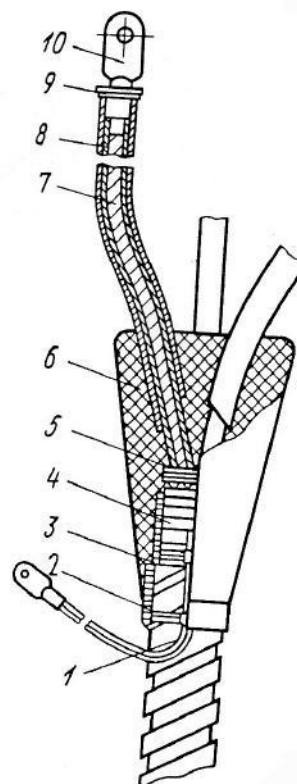


Рис. 10. Концевая эпоксидная заделка кабелей КВЭн: 1 – провод заземления, 2 – проволоочный бандаж провода заземления, 3 – двухслойная подмотка, 4 – оболочка кабеля, 5 – бандаж из суровых ниток на поясной изоляции, 6 – корпус из эпоксидного компаунда, 7 – токопроводящая жила в заводской изоляции, 8 – трубка из найритовой резины, 9 – бандаж или хомут, 10 – наконечник

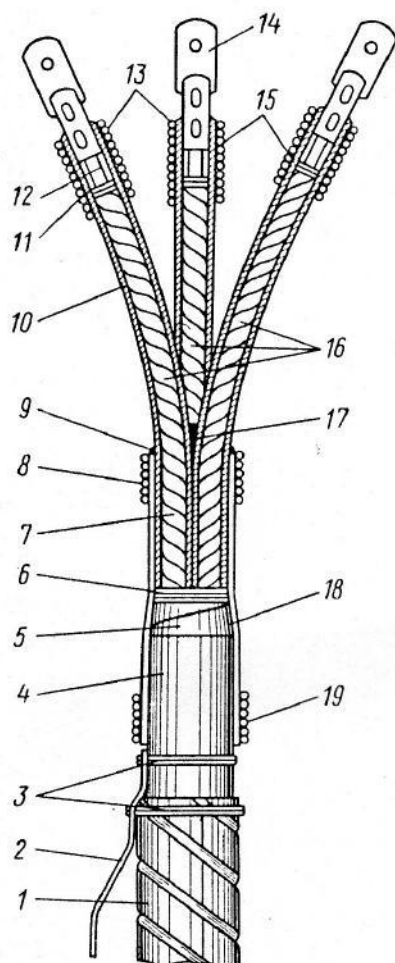


Рис. 11. Концевая заделка КВВ: 1,4 – броня и оболочка кабеля, 2 – провод заземления, 3 – проволоочные бандажи, 5 – поясная изоляция, 6,11 – бандажи из хлопчатобумажной пряжи, 7 – токопроводящая жила, 8, 15, 19 – бандажи из крученого шпагата, 9 – поясная стаканообразная подмотка, 10 – подмотка жил поливинилхлоридной лентой, 12 – оголенный участок жилы, 13, 18 – выравнивающие подмотки, 14 – кабельный наконечник, 16 – участок наложения временного бандажа, 17 – наполнитель

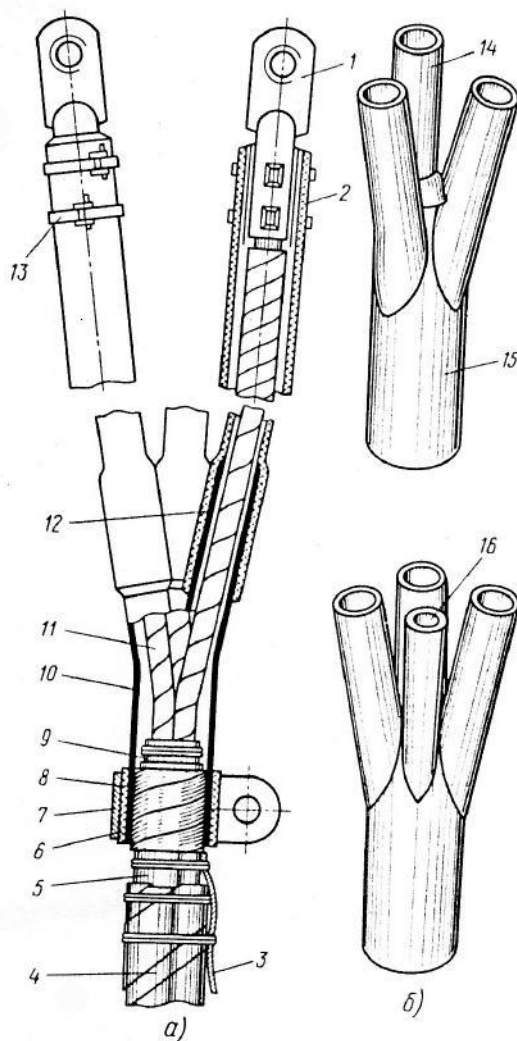


Рис. 12. Концевая заделка КВР в резиновых перчатках: а – устройство, б – общий вид резиновых перчаток для трех- и четырехжильных кабелей. 1 – наконечник, 2, 8 – подмотки, 3 – провод заземления, 4, 5, 11 – броня, оболочка и жила кабеля, 6 – уплотнение маслостойкой резиной, 7 – хомут, 9 – поясная изоляция, 10 – перчатка, 12 – резиновая найритовая трубка, 13 – бандаж, 14 – отросток (палец), 15 – корпус перчатки, 16 – отросток для четвертой (нулевой) жилы

четырехжильного кабеля

Монтаж заделок выполняют при температуре не ниже 5 °С, при этом применяют как липкую поливинилхлоридную ленту толщиной 0,2–0,3 мм и шириной 15–20 мм, а также не липкую ленту толщиной 0,4 мм и шириной 25 мм.

Концевая заделка в резиновых перчатках КВР (рис. 12) предназначена для оконцевания кабелей напряжением до 6 кВ, монтируемых в помещениях с нормальной средой при разности уровней концов кабелей не более 10 м.

Перчатки изготавливают из найритовой резины девяти размеров для трехжильных кабелей сечением до 240 мм² с изоляцией на 1 и 6 кВ и пяти размеров для трехжильных кабелей сечением до 185 мм² с изоляцией до 1 кВ. Их приклеивают клеем 88-14.

Для оконцевания токопроводящих жил кабелей применяют наконечники, присоединяемые опрессовкой, сваркой или пайкой.

Наиболее надежным и распространенным способом оконцевания жил является опрессовка. Алюминиевые жилы сечением 16–240 мм² оконцовывают опрессовкой трубчатыми наконечниками ТА или ТАМ, а медные жилы сечением 4–240 мм² – наконечником Т. Опрессовку выполняют местным вдавливанием трубчатой части наконечника с помощью специальных опрессовочных механизмов.

При сварке применяют литые наконечники серии ЛА, а при пайке – медные наконечники серии П.

Новые технологии соединения и оконцевания КЛ напряжением 6(10) кВ (см. Приложение). В настоящее время широкое применение получили новые технологии монтажа кабельных муфт и концевых заделок для различных условий прокладки кабельных линий по технологии фирмы «Rauchem».

В основу этой технологии положен метод использования современных термоусаживаемых материалов для изготовления муфт силовых кабелей в бумажной и пластмассовой изоляции на напряжение 6(10) кВ.

В России ЗАО «Подольский завод электромонтажных изделий» серийно выпускает современные термоусаживаемые соединительные и концевые муфты для вышеотмеченных силовых кабелей.

Муфты изготавливаются на основе технологии термоусадки из отечественных материалов и по надежности и долговечности не уступают мировым образцам.

Они прошли полный комплекс электрических испытаний, в том числе ресурсные испытания – 250 циклов при напряжении $1,73 \cdot U_{ном}$ при повышенных температурах (соединительные муфты находились в 5%-м растворе NaCl в воде) и испытания токам короткого замыкания.

Комплектовочная ведомость на кабельную муфту и «Инструкции по монтажу соединительных муфт на основе термоусаживаемых труб для кабелей с бумажной изоляцией на напряжение 6(10) кВ ТУ 3599-003-0400 1953–97», приведены в приложении.

5. РАЗМЕЩЕНИЕ СИЛОВЫХ И КОНТРОЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ

Кабели прокладывают в кабельных сооружениях, в траншеях, блоках, на опорных конструкциях, в лотках (в помещениях, туннелях).

Монтаж КЛ выполняют в соответствии с проектно-технической документацией, в которой указаны: трасса линии и ее геодезические отметки, позволяющие судить о разности уровней отдельных участков трассы.

При прокладке кабелей необходимо соблюдать допустимую разность уровней (не более 25 м), а также предусмотренные проектом минимальные расстояния (м) от кабельных линий до различных сооружений при их параллельном сближении и пересечениях, которые приведены ниже:

- до нефте- и газопроводов при параллельной прокладке
1,0;
- до трубопроводов (кроме нефте-, газо- и теплопроводов) при параллельной прокладке
0,5;
- при защите асбоцементными трубами
0,25;
- до теплопроводов при параллельной прокладке
2,0;
- до теплопроводов при их пересечении кабельными линиями (теплопровод должен иметь изоляцию на длине 2 м в обе стороны от пересечения)
0,5;
- при пересечении кабельными линиями трамвайных и неэлектрифицированных железных дорог (кабель должен прокладываться в изолирующих блоках) до полотна дорог
9,0;

- до электрифицированных дорог
10,0;
- до трубопроводов при пересечении их кабельными линиями
0,5.

Радиус изгиба кабеля на поворотах трассы должен составлять не менее 15–25 от его диаметра в зависимости от материала изоляции и оболочки. Монтаж кабелей в траншеях – наиболее распространенный и легковывполняемый способ их прокладки. Его недостатком является возможность механического повреждения кабелей при земляных работах и несчастных случаях с людьми.

При монтаже кабелей в бетонных блоках или в блоках из асбоцементных труб повышается надежность их защиты, однако усложняется прокладка и значительно увеличивается стоимость линии. Кроме того, допустимые токовые нагрузки кабелей, находящихся в блоках, ниже, чем у кабелей, проложенных открыто или в земле, из-за менее благоприятных условий охлаждения.

На территории электростанций и подстанций кабели часто прокладывают в небольших железобетонных каналах, закрытых сверху плитами. При большом количестве параллельно идущих кабелей строят туннели, проходные каналы или прокладывают блоки из труб.

Если кабели пересекаются с инженерными сооружениями, их выполняют в стальных или асбоцементных трубах, причем на переходах через автомобильные и железные дороги укладывают в трубах по всей ширине полосы отвода дорог, а при прокладке вдоль дорог – за ее пределами.

При пересечении кабельных линий между собой силовые кабели высшего напряжения располагают ниже кабелей низшего напряжения, при пересечении с кабелями связи – под ними.

При *прокладке кабелей в траншеях* выполняют следующие работы: подготовительные, устройство траншей, доставку барабанов с кабелем к месту ремонта, раскатку кабеля и его укладку в траншею, защиту кабеля от механических повреждений и засыпку траншеи.

Траншеи большой протяженности отрывают специальными роторными траншеекопателями, а чаще обычными землеройными машинами и экскаваторами, небольшие траншеи на стесненных участках – иногда вручную. Размеры кабельных траншей и размещение в них кабелей с защитой кирпичом от механических повреждений показаны на рис. 13.

Глубина траншей должна быть не менее 700 мм, а ширина – такой, чтобы расстояние между несколькими параллельно проложенными в ней кабелями до 10 кВ было не менее 100 мм, от стенки траншеи до ближайшего крайнего кабеля – не менее 50 мм. Глубину заложения кабеля можно уменьшить до 0,5 м на участках длиной до 0,5 м при вводе в здание, а также в местах пересечения его с подземными сооружениями при условии защиты асбоцементными трубами.

Для предохранения от механических повреждений кабели 6(10) кВ поверх присыпки защищают красным кирпичом или железобетонными плитами, напряжением 20–35 кВ – плитами, до 1 кВ – только в местах частых раскопок кирпичами и плитами, которые укладывают по длине траншеи с напуском над крайними кабелями не менее 50 мм.

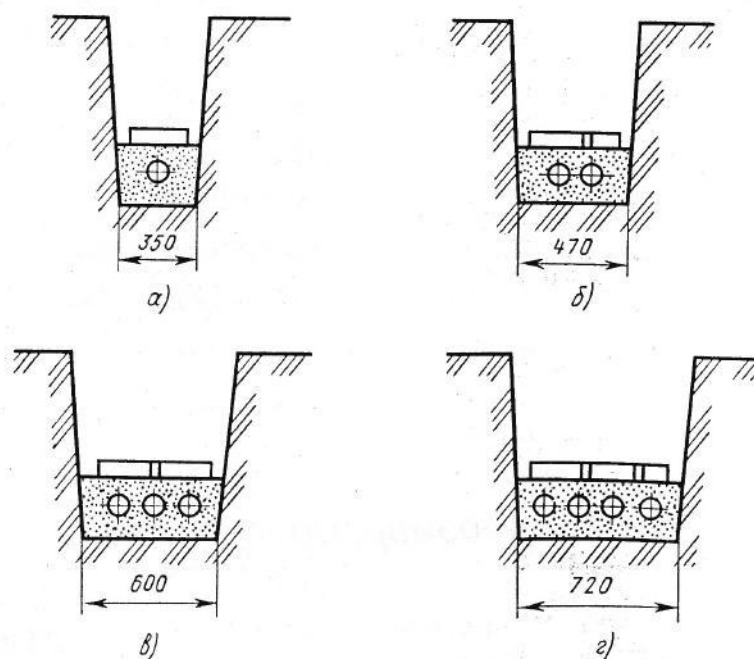


Рис. 13. Размеры кабельных траншей и размещение в них кабелей с защитой кирпичом от механических повреждений: а – одного, б – двух, в – трех, г – четырех

В местах будущего расположения кабельных соединительных муфт траншеи расширяют, образуя котлованы. Котлован для одной кабельной муфты напряжением до 10 кВ должен быть шириной 1,5 м и длиной 2,5 м, а для каждой следующей муфты его ширину увеличивают на 350 мм. Кабели раскатывают вдоль трассы с движущегося транспорта (с барабана, расположенного на земле) или ручным способом.

Кабели с пропитанной бумажной и поливинилхлоридной изоляцией можно прокладывать только при температуре окружающего воздуха

выше 0 °С. Если температура в течение суток до начала прокладки падала ниже 0 °С, то кабели перед прокладкой прогревают в отапливаемом помещении, в обогреваемом тепляке или электрическим током, пропускаемым по жилам, закороченным с одной стороны, при этом обязательно контролируют температуру нагрева. Значения тока и напряжения, время прогрева и срок проложения нагретого кабеля в траншее строго регламентированы.

Прокладка кабелей в блоках применяется для их защиты от механических повреждений. Блок (рис. 14) представляет собой подземное сооружение, выполненное из нескольких труб (асбоцементных, керамических и др.) или железобетонных панелей с относящимися к ним колодцами.

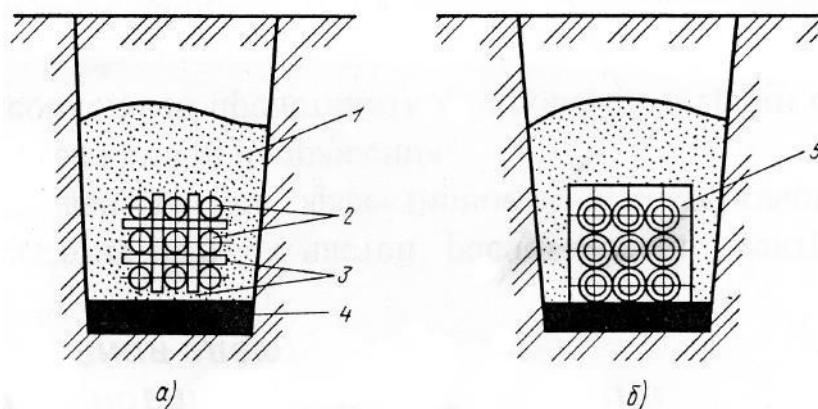


Рис. 14. Кабельный блок из асбоцементных труб в сухих (а) и влажных (б) грунтах: 1 – песок или просеянный грунт, 2 – трубы, 3 – деревянные прокладки, 4 – бетонная подушка, 5 – гидроизоляция

Глубина заложения в земле кабельных блоков зависит от местных условий, но не должна быть меньше расстояний, допустимых при прокладке кабелей в траншеях. В местах изменения направления трассы сооружают кабельные колодцы, обеспечивающие удобное протягивание кабелей, а также их замену в процессе эксплуатации. Для стока воды блоки укладывают с уклоном в сторону колодцев не менее чем на 100 мм на каждые 100 м. Кабельные колодцы сооружают также на прямолинейных участках трассы, соблюдая установленные расстояния друг от друга. На их дне устраивают водосборник, представляющий собой закрытое металлической решеткой углубление, которое служит для сбора просачивающихся в колодец грунтовых или ливневых вод.

Прокладка силовых кабелей в кабельных блоках выполняется редко, так как имеет существенные недостатки: высокую стоимость сооружения и содержания всех элементов блочного устройства; необходи-

мость замены поврежденного кабеля от колодца до колодца; дополнительные затраты на эксплуатацию кабельных колодцев.

Прокладка кабелей на опорных конструкциях и в лотках выполняется в цехах промышленных предприятий, по стенам зданий, в туннелях. Установка лотков и размещение на них силовых кабелей показаны на рис. 15. Опорные кабельные конструкции изготовляют из листовой стали в виде стоек с полками, стоек со скобой, настенных полок. Специальные перфорированные и сварные лотки используют для прокладки проводов и небронированных кабелей по кирпичным и бетонным стенам на высоте не менее 2 м. Их обязательно заземляют не менее чем в двух местах и электрически соединяют.

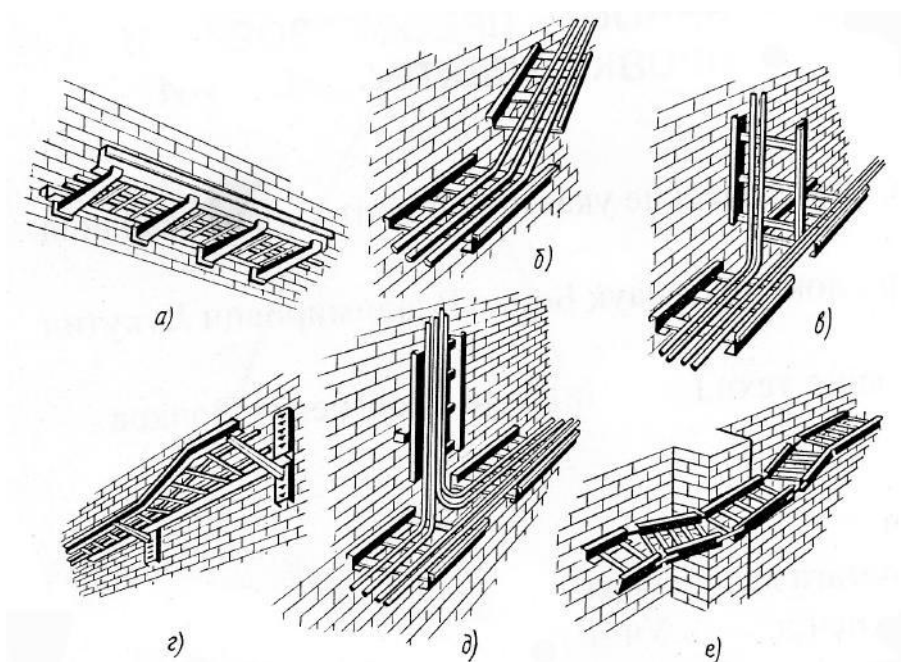


Рис. 15. Установка кабельных лотков: а – горизонтально, б – с переходом трассы кабелей с одной горизонтальной отметки на другую, в – с ответвлением вверх на ребро, г – с переходом на лоток меньшего размера, д – с переходом вверх плашмя, е – при обходе выступающей колонны

Допускается совместная прокладка силовых кабелей, осветительных и контрольных цепей при условии разделения каждой из них стальными разделителями.

Силовые кабели 6(10) кВ можно размещать в лотках только в один ряд и с просветами между ними 35 мм. Для кабельных муфт устраивают специальные лотки. Кабели должны быть жестко закреплены на прямых участках через каждые 0,5 м при вертикальном расположении

лотков и через каждые 3 м при их горизонтальном расположении, а также на углах и в местах соединений.

Контрольные вопросы

1. На каком элементе ВЛ чаще всего появляется гололед?
2. Почему на высоковольтных линиях нельзя применять провода сечением меньше 25 мм²?
3. Можно ли соединять медный и алюминиевый провода?
4. Какую опору используют при повороте ВЛ?
5. Можно ли присоединять провод непосредственно к опоре?
6. Когда кабель прокладывают в специальной траншее?
7. Можно ли соединять жилы кабелей скручиванием?
8. Допускается ли скопление воды в кабельном колодце?

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ВОЗДУШНЫХ ЛЭП

1. ОБХОД И ОСМОТР

Система эксплуатационного обслуживания ВЛ включает техническое обслуживание и ремонт.

К техническому обслуживанию ВЛ относятся работы по систематическому и своевременному предохранению отдельных конструкций и деталей от преждевременного износа путем проведения профилактических измерений и устранения мелких повреждений и неисправностей.

К таким работам относятся:

- обходы и осмотры ВЛ;
- установка, замена и осмотр трубчатых разрядников;
- измерение сопротивления соединений проводов – болтовых, плашечных и болтовых переходных;
- проверка тяжения в оттяжках опор;
- проверка тяжения в оттяжках опор;
- проверка и подтяжка болтовых соединений и гаек анкерных болтов;
- работы и измерения, связанные с проверкой конструктивных элементов ВЛ при приемке их в эксплуатацию;
- надзор за работами, проводимыми вблизи ЛЭП сторонними организациями;
- замена отдельных элементов ВЛ и выправка отдельных опор;
- измерения и испытания, проводимые на линиях и направленные на повышение уровня их технического обслуживания;
- выполнение мероприятий, связанных с охраной линий;
- чистка изоляции;
- вырубка отдельных деревьев (угрожающих разрастанием в сторону линий на недопустимые расстояния), обрезка сучьев на отдельных деревьях, расчистка участков трассы от кустарника;
- замена нумерации и предупредительных плакатов.

Периодические обходы ЛЭП проводятся с целью наблюдения за состоянием линии и ее трассы и выявления неисправностей, которые могут быть обнаружены при осмотре линии с земли. Периодичность осмотров должна быть *не реже одного раза в 6 месяцев*. На участках линии, где часто наблюдаются повреждения, а также на линиях, подверженных усиленному загрязнению или каким-либо другим внешним факторам, могущим вызвать повреждения, сроки между периодическими

обходами могут быть сокращены до одного месяца. Обходы ЛЭП осуществляет электромонтер. Кроме того, один раз в год производится осмотр линий инженерно-техническим персоналом с целью определения объема ремонтных работ, проверки общего состояния ВЛ лицами более высокой квалификации и одновременно проверки качества работы электромонтеров.

Во время обхода электромонтер неторопливо двигается вдоль оси линии, осматривая все ее элементы и определяя состояние трассы. Электромонтер по возможности должен быть снабжен биноклем. При осмотре необходимо обратить внимание на те виды дефектов и неисправностей, которые характерны для воздушных линий электропередачи.

При осмотре *трассы* ЛЭП следует обращать внимание на наличие деревьев, различных предметов (лесоматериалы и др.), на высоту зарослей. Особую опасность представляют несогласованные строительные и земляные работы под ЛЭП и в охранной зоне и работы по сооружению и реконструкции других ВЛ и линий связи в этой зоне.

При выполнении работ с применением грузоподъемных машин и механизмов возможно соприкосновение их с проводами. При касании каким-либо механизмом провода ВЛ 6–35 кВ, работающей с изолированной нейтралью, отключения линии не происходит. При этом корпус машины оказывается под фазным напряжением. Зафиксированы многочисленные случаи смертельного поражения электрическим током водителей и стропальщиков при попытке покинуть машину.

При замыкании двух проводов ВЛ с изолированной нейтралью или одного провода ВЛ с заземленной нейтралью провода оплавляются или сгорает верхний повив провода. Поврежденная линия автоматически отключается. Поэтому все организации должны письменно согласовывать с владельцем ЛЭП порядок производства работ, обеспечивающий сохранность электрических сетей и безопасность обслуживающего персонала.

При выполнении любых работ (кроме сельскохозяйственных, без применения грузоподъемных машин и механизмов) на трассе электромонтеру, производящему обход, необходимо проверить наличие у производителя работ разрешения на производство работ в охранной зоне и в случае отсутствия разрешения (особенно, если эти работы угрожают безопасности работающих или нормальному состоянию линии) принять соответствующие меры для того, чтобы работы были приостановлены.

При осмотре *опор* ЛЭП необходимо обратить внимание на наклон опор поперек и вдоль линии, проседание грунта у оснований опор, отсутствие в креплениях деталей опор болтов и гаек, трещин сварных

швов, определить состояние окраски металлических опор, заклепочных и болтовых соединений, деформацию частей металлических опор, выявить наличие зазора между башмаком опоры и фундаментом, ослабление проволочных бандажей, загнивание деревянных деталей опор, их обгорание и расщепление, определить состояние номеров, условных наименований линий, предупредительных плакатов по технике безопасности, количество и ширину раскрытия трещин железобетонных опор, ослабление и повреждение оттяжек опор, наличие на опорах птичьих гнезд.

Особо следует обратить внимание на следы воздействия высокой температуры на подземную часть железобетонных опор ВЛ 6–35 кВ. При этом необходимо помнить, что любая железобетонная опора может длительное время находиться под полным фазным напряжением относительно земли. Это связано с тем, что при пробое изолятора на опоре по арматуре опоры протекает ток замыкания на землю. Так как режим замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью не ограничивается по времени (кроме особых случаев), происходит подсушивание грунта вокруг тела опоры. В дальнейшем из-за возрастания сопротивления растеканию тока замыкания на землю возникает дуговое замыкание на землю. При этом грунт спекается и его сопротивление резко возрастает, ток замыкания на землю прекращается, а тело опоры остается под полным фазным напряжением. Вследствие воздействия дугового замыкания на подземную часть опоры она теряет механическую прочность (пережог арматуры). При обходе ВЛ 6–35 кВ с железобетонными опорами рекомендуется с помощью приборов для отыскания мест замыкания на землю типа «Волна» выявлять опоры с поврежденной изоляцией. В случае выявления опор с поврежденной изоляцией электромонтер обязан прекратить дальнейший обход, при возможности организовать их охрану с помощью местных жителей или снять с ближайших неповрежденных опор два-три предупредительных плаката и укрепить их на палках вокруг неповрежденных опор на расстоянии 8–10 м от них. После принятия этих мер необходимо немедленно сообщить о повреждении опор руководству.

При осмотре *проводов и тросов* обращают внимание на наличие оборванных или перегоревших жил, следы оплавления проводов, регулировку проводов, набросы, усталостные разрушения в месте крепления провода, коррозию проводов и тросов, неисправности петель провода на анкерных опорах.

При осмотре *изоляторов* обращают внимание на наличие следов перекрытия гирлянд и отдельных элементов, отклонение от нормального положения подвесных гирлянд вдоль линии, отсутствие замков или

шплинтов в гирлянде, ржавление арматуры, загрязненность и сколы тарелок изоляторов, трещины в шапках изоляторов, наличие помета от птиц на гирлянде.

При осмотре арматуры необходимо проверить наличие гаек, шплинтов, шайб на деталях арматуры, отсутствие коррозии зажимов и арматуры, вытяжку или проскальзывание проводов в зажимах, наличие следов перегрева на натяжных зажимах и соединителях.

При осмотре *заземляющих устройств и средств защиты от атмосферных перенапряжений* обращают внимание на состояние заземляющих спусков на опоре и указателей срабатывания разрядников, расположение разрядников с точки зрения направления зон выхлопа, ослабление крепления разрядников, соответствие значения внешнего искрового промежутка установленному, отсутствие средств грозозащиты на пересечениях с другими линиями и линиями связи.

При обходе ЛЭП электромонтер все обнаруженные неисправности обязан записать в блокнот, указав точное их местоположение. После окончания обхода ВЛ электромонтер заполняет *листок осмотра*, куда заносит все выявленные дефекты и неисправности. В случае выявления дефектов аварийного характера электромонтер обязан сообщить об этом диспетчеру электрических сетей и своему руководителю. Листок осмотра сдается мастеру, который своей подписью удостоверяет взятие на учет обнаруженных дефектов. На основании собранных данных составляется план работы, в котором указываются сроки устранения дефектов.

Электромонтер, производящий осмотр линии, по возможности должен устранять обнаруженные им мелкие неисправности с помощью работ, которые Правила техники безопасности разрешают выполнять одному лицу (подтяжка бандажных и болтовых соединений в нижней части опоры, подсыпка грунта и др.). При обходе следует помнить, что даже на отключенную линию в любой момент может быть подано напряжение, поэтому самостоятельно устранять выявленные неисправности, кроме оговоренных выше, запрещается.

При осмотрах с земли не удастся проверить состояние верхней части опоры, узлов крепления гирлянд к опоре, гирлянд изоляторов с арматурой и мест крепления грозозащитных тросов. Поэтому на воздушных ЛЭП 35 кВ и выше с периодичностью не реже одного раза в шесть лет производится *верховой осмотр линий* с выборочной проверкой состояния проводов и тросов в зажимах. Выборочную проверку состояния провода и троса в зажимах рекомендуется производить один раз в три года на линиях с пролетами более 120 м, не оборудованных защитой от вибрации, на участках, проходящих по открытой местности, на остальных линиях – не реже одного раза в шесть лет.

Для проверки проводов в поддерживающих зажимах должна быть снята прижимная плашка (накладка) и провод вынут из зажима; алюминиевая лента, которой обмотан провод, должна быть снята или сдвинута. В случае обнаружения при выборочной проверке повреждения проводов в поддерживающих зажимах на линии должны быть осмотрены и проверены все поддерживающие, натяжные и соединительные зажимы.

Такая тщательная проверка состояния проводов и троса обусловлена тем, что в местах выхода проводов из натяжных зажимов в результате вибрации происходит их повреждение.

При повреждении нескольких проволок в зажиме нагрузка на каждую из оставшихся проволок возрастает, что приводит к их разрушению и обрыву провода.

При осмотре мест крепления и гирлянд тщательно проверяют наличие трещин в фарфоре, шапках изоляторов и в деталях арматуры, наличие всех замков в сочленениях изоляторов, шплинтов в деталях арматуры.

Одновременно при верховых осмотрах линии производится проверка степени ржавления и состояния защитного покрытия металлических опор. На основании этих проверок устанавливают необходимость возобновления окраски.

На воздушных линиях 0,4–20 кВ верховые осмотры проводятся по мере необходимости.

В последние годы широкое распространение нашел метод верхового осмотра без отключения линии. Электромонтеры, допущенные к этим работам, должны пройти специальный курс обучения.

Для проведения верховых осмотров с отключением линии привлекают большое количество линейных бригад, руководимых опытными мастерами.

Внеочередные (специальные) осмотры ЛЭП электропередачи производят при условиях, которые могут вызвать повреждения линий, а также после автоматических отключений, даже если работа линии не нарушена.

К условиям, вызывающим повреждения, относятся: гололедно-изморозевые отложения, особенно «переохлажденный» дождь, сильный туман, морозящий дождь или мокрый снег, пожары на трассе, сильный ветер, вскрытие рек и наступление ледохода.

Цель осмотров при *гололедно-изморозевых отложениях* – наблюдение за скоростью гололедообразования и размерами гололедных отложений для организации их своевременной плавки.

При *интенсивном тумане, морозящем дожде или мокром снеге*

осматриваются участки ЛЭП, подверженные интенсивному загрязнению. При увлажнении слоя загрязнения возрастает ток утечки по поверхности изолятора, что может привести к перекрытию изоляции. Опасность перекрытия может быть определена по силе потрескивания и характеру поверхностных разрядов.

При *пожарах на трассе* ЛЭП следует принять необходимые меры, чтобы не допустить приближения огня к опорам. В случае больших лесных и торфяных пожаров персонал обязан определить их характер, скорость движения огня и направление его распространения, состояние опор линий и сообщить об этом дежурному по сетевому району и главному инженеру.

При *сильном ветре и морозах* возможны повреждения, которые (если не принять соответствующие меры) могут привести к аварии (сильный наклон опоры, перемещение проводов в зажимах, разрегулировка проводов). Для осмотров в этих случаях рекомендуется применять вертолеты, самолеты, специальную технику.

Весной, *при вскрытии рек и наступлении ледохода* и половодья, организуется специальное наблюдение. В зависимости от результатов наблюдений принимают меры для защиты опор от повреждений (защита фундаментов, подрыв ледяных заторов и др.).

Целью *внеочередных обходов после автоматического отключения* линии является определение места и причины ее отключения, необходимости и объема ремонтных работ. Если линия включилась в работу устройством автоматического повторного включения (АПВ), то выполняется внеочередной осмотр с учетом частоты отключения линии и наличия ответственных потребителей энергии.

Если линия отключалась несколько раз и при этом не была установлена причина отключения, то для таких линий также необходимо провести внеочередной осмотр.

2. ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ, ПРОВЕРКИ И ИЗМЕРЕНИЯ

Профилактические испытания, проверки и измерения проводят с целью определения состояния отдельных элементов линий и выявления дефектов, которые не могут быть обнаружены путем осмотра линии.

На ВЛ выполняются следующие профилактические проверки и измерения.

Измерения габаритов линии и проверка разрегулировки проводов и тросов. Фактическая стрела провеса проводов и тросов не должна отличаться от расчетной более чем на $\pm 5 \%$. Разрегулировка проводов любой фазы по отношению к другой, а также разрегулировка

тросов допускается не более чем на 10 % проектного значения при условии соблюдения необходимого расстояния до земли и пересекаемых объектов. Расстояния от проводов ВЛ до земли и до различных пересекаемых объектов в местах сближения с ними должны быть не менее установленных ПУЭ.

Проверка габаритов в местах пересечения линии с другими сооружениями является обязательной во всех случаях реконструкции и ремонта линии со сменой или переустройством опор, при перемонтаже проводов, возведении каких-либо сооружений под линией и других работах, вызванных изменениями габаритов.

Контроль соединений проводов. При эксплуатации состояние проводов, тросов и их соединений определяется визуально при осмотрах ВЛ. Электрические измерения болтовых соединений ВЛ 35 кВ и выше производятся один раз в шесть лет, так как с течением времени плотность затяжки болтов ослабевает, контактные поверхности болтовых соединений подвергаются влиянию атмосферной влаги.

Если значения падения напряжения или сопротивления болтового соединения превышают более чем в 2 раза значения на участке целого провода, то производится ревизия соединения.

Электрическое сопротивление соединений проводов, выполненных обжатием, опрессованием, сваркой, скруткой не должно меняться с течением времени и не превышать 120 % сопротивления целого провода той же марки. Поэтому периодическая проверка состояния упомянутых типов соединений проводов и тросов в процессе эксплуатации *не требуется*.

Контроль изоляторов. Измерение сопротивления изоляции подвесных и опорных многоэлементных изоляторов производится в сроки, установленные системой планово-предупредительного ремонта, *но не реже одного раза в шесть лет* (за исключением стержневых и подвесных изоляторов из закаленного стекла). Сопротивление каждого подвесного изолятора или каждого элемента многоэлементного изолятора должно быть *не менее 300 МОм*. Контролируют многоэлементные изоляторы специальной штангой под напряжением.

Измерение сопротивления заземления опор и тросов, а также повторных заземлений нулевого провода производится не реже одного раза в 10 лет на всех опорах с разрядниками и защитными промежутками, на опорах с электрооборудованием, а также на тросовых опорах линий 110 кВ и выше при обнаружении на них следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой. На остальных опорах измерение производится выборочно (у 2 % общего числа опор с заземлителями в населенной местности и на участке с наиболее агрессивными,

оползневыми, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами).

Сопротивление заземляющих устройств зависит от удельного сопротивления грунта Σ . Например, для опор на напряжение свыше 1 кВ, на которых подвешен трос или установлены устройства грозозащиты, а также для железобетонных и металлических опор 3–35 кВ, установленных в населенной местности, сопротивление заземляющего устройства при $\Sigma = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ равно 10 Ом, а при $\Sigma > 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (и до 1000 Ом·м) – 20 Ом. Допускаемые сопротивления заземляющих устройств опор ВЛ напряжением выше 1000 В и до 35 кВ определяются из условия, при котором длительное протекание тока однофазного замыкания на землю по опоре не приводит к появлению опасных для человека потенциалов на ней и вблизи. Особую опасность в этом отношении представляют опоры, на которых установлены разъединители.

Сопротивление заземляющих устройств железобетонных и металлических опор в сети с изолированной нейтралью должно быть не выше 50 Ом. Измерение сопротивления заземляющих устройств ВЛ напряжением до 1 кВ производится на всех опорах с заземлителями грозозащиты и повторными заземлителями нулевого провода. У остальных железобетонных и металлических опор измерение производится выборочно (у 2 % общего числа опор).

Сопротивление заземляющего устройства при напряжении 380/220 В и удельном сопротивлении грунта $\Sigma \leq 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ составляет 30 Ом. Если $\Sigma > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, сопротивление заземляющего устройства должно быть не более $0,3 \Sigma$.

Определение степени загнивания деталей деревянных опор. Загнивание деревянных опор зависит от условий работы их деталей, качества древесины и ее пропитки. Более интенсивное загнивание происходит в зоне переменной влажности (примерно 0,5–0,8 м ниже уровня земли). В наземной части наиболее подвержены загниванию места сочленения деталей. Проверка степени загнивания производится не реже одного раза в три года, а также перед подъемом на опору. Кроме того, рекомендуется *дополнительная проверка* древесины, предназначенной к замене. Дополнительная проверка проводится особо тщательно во избежание смены деталей, которые обладают еще достаточным запасом прочности и могут быть заменены при следующем очередном ремонте линий. Наименьший допустимый диаметр здоровой части деталей опор рекомендуется принимать: для стоек и пасынков линий до 35 кВ – 12 см, для линий 110 кВ и выше – 16 см, для траверс линий 35 кВ и ниже – 10 см и для линий 110 кВ и выше – 14 см. С учетом состояния и качества древесины ответственный за электрохозяйство может установить другие значения наименьшего допустимого диаметра древесины.

Проверка правильности установки опор производится при капитальном ремонте, а также по результатам обхода и осмотра ЛЭП. Существуют следующие нормированные допуски: отклонения опоры (отношение отклонения верха опоры к ее высоте) от вертикальной оси вдоль и поперек ВЛ (для одностоечных железобетонных опор это отношение равно 1/500), отношение отклонения оси траверсы от горизонтали (уклон траверсы) к длине траверсы для порталых опор на оттяжках (например, для металлических опор при длине траверсы до 15 м это отношение равно 1/150), разворот траверсы относительно оси линии (например, для деревянных опор на угол 5°).

Проверка тяжения в оттяжках опор. Устойчивость опор с шарнирно закрепленными стойками и оттяжками определяется тяжением в оттяжках. В случае ослабления оттяжек нарушается расчетная схема работы опоры, поэтому рекомендуется проводить проверку их тяжения после сдачи линии в эксплуатацию, когда в результате осадки и деформации неуплотненного грунта может измениться натяжение оттяжек, а в дальнейшем – по необходимости. Значение тяжения в оттяжках не должно отличаться от проектного более чем на 10 %.

Внешние измерения. При внешних измерениях выявляют ослабление сечений расчетных элементов металлических опор коррозией, а в железобетонных опорах с ненапряженной арматурой определяют количество и ширину трещин. Для деревянных опор резьба болтов в местах сочленения деталей должна выступать над гайкой 40–100 мм; врубка, затесы и отколы деталей допускаются на глубину не более 10 % их диаметра в данном сечении. Внешние измерения производятся по мере необходимости по местным инструкциям.

На основании проверок металлических опор устанавливается необходимость возобновления окраски. Площадь ослабления сечений расчетных элементов металлических опор коррозией не должна превышать 20 % площади поперечного сечения. Состояние металлических подножников опор и анкеров оттяжек определяется с выборочным вскрытием грунта на отдельных участках линий, различающихся по характеру грунта и глубине почвенных вод. В случае обнаружения сильного ржавления подножников производят откопку и проверку состояния подножников у нескольких опор на этом же участке линии. При наличии у этих опор сильного ржавления возобновляется защитное покрытие подножников опор на всем участке.

Ширина раскрытия трещин для железобетонных опор с ненапряженной арматурой составляет не более 0,2 мм, количество таких трещин должно быть не более шести на 1 м ствола опоры, количество волосяных трещин не нормируется. В железобетонных опорах с напряженной

арматурой появление трещин при эксплуатационных нагрузках не допускается. Ширина раскрытия трещин и их количество влияют на механическую прочность и долговечность службы опоры. Если трещины в бетоне доходят до арматуры, внешние нагрузки воспринимаются лишь арматурой и механическая прочность опоры снижается. По трещинам в бетоне поступает влага к арматуре, что приводит к появлению раковин от коррозии.

Проверка срабатывания защиты линии до 1000 В с заземленной нейтралью. При замыкании фазного провода на нулевой провод в конце линии ЛЭП должен срабатывать защитный аппарат, установленный в начале линии. Для проверки срабатывания защиты измеряется полное сопротивление петли, образуемой фазным и нулевым проводами («фаза-нуль»), и рассчитывается ток однофазного КЗ или с помощью специальных приборов непосредственно измеряется ток однофазного короткого замыкания.

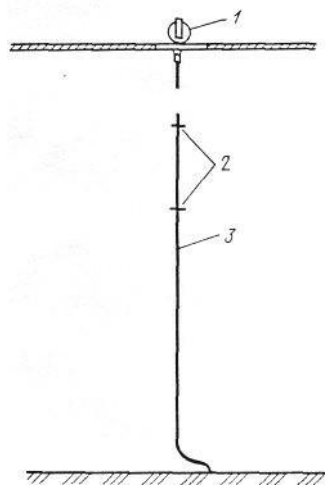
3. ТЕХНОЛОГИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАБОТ

Способы измерения габаритов и стрел провеса проводов. Наиболее точным и простым способом измерения габарита является непосредственное измерение под напряжением с помощью специальной изолирующей штанги. Один электромонтер в месте измерения одним концом штанги касается провода, другой монтер замеряет расстояние от нижнего конца штанги до поверхности земли (дороги, железнодорожного полотна и др.). Сумма длины штанги и этого измеренного расстояния определяет габарит. Габарит в месте пересечения двух линий определяется разностью габаритов каждой линии. Для измерения стрелы провеса с помощью штанги определяют габарит линии и расстояние от места крепления провода к изолятору до поверхности земли. Разница между измеренными величинами равна значению стрелы провеса провода (при прохождении трассы по ровной местности). Стрелу провеса измеряют также с помощью двух реек. Для этого электромонтеры по одному располагаются на двух опорах и устанавливают визирные рейки. По команде одного из монтеров или производителя работ обе рейки перемещают до такого положения, при котором низшая точка провода совпадает с прямой линией, соединяющей обе визирные рейки. Расстояние от места крепления провода до одной из реек составляет стрелу провеса. Правильное определение стрелы провеса достигается при одинаковом расстоянии обеих реек до мест крепления провода. Габарит ВЛ можно измерять также с помощью капроновых и хлопчатобумажных канатов, на которых через каждые 0,5 м нанесена маркировка.

Измерение габарита ЛЭП с помощью капронового каната ведут в

такой последовательности. На опору, не доходя 2 м до уровня изолирующих подвесок, поднимается электромонтер и устанавливает блок бесконечного каната. Затем по этому канату он поднимает изолирующую штангу и в специальном чехле ролик с измерительным капроновым канатом. С помощью штанги ролик устанавливают на проводе, второй конец капронового каната держит второй электромонтер, находящийся на земле. После установки ролик с помощью капронового каната вторым электромонтером передвигается до места измерения габарита. По отметкам на канате определяется расстояние от ролика (проводов) до поверхности земли (рис. 16). После измерения ролик возвращается к опоре и снимается первым электромонтером с помощью изолирующей штанги.

Рис. 16. Измерение габарита ЛЭП с помощью капронового каната: 1 – ролик, 2 – отметки, 3 – капроновый канат



Так как эти работы выполняются под напряжением, то к работе допускаются только специально обученные лица. Запрещается производство работ в сырую погоду.

Стрелу провеса и габарит линии определяют также с помощью оптических приборов (теодолита), однако их использование требует специального обучения. Для измерения габарита теодолит устанавливают на некотором расстоянии от оси ВЛ, определяют расстояние от места установки теодолита до проекции провода на поверхность земли (I) и измеряют угол φ между горизонталью и воображаемой линией, между трубкой теодолита и проводом.

В дальнейшем габарит определяют по формуле: $H = h + \ell \cdot \operatorname{tg} \varphi$, где ℓ – расстояние от места установки теодолита до проекции провода; φ – измеренный угол; h – высота расположения оптической трубки теодолита.

Для определения габарита линии используется также карманный высотомер, масса которого 120–150 г. Высотомер представляет собой коробку, в одно из оснований которой вставлено стекло с нанесенными на нем двумя рисками. На другом основании сделаны два отверстия.

Для измерения габарита под проводом устанавливают колышек и отходят на такое расстояние, чтобы при визировании одна риска на стекле прибора совпала с проводом, а другая – с вершиной колышка.

Далее измеряют расстояние от места установки прибора до колышка и высоту колышка.

Измеренное расстояние делят на коэффициент высотомера (обычно он равен 2), прибавляют высоту колышка и получают габарит линии электропередачи.

Замеры необходимо производить в безветренную погоду, так как под действием ветра происходит отклонение проводов, что вносит погрешность в определение измеряемых величин. Кроме того, при измерениях обязательно записывают температуру наружного воздуха, чтобы внести в результаты измерений соответствующие поправки в зависимости от изменения температуры.

Регулировка стрел провеса проводов и тросов. Перед началом работ расчетом определяют длину вставки (или вырезки), необходимую для регулировки стрелы провеса. После отключения линии и подготовки рабочего места на опорах устанавливаются раскаточные ролики и провод из поддерживающих зажимов перекладывается в эти ролики по всему анкерному пролету. Затем на одной из анкерных опор провод расцепляется и опускается на землю с помощью такелажных приспособлений и тяговых механизмов. После этого в одном из пролетов производится либо вырезка, либо вставка с помощью соединителей. Марка провода вставки должна быть идентична марке провода линии. После этого провод вновь натягивается и крепится к анкерной опоре, а на промежуточных опорах производится перекладка проводов с роликов в поддерживающие зажимы.

Если длина вставки или вырезки незначительна (0,2–0,6 м), регулирование стрел провеса осуществляется за счет изменения крепления проводов на анкерных опорах. Для увеличения стрелы провеса добавляются изоляторы в гирлянду или изменяется конструкция арматуры, например между траверсой и натяжными гирляндами устанавливаются удлинители. Уменьшение стрелы провеса производится заменой сцепной арматуры на более короткую.

Регулировка стрел провеса на ВЛ 0,38–10 кВ не отличается от вышеизложенной. Как показывает опыт эксплуатации, регулировка проводов на этих линиях в основном производится в летнее время. При этом стрела провеса устанавливается на глазок, что в ряде случаев приводит к перетяжке провода и в дальнейшем к обрыву его в зимнее время.

Кроме того, для вязки проводов при регулировке стрел провеса на линиях 0,38–10 кВ необходимо использовать новые провода, так как

при использовании старых не удастся качественно выполнить вязку.

Ремонт проводов и тросов. При незначительном повреждении проводов оборванные единичные жилы провода закручивают или накладывают бандаж на провод в месте повреждения.

При большом числе оборванных жил производится замена дефектного участка провода. Для избежания раскручивания наружных проводов отрезок нового провода должен иметь то же направление свивки, что и ремонтируемый. Длина вставки должна быть не менее 5 м (для провода сечением до 50 мм²), 10 м (для провода сечением 70–95 мм²), 15 м (для провода сечением 120–185 мм²), 30 м (для проводов сечением 240 мм² и более). При указанных длинах вставок обеспечивается равномерное натяжение отдельных проволок.

При опускании провода механическое напряжение в нем постепенно возрастает до тех пор, пока провод не ляжет на землю. Тяжение в проводе возрастает в 1,5–1,8 раза и поэтому в месте повреждения может произойти разрыв. Для предотвращения обрыва провода, у которого повреждена стальная жила, сначала опускают провод в смежных пролетах, а затем в ремонтируемом пролете или предварительно усиливают место повреждения перемычкой.

Для ремонта провода при его повреждении в промежуточном пролете используется телескопическая вышка типа ТВ-26 с грузовой лебедкой.

При ремонте провода телескопическую вышку устанавливают в трех положениях.

Первое промежуточное (для установки монтажных приспособлений и такелажа) положение. Телескопическую вышку подводят задним ходом перпендикулярно оси линии к опоре, с которой предполагается опускать провод, и останавливают на расстоянии 3,0–3,5 м от опоры. Устанавливают телескопическую часть вышки в вертикальное положение, после чего подводят вышку.

Второе промежуточное (для опускания провода) положение. Телескопическую вышку отводят от опоры на расстояние, равное высоте опоры, и устанавливают на домкраты.

Стационарное (для монтажа вставки) положение. Телевышку подводят к месту монтажа вставки, располагают ее вдоль оси линии и устанавливают на домкраты.

Согласно технологии производства работ, ремонт провода с опусканием его на землю и монтажом вставки выполняют в такой последовательности:

- разгружают инструмент, приспособления и подготавливают рабочее место (проверяют отсутствие напряжения, устанавливают защит-

ные заземления на опорах 2 и 5 (рис. 17);

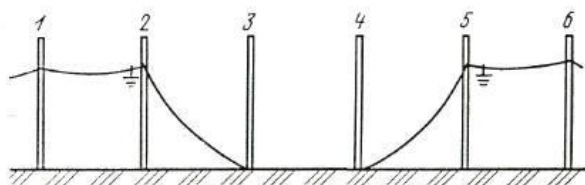


Рис. 17. Схема наложения заземлений: 1–6 – номера опор

- устанавливают телескопическую вышку в первое промежуточное положение у опоры 3, смежной с ремонтируемым пролетом, и укрепляют на опоре бесконечный канат;
- с помощью бесконечного каната поднимают на опору монтажные приспособления и закрепляют их на траверсе, к которой подвешен ремонтируемый провод;
- к стойке опоры на расстоянии 200 мм от уровня земли крепят нижний отводной блок (рис. 18);

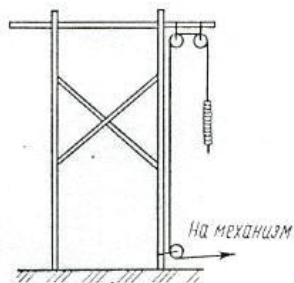


Рис. 18. Отпускание и подъем проводов на опору при сечении провода 95–185 мм²

- ходовой конец тягового каната пропускают через нижний отводной блок, после чего поднимают его на опору с помощью бесконечного каната, пропускают через верхний отводной блок и прикрепляют к гирлянде с помощью ваймы – специального хомута, который подводится под тарелку изолятора;
- устанавливают телескопическую вышку во второе промежуточное положение;
- переносят провод ремонтируемой фазы на вайму с помощью грузовой лебедки, после чего отцепляют гирлянду от траверсы;
- опускают провод с гирляндой на землю;
- в той же последовательности опускают провод с другой смежной опоры;
- заземляют провод в месте монтажа вставки;
- измеряют длину вырезаемого участка и отмечают места разрезания провода метками из бандажной проволоки;
- с двух сторон от вырезаемого участка на расстоянии 1,5 м от меток устанавливают два монтажных клиновых зажима;
- крепят блоки полиспаста к клиновым зажимам;
- устанавливают телевышку в стационарное положение;

- соединяют ходовой конец полиспаста с тяговым канатом;
- переносят тяжение с поврежденного участка провода на полиспаст и ставят тяговый механизм на тормоз (рис. 19);

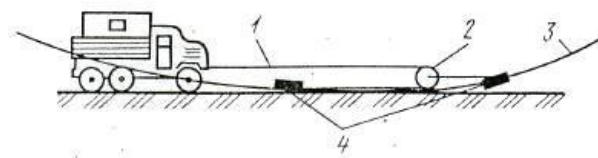


Рис. 19. Схема снятия тяжения с поврежденного провода:

1 – тяговый канат, 2 – блок, 3 – провод, 4 – клиновый зажим

- вырезают дефектную часть провода;
- измеряют длину вставки и вырезают ее (замер необходимо производить непосредственно по длине вырезанного участка провода с учетом длины концов провода для заделки в зажимах);
- монтируют вставку провода;
- снимают с провода монтажные приспособления, а затем переносное заземление в месте монтажа вставки;
- устанавливают телевышку во второе промежуточное положение возле одной из опор, смежной с ремонтируемым пролетом;
- поднимают провод с гирляндой на опору, восстанавливают крепление гирлянды с траверсой и снимают с опоры монтажные приспособления;
- поднимают провода на другую смежную опору;
- снимают защитные заземления;
- собирают и грузят на автовышку инструмент и приспособления.

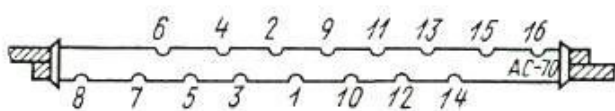


Рис. 20. Порядок обжатия овального соединения при соединении сталеалюминиевых

проводов

Надежность работы отремонтированного участка зависит от качества выполнения соединения проводов. Существует несколько способов соединения проводов. Предварительно соединители очищают от грязи и смазки, их внутреннюю поверхность обрабатывают стальным ершом для удаления окиси, протирают сухой тряпкой и покрывают тонким слоем смазки ЗЭС или техническим вазелином. Таким же образом подготавливают концы проводов. После подготовительных работ производят соединения проводов. Наиболее распространено соединение с помощью обжатия или скручивания овальных соединителей. При соединении методом обжатия овальных соединителей концы проводов вводят в соединитель внахлестку, чтобы они выходили из соединителя на 40–50 мм (рис. 20). Если предусматривается соединение сваркой с помо-

щью термитных патронов, следует выпускать провод из соединителя на $2/3-3/4$ длины соединителя. Обжатие овальных соединителей производят с помощью монтажных клещей, показанных на рис. 21.

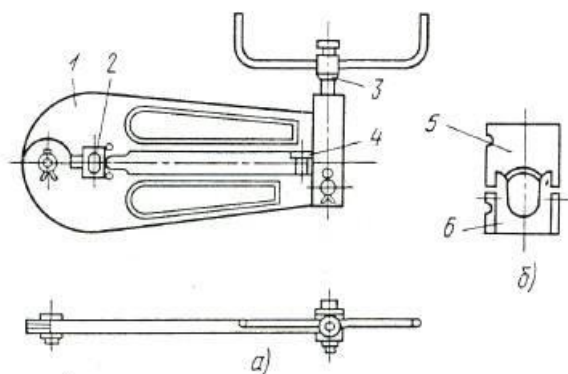


Рис. 21. Монтажные клещи МИ-19А (а) и вкладыши к ним (б): 1 – корпус, 2, 5, 6 – вкладыши; 3, 4 – нажимной и регулировочный винты

Перед обжатием проверяют соответствие маркировки вкладышей маркировкам соединителей, а также соответствие размера ручья вкладышей размеру монтируемого овального соединителя. На соединитель наносят риски, которые должны быть расположены в «шахматном порядке». Кроме того, первый и последний сжимы на соединителях производят со стороны обрезанных концов сращиваемых проводов. С помощью регулировочного винта устанавливают глубину обжатия.

Соединитель с введенными в него концами проводов вставляют в нижний вкладыш перпендикулярно рычагам клещей, и нажимным винтом сближают рычаги клещей до соприкосновения нижнего и верхнего вкладышей. В таком положении дается выдержка времени в 1 мин для фиксации высоты сжима. Глубина обжатия определяется по специальной таблице. Последние сжимы со стороны выхода проводов из соединителя не выполняются, что улучшает условия работы провода. При соединении сталеалюминиевых проводов марок АС-120, 150, 180 обязательно применяют алюминиевые распорки, которые располагаются между соединяемыми концами проводов. Применение распорки, имеющей двояковогнутую форму, способствует увеличению поверхности соприкосновения проводов и равномерному распределению усилия обжатия. При соединении сталеалюминиевых проводов сечением до 95 мм^2 не обеспечивается достаточная механическая прочность, так как стальной однопроволочный сердечник, воспринимающий более половины допускаемого усилия тяжения по проводу, не удастся деформировать соединителем. Механическую прочность соединений сталеалюминиевых проводов, выполненных обжатием овальных соединителей, можно увеличить с помощью гидравлических прессов (марок МГП-12, МИ-2) вместо клещей МИ-19. Для получения надежных соединений многопроволочных стальных проводов рекомендуется устанавливать по два со-

единителя на каждое соединение.

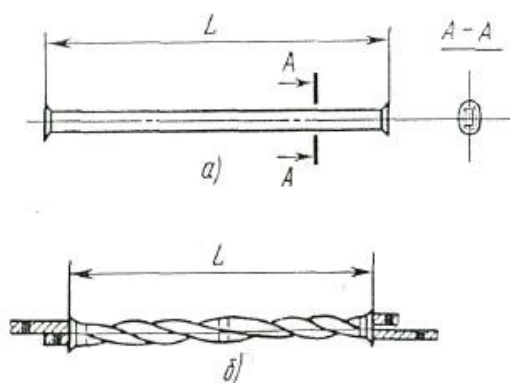


Рис. 22. Соединение проводов, выполненное скручиванием овального соединителя: а – соединитель, б – скрученный соединитель с введенными концами проводов

В настоящее время более широкое применение нашло соединение проводов способом скручивания овального соединителя. Соединенные таким способом провода образуют винтовую линию (рис. 22). В таком соединении полнее используются механические и электрические характеристики самого соединителя. Для соединения способом скручивания применяются такие же овальные соединители, как и для соединений, выполненных способом обжатия. Для соединения проводов сечением до 50 мм^2 используют приспособления типа МИ-189, до 120 мм^2 – МИ-190, до 120 мм^2 и более – МИ-230 (рис. 23).

Приспособление состоит из следующих частей: основания, на котором установлены подвижный зажим и неподвижная стойка, планшайбы, которая свободно поворачивается в стойке, разъемных плашек, размещенных в планшайбе и подвижном зажиме и удерживающих соединитель с помощью болтов. В планшайбе имеются четыре отверстия для поворачивания ее в процессе скручивания.

Соединитель с введенными концами проводов устанавливают в подвижном зажиме и плашках планшайбы, при этом концы соединителя должны выходить за плашки не более чем на 10–15 мм. Устанавливают верхние части плашек, закрепляют их болтами и с помощью ломика поворачивают планшайбу. Затем переставляют ломик в следующее отверстие планшайбы и поворачивают ее опять. Количество поворотов планшайбы определяется по специальной таблице и для основного типа проводов равно 4,0–4,5.

Для соединения стальных канатов сечением более 50 мм^2 , а также сталеалюминиевых и алюминиевых проводов сечением 240 мм^2 и более используются *фасонные соединители*, которые изготавливают двух типов. Для соединения многопроволочных проводов, выполненных из одного материала, используется фасонный соединитель, состоящий из толстостенной трубки фасонного сечения, из того же материала, что и провод, но имеющего несколько меньшую твердость, чем материал про-

вода. Комбинированные биметаллические многопроволочные провода соединяются с помощью двух толстостенных трубок фасонного сечения, каждая из которых выполнена из того же материала, что и провода. Фасонные соединители предназначены для соединения проводов встык. Для этого каждый конец провода вводится до середины фасонного соединителя и путем опрессовки гидравлическим прессом зажимается. При опрессовке фасонного соединителя происходит значительная деформация соединителя, поэтому их называют соединителями, прессуемыми «с овала на круг».

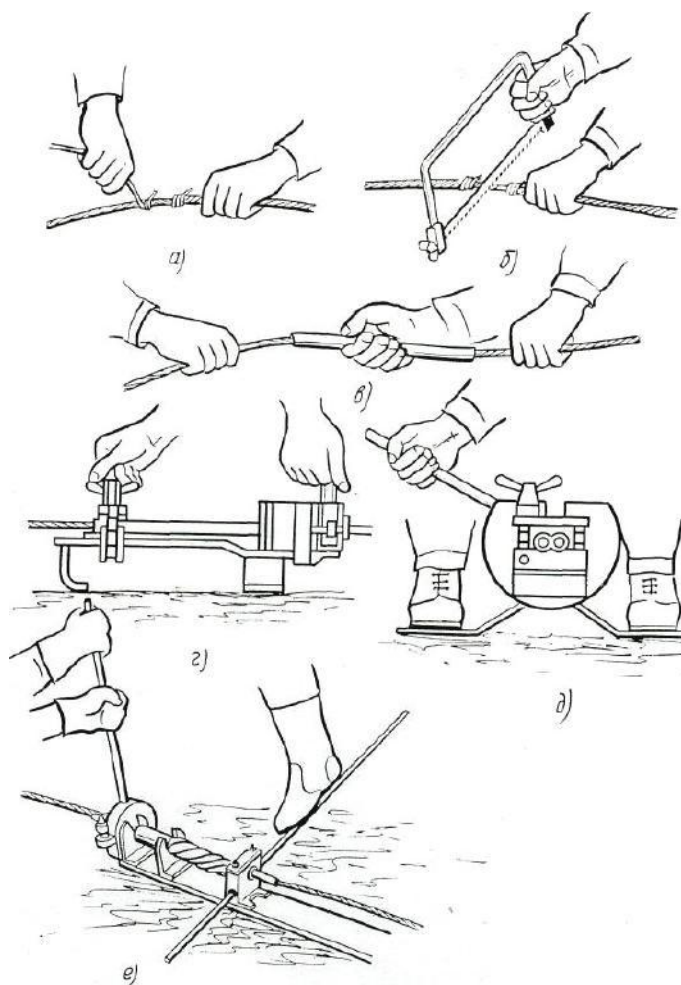


Рис. 23. Соединение проводов скручиванием овальных соединителей: а – наложение бандажей в месте отреза, б – резка провода, в – укладка подготовленных концов проводов в соединитель, г – установка соединителя с проводами в приспособление, д, е – скручивание соединителя с помощью приспособлений МИ-189 (МИ-189А) и МИ-190 (МИ-230А)

При соединении сталеалюминевых проводов первоначально

стальные части проводов соединяют в стальной части соединителя путем опрессовывания. Первое опрессовывание производят в середине соединителя, затем производят опрессовывание попеременно от середины в обе стороны. После этого алюминиевый корпус соединителя надвигают на его стальную часть, при этом она должна быть расположена на равном расстоянии от торцов алюминиевого корпуса.

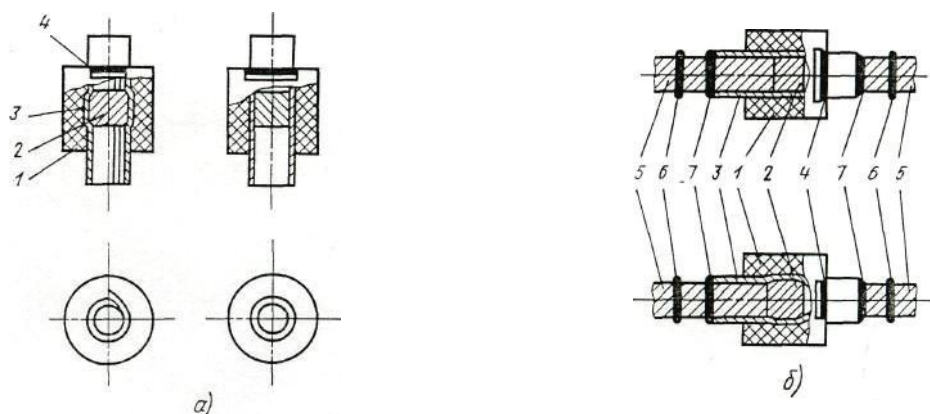


Рис. 24. Конструкция термитного патрона (а) и его положение на проводе перед сваркой (б): 1 – термитная масса, 2 – вкладыш, 3 – кокиль, 4 – наклейка, 5 – провод, 6 – ограничительный бандаж, 7 – асбестовое уплотнение

Симметричность расположения стальной части соединителя может быть проверена прибором контроля соединителей (ПКС), в котором использован принцип взаимодействия постоянного магнита со стальной частью соединителя. После контроля расположения стальной части соединителя на алюминиевом корпусе наносят отметки. Опрессовывание алюминиевого корпуса производят от каждой отметки по направлению к торцам алюминиевого корпуса. Для опрессовывания фасонных соединителей используют гидравлический пресс с ручным приводом МИ-1 или с приводом ПО-100 или ПОА-200 от двигателя внутреннего сгорания.

При выполнении сварного соединения в виде петли провода обезжириваются, торцуются, сгибаются в петлю и свариваются с помощью *термитного патрона*. Термитные патроны (рис. 24) представляют собой термитную массу, напрессованную на стальной кокиль с вкладышем. При сгорании термитной массы выделяется большое количество теплоты, вследствие чего происходит сварка проводов. Термитная сварка производится в специальных сварочных приспособлениях, в которых крепится термитный патрон и обеспечивается двусторонняя подача проводов по мере сгорания термитной массы и расплавления металла внутри кокиля термитного патрона. После установки проводов с термит-

ным патроном в сварочном приспособлении и подготовки последнего к работе накладываются асбестовые шнуровые уплотнительные бандажы, необходимые для предотвращения вытекания расплавленного металла из зоны сварки. Патрон поджигается термитной спичкой. При сгорании термитной массы происходят расплавление металла вкладыша и подача провода, в результате которых в зоне сварки металл вкладыша и провода перемешивается. При сварке проводов сечением 120 мм² и более в термитных патронах просверливают вертикальное отверстие диаметром 6–16 мм по центру термитной массы до алюминиевого вкладыша, в которое вводится присадка (прутки из электротехнического алюминия). Присадка плавится, и жидкий алюминий поступает в зону сварки. После сварки шлак сбивают с кокиля и с помощью отвертки и кусачек удаляют сам кокиль, сварное соединение очищается от наплывов и заусенцев.

К работе по термитной сварке проводов допускаются лица, обученные приемам сварки и могущие выполнить сварку самостоятельно.

При сравнительно небольших повреждениях проводов (например, из 19 проволок в проводе повреждено три-пять проволок) их ремонт производится без вырезки путем установки ремонтных муфт. *Ремонтная муфта* для проводов сечением до 185 мм² представляет собой разрезанный вдоль овальный соединитель, предназначенный для соединения проводов, сечение которых меньше сечения ремонтируемого провода. При ремонте, например, провода типа АС-120 марка овального соединителя, применяемого для изготовления муфты, берется типа СОАС-95. В случае повреждения провода от вибрации перед наложением ремонтной муфты поврежденные проволоки вырезают на расстоянии 0,5 м в обе стороны от места повреждения и в освободившиеся места вкладывают новые проволоки от провода той же марки. Ремонтные муфты устанавливают в местах разреза проволок.

При монтаже ремонтную муфту разводят вдоль разреза, чтобы муфта свободно надевалась на провод. При установке муфты поврежденные проволоки должны находиться посередине муфты. С помощью молотка и подкладки (упора) заводят один край муфты под другой для опрессовки. До начала опрессовки по краям муфты накладывают бандажы, чтобы муфта не смещалась. Для опрессовки применяются прессы МГП-12 и МИ-2. Длина ремонтных муфт зависит от величины повреждения провода.

Для ремонта проводов используют также ремонтные зажимы, состоящие из корпуса и крышки, и в собранном виде представляют алюминиевую трубу. Для ремонта наиболее распространенных проводов (АС-95, АС-185 и др.) выпускают ремонтные зажимы РАС-3. Подготовка к соединению проводов с помощью ремонтных зажимов аналогична

подготовке к соединению проводов овальными соединителями.

Контроль соединений проводов. При эксплуатации проводов необходимо определить сопротивления болтовых соединений. Так как болтовые соединения применяются в петлях проводов на анкерных опорах, то измерение сопротивления может производиться с опоры. Качество соединения определяется коэффициентом дефектности, который представляет отношение сопротивления провода в месте соединения к сопротивлению такого же по длине участка целого провода. При коэффициенте дефектности $k > 2$ болтовые соединения ВЛ 35 кВ должны пройти ревизию. Определение сопротивления контактного соединения производят путем замера величины падения напряжения на участке провода с соединителем с помощью универсальной измерительной штанги (рис. 25).

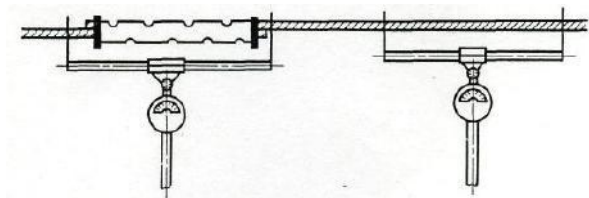


Рис. 25. Определение переходного сопротивления контактного соединения с помощью измерительной штанги

Контроль изоляторов. Контроль изоляторов производят путем измерения напряжения на изоляторе с помощью изолирующей штанги и измерительной головки с переменным или постоянным искровым промежутком.

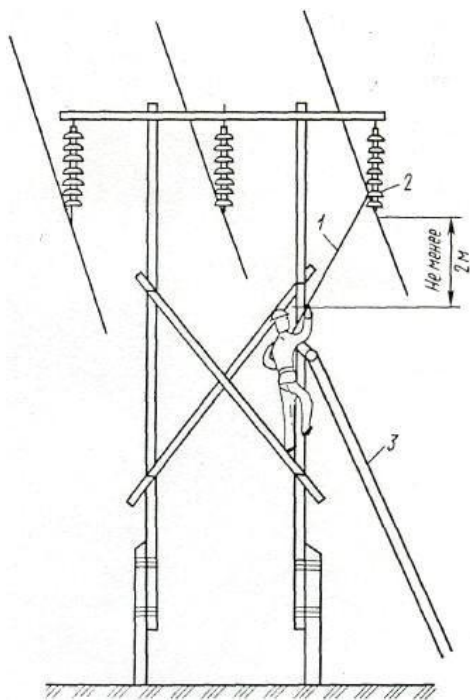


Рис. 26. Контроль изоляторов с помощью измерительной штанги:

1 – измерительная штанга, 2 – контролируемый изолятор, 3 – бесконечный канат

Электромонтер поднимается на опору и на расстоянии 2 м от уровня проводов устанавливает блок бесконечного каната, по которому

на опору поднимается измерительная штанга. Электромонтер накладывает щуп головки измерительной штанги на шапки двух смежных изоляторов крайней изолирующей подвески (рис. 26). Пробой искрового промежутка при использовании штанги с постоянным искровым промежутком свидетельствует об исправности изолятора. Проверку изоляторов начинают от траверсы.

При применении штанги с переменным искровым промежутком накладывают щуп головки измерительной штанги на шапки двух смежных изоляторов, поворачивают штангу вокруг оси до пробоя искрового промежутка и по показанию стрелки прибора измерительной головки определяют напряжение пробоя. По окончании проверки изоляторов крайней изолирующей подвески с этой же стойки опоры производят проверку изоляторов средней изолирующей подвески. Затем измерительную штангу по бесконечному канату опускают на землю и поднимают к электромонтеру, находящемуся на второй стойке опоры. Второй электромонтер проверяет изоляторы второй крайней изолирующей подвески. Результаты измерений записывают в ведомость проверки линейной изоляции.

К этим работам допускаются специально обученные лица. При выявлении в гирлянде 50 % дефектных изоляторов дальнейшие измерения должны быть прекращены. При работах на анкерно-угловых опорах ВЛ 35 кВ запрещается производить измерения, устанавливая штангу между петлей провода и гирляндами изолирующей подвески.

Проверка сопротивления изоляторов на линиях может быть осуществлена с помощью мегаомметра при снятом напряжении. Кроме того, иногда используются специальные испытательные устройства, с помощью которых на линию подают повышенное напряжение.

Замену дефектных изоляторов или целиком гирлянды изоляторов осуществляют без опускания или с опусканием провода. Перед началом работ проверяют состояние опор. У металлических опор особое внимание обращают на наличие болтов крепления опоры к фундаменту, у железобетонных – на отсутствие трещин, сколов, у деревянных – на загнивание древесины.

Замена гирлянды изоляторов без *опускания провода* производится следующим образом. После подготовки рабочего места на траверсе около изолирующей подвески устанавливают верхний блок бесконечного каната.

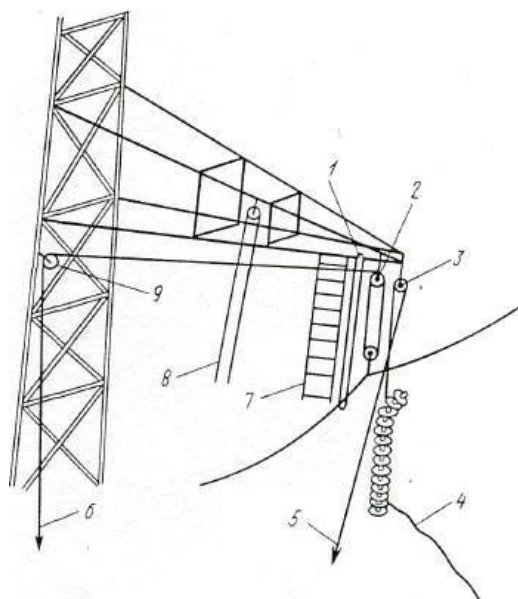


Рис. 27. Замена гирлянды изоляторов без опускания провода: 1 – страхующая петля, 2 – полиспаст, 3 – блок № 1, 4 – оттяжка, 5 – тяговый канат, 6 – ходовой конец полиспаста (на блок №3), 7 – лестница, 8 – бесконечный канат, 9 – блок № 2

По бесконечному канату электромонтер поднимает на траверсу блоки № 1 и № 2, полиспаст, лестницу, страхующую петлю и тяговый канат (рис. 27). У основания опоры устанавливается блок № 3. Ходовой конец полиспаста заряжают через блоки № 2 и № 3 и подают на тяговый механизм. Тяговый канат заряжают через блок № 1 и одним концом закрепляют за ремонтируемую изолирующую подвеску между вторым и третьим изоляторами, второй конец опускают на землю. В необходимых случаях к изолирующей подвеске привязывают оттяжку из хлопчатобумажного каната.

По команде производителя работ с помощью полиспаста подтягивают провод к опоре до ослабления гирлянды изоляторов. Ходовой конец полиспаста закрепляют за опору, и гирлянду отсоединяют от провода. После закрепления ходового конца каната полиспаста блок № 3 освобождается. Нижний конец капронового тягового каната, соединенного с гирляндой, заряжают в блок № 3, и на канат принимают нагрузку гирлянды. Затем гирлянда отсоединяется от траверсы и опускается на землю. С помощью тягового каната поднимается новая гирлянда, которая сначала крепится к траверсе, а затем к проводу. Затем этот канат убирается, нагрузка от провода с полиспаста переводится на изолирующую подвеску. Затем с опоры убирают все приспособления и инструмент.

Замена гирлянды изоляторов с *опусканием провода* производится в случае невозможности проведения работ с траверсы или со стойки опоры. На траверсе около гирлянды устанавливают блок № 1, около стойки опоры – блок № 2 и у основания опоры – блок № 3. Затем через эти блоки пропускают стальной канат, один конец которого с помощью захвата крепится к проводу, другой конец соединяется с тяговым меха-

низмом. К изоляторам крепится оттяжка хлопчатобумажного каната. Стальной канат предварительно натягивается, и изоляторы привязываются к канату. После этого величину тяжения с помощью тягового механизма увеличивают до ослабления сцепной арматуры подвески, и подвеска отсоединяется от траверсы. Затем провод с подвеской опускается на землю, ремонтируется или заменяется на новый. Отремонтированная подвеска привязывается к стальному канату, вместе с проводом поднимается на опору и крепится к траверсе. Привязывание подвески к стальному канату в нескольких местах обеспечивает вертикальный подъем подвески и облегчает крепление ее к траверсе. После закрепления стальной канат ослабляется, и нагрузка от провода переходит на изолирующую подвеску.

На ЛЭП, где масса провода незначительна, возможна замена изоляторов *с применением телескопической вышки*. После допуска бригады к работе телескопическую вышку устанавливают под дефектной изолирующей подвеской, и два электромонтера влезает в корзину вышки. По бесконечному канату в корзину подаются инструмент, приспособления и новые изоляторы. По команде производителя работ корзина телескопической вышки поднимается до соприкосновения с проводом. При дальнейшем подъеме корзины ослабляется изолирующая подвеска. Страхующей петлей изолирующую подвеску подвязывают к траверсе опоры ниже дефектного изолятора. Заменяют дефектный изолятор. В случае, если телескопической вышкой невозможно поднять провод, используют полиспасть, который устанавливают между траверсой опоры и проводом.

Замена дефектных штыревых изоляторов на промежуточных опорах линий 0,38–10 кВ осуществляется без опускания провода. После демонтажа вязок специальным ключом старый изолятор снимают со штыря, заменяют полиэтиленовый колпачок. Перед установкой полиэтиленовый колпачок размягчают в горячей воде при температуре 85–90 °С, затем ударами деревянного молотка насаживают на крюк. После этого устанавливают новые изоляторы и закрепляют провода.

В настоящее время широкое распространение получают работы по замене изоляторов под напряжением. К таким работам допускаются только специально обученные лица.

Определение степени загнивания деревянных опор. Наличие загнивания устанавливают путем простукивания древесины молотком по всей длине стойки. В местах загнивания при ударах звук получается глухим. Для правильного определения наличия загнивания простукивание производят в сухую и не морозную погоду. Состояние пасынков проверяют, откапывая их на глубину 0,5–0,6 м. В местах проверки на за-

гнивание измеряют наружный диаметр древесины матерчатой лентой. Для определения степени загнивания используются приборы, принцип действия которых основан на измерении усилия, с которым игла прокалывает древесину. На основании многочисленных измерений установлено, что игла проникает в загнившую древесину с усилием менее 300 Н (рис. 28). Прибор состоит из корпуса (3) с цилиндром (5), внутри которого перемещается игла (11) с указателем (7). На цилиндре (5) нанесена шкала, показывающая усилие, с которым игла входит в древесину. Величина хода цилиндра (5) в корпусе (3) равна величине углубления иглы. Вращая винт (2) ручкой (1), перемещают гайку (4) внутри корпуса. Прибор к опоре крепится с помощью цепи (9). Упор (12) обеспечивает устойчивость прибора при замерах. Для измерения степени загнивания вращением ручки углубляют иглу прибора в древесину и по шкалам определяют величину углубления иглы и усилие прокола. При наружном загнивании (усилие менее 300 Н) прокол продолжают до тех пор, пока усилие не станет больше 300 Н.

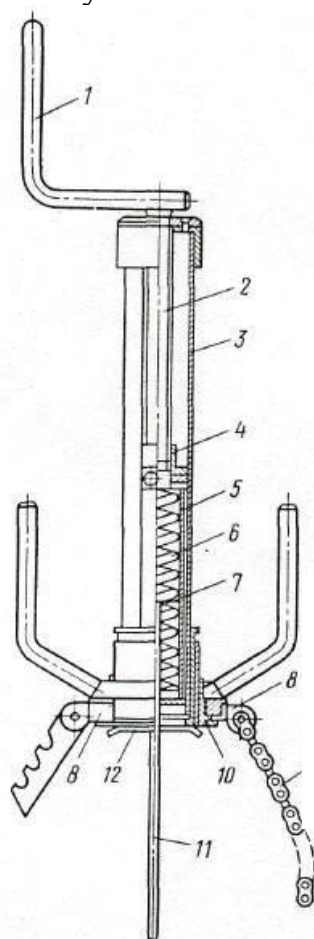


Рис. 28. Прибор для измерения глубины загнивания древесины с помощью иглы: 1 – ручка, 2 – винт, 3 – корпус, 4, 10 – гайки, 5 – внутренний цилиндр, 6 – пружина, 7 – указатель, 8 – ушки, 9 – цепь, 11 – игла, 12 – упор

Более удобным является прибор, в основу которого положено определение механической прочности древесины при ввертывании буравчика (рис. 29). При заглублении буравчика (1) пружина (4) закручи-

вается на угол, величина которого пропорциональна степени прочности древесины. На цилиндрической поверхности нанесены четыре одинаковые шкалы (5) (по 12 делений) условного сопротивления древесины смятию. Деления 1–3 соответствуют гнилой древесине, деление (4) соответствует незагнившей, но мягкой крупнослойной древесине (браковке не подлежит), деления (5), (6), (7) соответствуют древесине средней прочности, а (8–12) – древесине высокой прочности. Для определения видимого наружного загнивания производится прокалывание древесины нажатием. По рейке (2) (со шкалой) определяется глубина прокалывания, а по шкале (7) – усилие прокалывания.

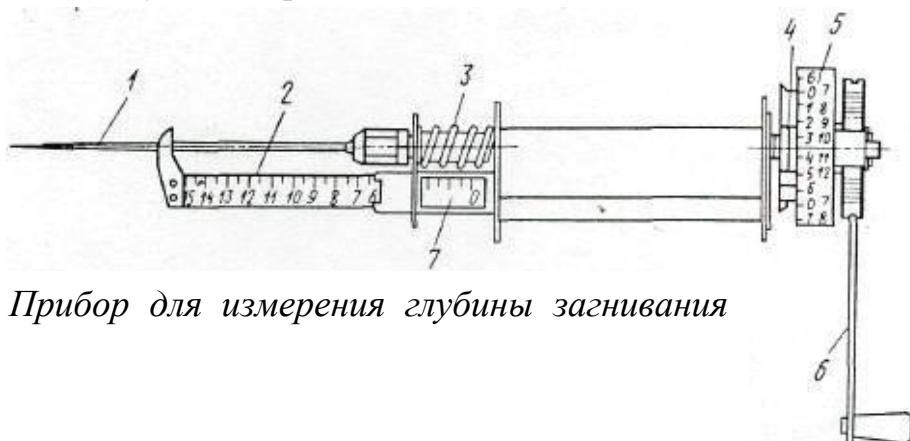


Рис. 29. Прибор для измерения глубины загнивания

Для неразрушающего контроля наличия загнивания в деталях деревянных опор может быть использован определитель загнивания древесины (ОЗД). Этот прибор работает по принципу фиксации изменения ультразвуковых колебаний при прохождении через древесину. В здоровой древесине ультразвуковые колебания распространяются практически без затухания, а в загнившей – происходит частичное поглощение колебаний. Определитель загнивания древесины состоит из излучателя и приемника, которые прижимаются к контролируемой древесине с противоположных сторон по сечению.

Индикатор прибора имеет три сектора: зеленый, желтый и красный. Положение стрелки в зеленом секторе означает, что древесина не имеет загнивания, положение стрелки в желтом секторе указывает на наличие незначительного загнивания, в красном – на наличие значительного загнивания. С помощью ОЗД возможно ориентировочно определить состояние древесины, поэтому этим прибором определяют допустимость подъема электромонтеров на опору для производства работ.

Загнивание пасынков и стоек замеряют с трех сторон под углом примерно 120° , а траверс – сверху и снизу. После измерений заполняют специальную ведомость, в которой указывают наружный диаметр места измерения, результаты замеров и данные линии (наименование линии,

тип опоры, ее номер и др.). На основании результатов измерения решается вопрос о ремонте опоры линии электропередачи. В случае, если древесина опоры сгнила до такой степени, что эквивалентный диаметр опоры, определяемый расчетом, меньше минимально допустимого диаметра, опора или ее детали должны быть заменены. Величина эквивалентного диаметра для различных видов загнивания (поверхностное, внутреннее, неполное внутреннее) определяется специальными расчетами. Если величина эквивалентного диаметра больше минимального диаметра на 2–4 см, то детали опоры проверяют более часто, так как считается, что процесс загнивания начался и скорость его равна примерно 1 см в год. При проверке на загнивание подземной части опор часто наблюдается выщелачивание антисептирующих веществ и наличие в начальной стадии поверхностного загнивания древесины. Для продления сроков службы стоек опор (пасынков) в их наземной части устанавливают *антисептический бандаж*, который состоит из наружного водонепроницаемого слоя (синтетическая пленка, рубероид и др.) и внутреннего слоя из антисептической пасты. Перед наложением антисептика участок очищают от гнили, затем наносят кистью антисептическую пасту слоем 3–5 мм и на обработанный участок накладывают ленту из синтетической пленки или рубероида, которую фиксируют с помощью гвоздей, а верхний обрез бандажа обвязывается проволокой диаметром 1–2 мм. Другая технология работ предусматривает заготовку гидроизоляционных листов с заранее наложенным антисептиком. Эти листы доставляются на линию и ими обертываются откопанные и очищенные стойки опоры. Все швы и верхняя кромка бандажа замазываются лаком.

Выправка опор. Технология производства работ при выправке опор зависит от конструкций опор, наличия специального инструмента и механизмов.

Выправка промежуточных П-образных деревянных опор вдоль оси линии производится следующим образом. Перед выправкой деревянных опор необходимо проверить древесину на загнивание. После допуска бригады к работе два электромонтера по стойкам поднимаются до траверсы, проверяют траверсу на загнивание и устанавливают бесконечные канаты (рис. 30).

По бесконечным канатам на траверсу поднимают и устанавливают две цепные стяжки, которыми стягивают стойки с траверсой. В случае если выправка опор осуществляется с полной откопкой котлованов, со стороны крена опоры устанавливают тормозные оттяжки, которые крепятся с одного конца к месту сопряжения стоек с траверсой опоры, а со второго – к полиспасту. Полиспаст прикрепляют к якорю, установленному в земле. Для оттяжек используют хлопчатобумажный канат диа-

метром не менее 20 мм. Затем поднимают тяговые канаты, которые одним концом петлей закрепляются за сопряжения стоек с траверсой опоры. Вторым концом тягового каната сцепляют с тяговым механизмом. В качестве тягового каната используют стальной трос диаметром не менее 13 мм. В случае необходимости ослабляют крепление проводов в глухих поддерживающих зажимах. По команде производителя работ дается предварительная нагрузка на оттяжки и тяговые канаты. После этого с противоположной крену опоры стороны бурят или откапывают котлованы. По команде производителя работ натягивают тяговый канат и одновременно ослабляют тормозные оттяжки до момента установки опоры в вертикальное положение. По окончании выправки опор котлованы засыпают грунтом с подсыпкой и трамбовкой щебнем или гравием. После выправки придают гирляндам вертикальное положение, закрепляют провод в зажимах и подтягивают все крепежные болты и бандажи.

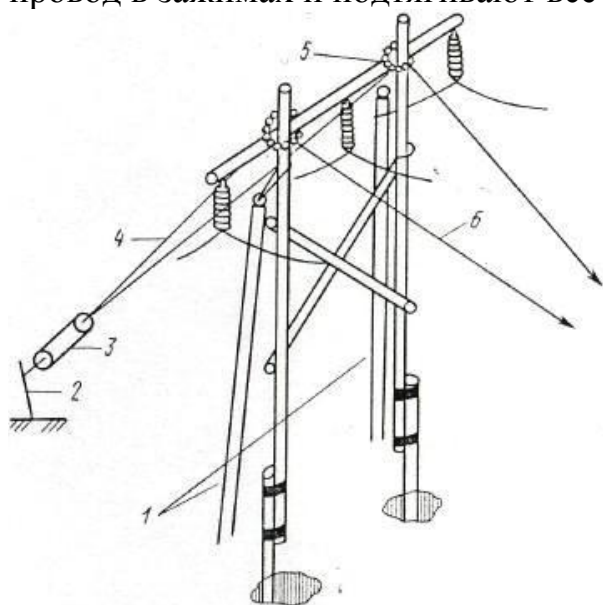
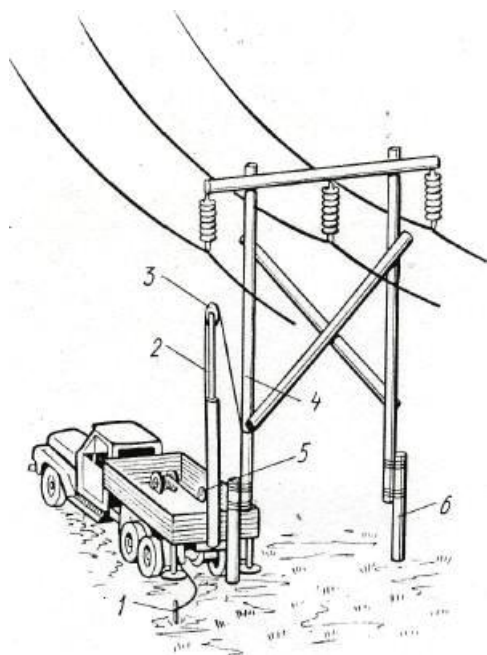


Рис. 30. Выправка опоры вдоль оси линии: 1 – бесконечные канаты, 2 – якорь, 3 – полиспаст, 4 – тормозные оттяжки, 5 – цепные стяжки, 6 – тяговые канаты

Во время работы тягового механизма запрещается электромонтерам находиться на опоре. Выправка опоры должна производиться плавно, без рывков. Запрещается производить выправку опор при загнивании древесины сверх допустимых норм.

Выправка перекоса деревянных промежуточных П-образных опор (рис. 31) осуществляется с помощью домкрата или телескопической вышки. При использовании телескопической вышки вместо корзины устанавливают специальную насадку с подъемным блоком (рис. 32). После допуска бригады к работе и проверки элементов опоры на загнивание к стойке опоры задним ходом подгоняют телескопическую вышку, выравнивают и заземляют ее.



*Рис. 31. Выправка перекоса опоры:
1 – заземление, 2 – тяговый канат,
3 – специальная насадка, 4 – стойка
опоры, 5 – отводной блок, 6 –
приставка*

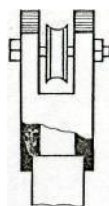


Рис. 32. Специальная насадка

Телескоп при подъеме к опоре устанавливается вертикально, но не выдвигается. Конец тягового каната грузовой лебедки телескопической вышки пропускают через подъемный блок и закрепляют к выправляемой опоре выше ее приставки. После этого предварительно натягивают тяговый канат и ослабляют старые бандажы. По команде производителя работ стойку опоры поднимают до нормального положения и устанавливают два цепных бандажя. Затем заменяют старые проволочные бандажы, снимают цепные бандажы, отвязывают тяговые канаты, снимают заземления с телескопической вышки, и вышка отъезжает от опоры. При проседании обеих стоек опоры выправку их производят поочередно.

При отсутствии телескопической вышки или невозможности ее подъезда к опоре выправка стоек опоры производится с помощью домкратов. Для выправки под торец просевшей стойки на шпалу устанавливают домкрат (рис. 33). Между выдвижным винтом домкрата и торцом стойки устанавливают деревянную прокладку и выдвигают винт домкрата до упора в торец просевшей стойки. Рядом с проволочными бандажями устанавливают цепные бандажы, которые затягиваются неплотно. После этого электромонтеру необходимо подняться на опору и проверить ее элементы на загнивание. С помощью домкрата производят подъем просевшей стойки и затягивают цепные бандажы. Затем заменяют старые проволочные бандажы, снимают цепные бандажы, убирают прокладки и домкрат.

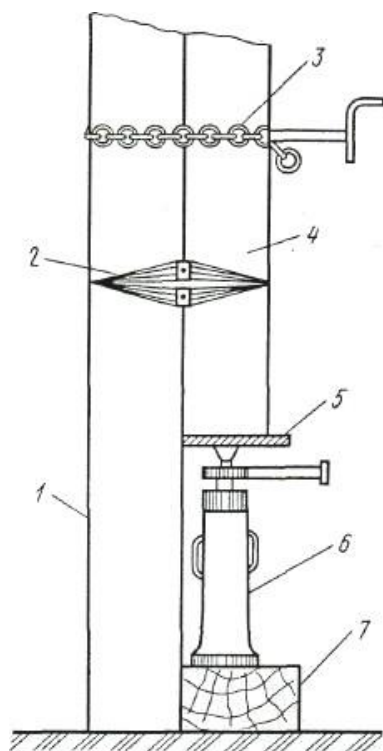


Рис. 33. Выправка опоры с помощью домкрата: 1 – приставка, 2 – проволочный бандаж, 3 – цепной бандаж, 4 – выпрямленная стойка, 5 – деревянная подкладка, 6 – винтовой домкрат, 7 – шпала

Выправку железобетонной промежуточной одностоечной свободностоящей опоры поперек линии осуществляют с помощью телескопической вышки (рис. 34). К выправляемой опоре подъезжает телескопическая вышка. Телескоп устанавливается в вертикальное положение. Затем в корзину телевышки поднимается электромонтер, телескоп выдвигается. При подъеме корзины электромонтер обследует стойку опоры. Опора не должна иметь сверхдопустимого раскрытия трещин бетона, а также его сколов. После обследования телескоп опускается в исходное положение, телевышка отъезжает от опоры, а затем телескоп укладывается в транспортное положение. Для выправки опоры со стороны, противоположной ее крену, с помощью буровой установки вырывают котлован на глубину 1,0–1,5 м. Диаметр бура должен быть не менее половины диаметра стойки выправляемой опоры. После очистки котлована от грунта электромонтер закрепляет один конец тягового каната через деревянные подкладки к телу опоры на уровне 4 м от земли. Вторым концом каната сцепляется с тяговым механизмом, который должен быть удален от опоры на расстояние не менее коэффициента 1,2 ее высоты. В дальнейшем плавно увеличивают нагрузку на тяговый канат и производят выправку опор, при которой вершина опоры перейдет за вертикальное положение на 20–30 см. В момент натяжения тягового троса члены бригады должны находиться на расстоянии не меньшем, чем высота опоры. Засыпку производят с послойной трамбовкой грунта.

В слабых грунтах на глубине 0,7 м перпендикулярно направлению выправки устанавливают железобетонный ригель. После закрепления опоры в грунте с нее снимают тяговый канат.

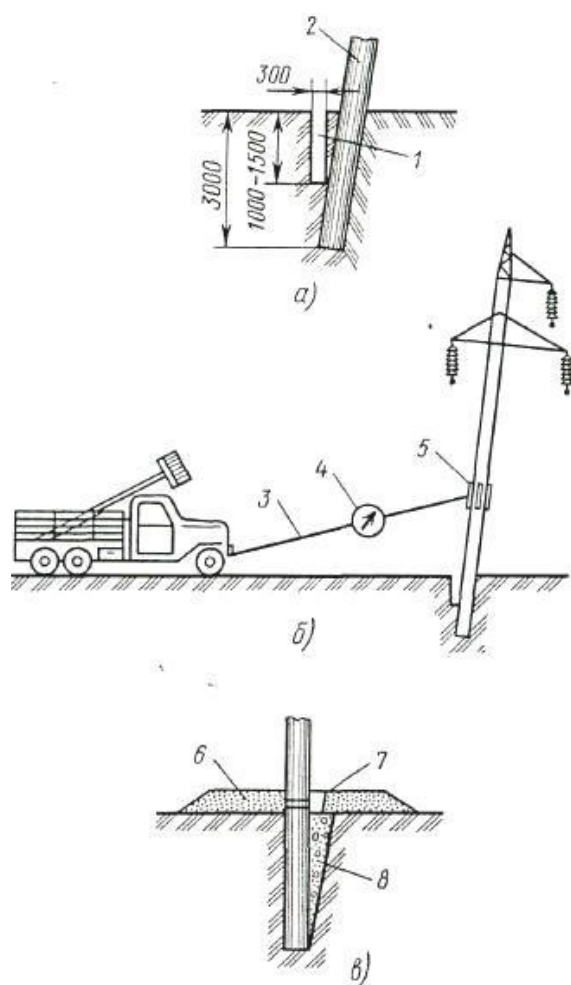


Рис. 34. Выправка железобетонной опоры: а – положение опоры до выправки, б – выправка с помощью механизма, в – положение опоры после выправки. 1 – котлован, 2 – стойка опоры, 3 – тяговый канат, 4 – динамометр, 5 – деревянные подкладки, 6 – банкетка, 7 – ригель, 8 – гравийно-песчаная смесь

Измерение сопротивления заземления опор. Для измерения сопротивления заземления опор применяют измеритель сопротивления заземления типа М-416 (рис. 35). Измерения рекомендуется проводить при наибольшем удельном сопротивлении грунта (летом в сухую погоду). Измеренное значение сопротивления заземляющего устройства умножается на поправочные коэффициенты, учитывающие конфигурацию устройства, климатические условия и состояние почвы. Поправочные коэффициенты определяются по специальным таблицам, которые изложены в ПТЭ.

Для измерения сопротивления заземления металлических и железобетонных опор с грозозащитными тросами необходимо производить отсоединение и изоляцию троса от опоры, так как контур заземления данной опоры через трос электрически связан с контурами заземления других опор. Работа это трудоемкая, кроме того, требует соблюдения особых мер безопасности. Поэтому специалистами энергосистем разработан способ измерения сопротивления заземления без отсоединения троса с помощью прибора ИЗБОТ. В основу этого способа положен метод амперметра и вольтметра. При этом используется энергия, наведенная в тросах линии электропередачи за счет электромагнитной и электростатической связей между проводами линии электропередачи и тросом. При стекании электрического тока по опоре и через заземлитель в нем возникает падение напряжения, которое измеряется с помощью вольтметра. Для измерения величины стекающего тока используются специальные токоизмерительные клещи, сердечник которых должен охватывать тело опоры (рис. 36).

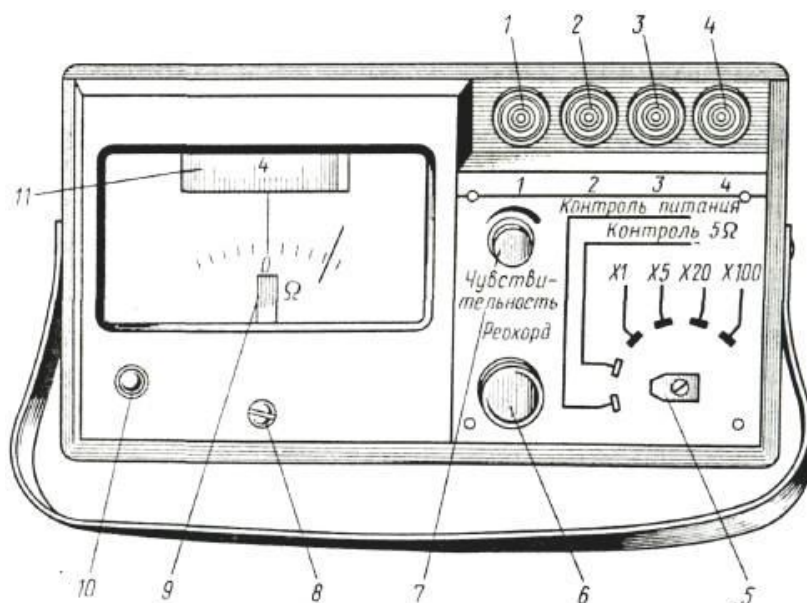


Рис. 35. Измеритель сопротивления заземления М-416: 1–4 – зажимы прибора, 5 – переключатель диапазонов измерения и видов контроля, 6 – рукоятка «Реохорд», 7 – регулятор чувствительности, 8 – винт корректора стрелочного индикатора, 9 – стрелочный индикатор, 10 – кнопка, 11 – шкала реохорда

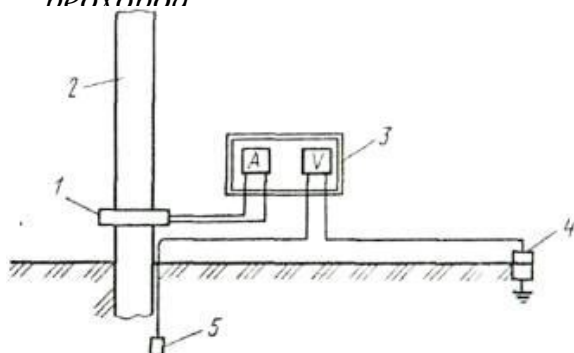


Рис. 36. Схема измерения сопротивления заземления опор: 1 – токоизмерительные клещи, 2 – тело опоры, 3 – измерительный блок, 4 – зонд, 5 – заземляющий контур

Вольтметр включается между заземляющим контуром (5) и специальным зондом (4). Измерение сопротивления заземляющих устройств опор прибором ИЗБОТ без отсоединения грозозащитного троса осуществляется следующим образом. Перед измерением необходимо проверить надежность соединения заземляющего контура с телом опоры и собрать схему измерения. На расстоянии 30 м от опоры перпендикулярно оси линии на глубину 0,5–0,6 м забивают заземляющий зонд и проводом присоединяют его к зажиму «зонд» измерительного устройства. К заземляющему контуру опоры прикрепляют трубку с проводником, который присоединяют к зажиму «опоры» измерительного устройства. Стойку опоры охватывают токоизмерительными клещами, выходы которых присоединяют к амперметру измерительного устройства. Для ра-

боты на металлических опорах используется комплект из четырех токоизмерительных клещей. Далее вольтметром измеряют напряжение между заземлителем и зондом, а амперметром измеряют ток, стекающий по телу опоры в заземлитель. Измеренные значения напряжения и тока записывают в специальную ведомость и по ним определяют значение сопротивления контура заземления. В ведомости указываются дата проверки, номер опоры, сопротивление контура заземления, результаты осмотра, сведения о приборах, которыми производились измерения, и о лицах, проводивших измерения.

Проверка тяжения в оттяжках опор проводится с помощью индикатора типа ИН. В основу действия индикатора положен принцип определения натяжения в гибкой связи путем прогиба ее поперечной силой. Для измерения трос оттяжки накладывают на ролик и захват индикатора, затем силовой рычаг индикатора опирают на трос, создавая прогиб троса. Величина тяжения измеряется динамометром индикатором, который снабжен сменными роликами и захватами с различными диаметрами для измерения тяжения в тросах различного диаметра.

Регулирование величины натяжения в оттяжках производят закручиванием или откручиванием гаек натяжных устройств. Если полностью использована длина нарезной части болтов натяжного устройства, то производят перемонтаж оттяжки в клиновом зажиме.

Измерение сопротивления петли «фаза-нуль». Для измерения сопротивления цепи «фаза-нуль» в сети напряжением 380/220 В используют прибор типа М-417 (рис. 37). Принцип действия прибора основан на измерении падения напряжения на нагрузочном активном сопротивлении, величина которого заранее известна. Падение напряжения на нагрузочном сопротивлении – разность между фазным напряжением и падением напряжения в цепи «фаза-нуль» зависит от сопротивления петли «фаза-нулевой провод».

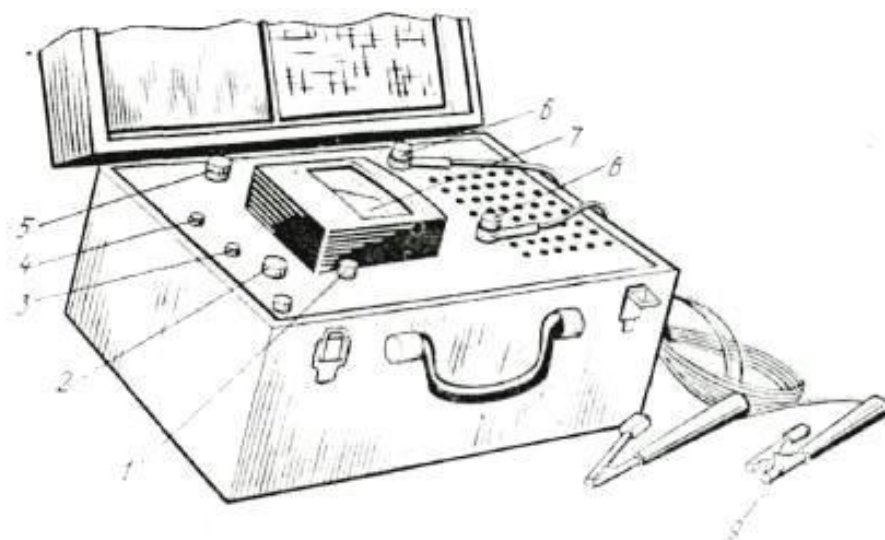


Рис. 37. Прибор М-417: 1 – лампа ($Z > 2 \text{ Ом}$); 2 – рукоятка «Калибровка»; 3 – кнопка «Проверка калибровки»; 4 – кнопка «Измерение»; 5 – лампа ($Z \neq \infty$); 6, 8 – зажимы для присоединения проводов к фазному проводу и корпусу; 7 – стрелочный прибор; 9 – пружинные соединительные зажимы

Перед измерением рукоятку «Калибровка» (2) необходимо поставить в крайнее левое положение, подключить зажимам (6, 8) соединительные провода, один из которых с помощью зажима (9) следует присоединить к нулевому проводу в конце линии 380 В, а другой – к фазному проводу. Во время подключения необходимо по технике безопасности напряжение снять, но если с прибором работают два лица с квалификационной группой не ниже третьей, допускается подключение под напряжением, но при этом необходимо пользоваться диэлектрическими перчатками. При подключении соединительных проводов и подачи напряжения должна загораться сигнальная лампа (5) ($Z \neq \infty$), что свидетельствует о целостности цепи зануления. В случае если сигнальная лампа не загорится, необходимо прекратить измерения до отыскания места обрыва.

После проверки цепи зануления необходимо нажать кнопку «Проверка калибровки» (3) и с помощью рукоятки «Калибровка» (2) установить стрелку прибора на нуль, отпустить кнопку «Проверка калибровки» и нажать кнопку «Измерение» (4).

Если сопротивление петли «фаза-нулевой провод» более 2 Ом, в измеряемой цепи появляется опасное напряжение (более 36 В), поэтому в приборе предусмотрен автоматический контроль уровня напряжения. При появлении на корпусе напряжения более 36 В, при измерении загорается сигнальная лампа (1) ($Z > 2 \text{ Ом}$), при этом измерение прекращается автоматически.

После измерения сопротивления петли «фаза-нулевой провод» подсчитывают ток однофазного короткого замыкания, находят отношение этого тока к номинальному току расцепителя автоматических выключателей и плавких вставок, защищающих данную линию.

Чистка изоляторов может производиться на отключенной ВЛ протиркой вручную или на линии под напряжением путем обмыва изоляторов струей воды. Для обмыва используется телескопическая вышка, в которой устанавливается вспомогательная стойка для ствола с насадкой, по которой под давлением подается вода для обмыва.

Для обмыва применяют воду, которая подвозится в автоцистернах и должна иметь удельное электрическое сопротивление не менее 700 Ом·см. Если обмыв изоляторов производится без отключения линии, к работе допускаются только специально обученные лица.

Ремонт железобетонных опор. Различают следующие дефекты железобетонных опор: поперечные трещины, раковины, щели, пятна на бетоне.

При наличии поперечных трещин в зависимости от их ширины и типа опоры производят окраску поверхности бетона в зоне трещин, заделку трещин полимерцементным раствором, установку бандажей и замену опоры.

Для центрифугированных или вибрированных опор с ненапряженной или напряженной стержневой арматурой при ширине трещин 0,3–0,6 мм производят окраску поверхности бетона химически стойкими красителями. Первоначально окрашиваемую поверхность промывают растворителем Р-4, затем грунтуют слоем лака марки ХСЛ и покрывают слоем смеси этого лака с цементом (они смешиваются в соотношении 1:1 по массе). После просушки наносится слой перхлорвиниловой эмали марки ХВ-1100.

Для приготовления полимерцементного раствора первоначально смешивают цемент с песком, затем добавляют эмульсию полимера и воду, которые тщательно перемешиваются. Состав полимерцементного раствора по массе (в процентах) зависит от того, для каких целей готовится раствор. Для шпатлевки при заделке трещин берется 5 % полимерной эмульсии, 28 % портландцемента марки 400–500, 56 % песка мелкозернистого и 10 % воды. При заделке раковин и сколов первоначально место заделки смачивают 10%-м раствором полимерной эмульсии, затем с помощью шпателя или мастерка полимерцементный раствор втирается в трещину. Через 1 ч место заделки смачивается водным раствором эмульсии, присыпается сухим цементом и заглаживается. Такую же технологию заделки полимерцементным раствором применяют при отслоении поверхностного слоя бетона толщиной 3–5 мм.

При ширине трещины более 0,6 мм или наличии раковин либо отверстий площадью до 25 см² (не более одной раковины или одного отверстия на опору) устанавливают железобетонный бандаж. Перед наложением бандажа поверхность опоры очищают от грязи и пыли, удаляют отслаивающийся бетон и поверхность опоры насекают зубилом. При ремонте опор с вертикальными трещинами устанавливают поперечную арматуру, а для ремонта опор с горизонтальными трещинами – продольную арматуру в виде стального каркаса (используют сталь диаметром 16 мм). После установки арматуры и опалубки вокруг опоры пространство между ними заполняется бетоном. Края бандажа должны на 20 см перекрывать зону разрушения бетона.

При наличии продольных трещин длиной более 3 м на всей поверхности бетона, раковин или отверстий площадью более 25 см² производят замену опоры.

Окраска металлических опор. Перед окраской поверхность должна быть очищена от остатков старой краски, грязи, пластовой и рыхлой ржавчины. Для этого используют скребки, стальные щеточки. На подготовленную поверхность наносят преобразователь ржавчины, который может быть приготовлен заранее или на месте производства работ. Для приготовления этого преобразователя используют ортофосфорную кислоту 40%-й концентрации и цинк в виде порошка, пыли и гранул, которые смешивают в соотношении 9:1. В посуду первоначально вливается ортофосфорная кислота и далее небольшими порциями добавляется цинк. Преобразователь ржавчины готовят за сутки до применения. Работы по нанесению преобразователя ржавчины производятся при температуре не ниже +5 °С. Преобразователь с помощью кисти наносят тонким слоем, достаточным для пропитки слоя ржавчины. Преобразователь ржавчины действует с течением времени, поэтому после его нанесения нужна выдержка 4–6 суток. Для окраски поверхности, обработанной преобразователем ржавчины, используют грунт – шпатлевку марки ЭП-00-10, эпоксикаменноугольный лак ЭКП-1, лак БТ-577, краску БТ-177. Применение конкретного типа красителя зависит от условий эксплуатации опор. Поверхность опор, как правило, красят в два слоя сверху вниз. Для окраски верхних частей опоры на ней устанавливают бесконечный канат, по которому поднимают ведро с краской, которое затем устанавливают в удобном для работы месте. На траверсах опоры ведро с краской устанавливают не ближе 1 м от места крепления гирлянд. Особую осторожность при окраске соблюдают при покраске металлоконструкций в месте закрепления изолирующей подвески. Для предотвращения попадания краски на изоляторы на шапку верхнего изолятора гирлянды устанавливают специальный щит.

Очистка трассы линий электропередачи производится с целью исключения аварий из-за падения деревьев на провода и перекрытия линий ветвями подрастающих деревьев, а также для защиты от пожаров. Очистка площадок опор производится для защиты сельхозугодий от сорной растительности, произрастающей на этих площадках. Применяется ручная механическая и химическая очистка трассы линии электропередачи. Работа по очистке трассы линии производится на основании годового плана – графика работ по расчистке трасс ВЛ.

При *ручной очистке* трассы из состава бригады формируются звенья по три человека. Перед выездом на трассу проводится специальный инструктаж и проверяется инструмент. К работе по вырубке и валке деревьев не допускаются лица моложе 18 лет. Обычно на место работы при большом ее объеме тягачом вывозят передвижной вагончик.

Перед вырубкой трассу в радиусе 50 м ограждают предупредительными знаками. Валку деревьев производят вдоль трассы. Первоначально вокруг дерева, подлежащего повалу, вырубает кустарник и подлесок, затем дерево закрепляют страхующей расчалкой на высоте 5–6 м от уровня земли с помощью штанги. В качестве страхующей расчалки используют капроновый канат диаметром 16 мм. Нижний конец расчалки закрепляют за ближайшее соседнее дерево у основания и производят подпил дерева со стороны падения ствола. Далее производят основной срез со стороны, противоположной направлению падения, на 3–4 см выше нижней плоскости подпила. Формы подпила зависят от диаметра деревьев. Если диаметр дерева $d < 20$ см, его подпиливают одним горизонтальным резом, перпендикулярным оси ствола.

Если диаметр дерева 20–30 см, то его подпиливают двумя горизонтальными резами. Если $d > 30$ см, то дерево подпиливают в форме «клина».

После подпила с помощью валочной вилки (при $d < 10$ см) или страхующей капроновой оттяжки, длина которой должна быть не менее двойной высоты дерева, или тягового троса и механизма производится валка дерева. Перед началом работ по валке все члены бригады, непосредственно не участвующие в работе, удаляются в безопасную зону. Запрещается валка деревьев при тумане, в метель, гололедицу, при видимости на расстоянии менее 50 м, при скорости ветра более 7,5 м/с. Расстояние между работающими бригадами должно быть не менее 50 м.

Механическая расчистка трасс выполняется с помощью бульдозера, кустореза, катка-кустореза. Для подборки валков и сгребания кустарника в кучу используются кустарниковые навесные грабли. Очистка трассы от завалов леса и пней производится с помощью специального корчевателя-собиравателя, закрепленного на гусеничном тракторе.

Химическая очистка трассы осуществляется с помощью ручного ранцевого опрыскивателя типа ОПР-12 и моторных (тракторных) опрыскивателей ОН-400. Ручной и тракторный опрыскиватели применяются для химической очистки площадок опор в сухую безветренную погоду. Химическая обработка площадок опор производится весной при появлении всходов, а также в летне-осенний период интенсивного роста растений. Работа выполняется в противопылевом респираторе (или респираторе с противогазовым патроном) и в комбинезоне из брезентовой парусины или хлопчатобумажной ткани с кислотостойкой пропиткой, резиновых перчатках, сапогах и защитных очках.

Химическую расчистку трасс от древесно-кустарниковой растительности производят в период полного развития листьев.

Применение мощных опрыскивателей типа ОБТ-1А или авиации разрешается, если на границе обрабатываемой трассы или на самой трассе отсутствуют населенные пункты, заповедники, чувствительные сельскохозяйственные и лесные культуры, водоемы.

4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТРОЙСТВ ГРОЗОЗАЩИТЫ

Перед началом грозового сезона на линиях электропередачи должна быть приведена в готовность защита от грозовых и внутренних перенапряжений.

Трубчатые разрядники и защитные промежутки осматриваются при обходах линий электропередачи. Количество срабатываний разрядников отмечается в обходных листах. *При осмотре с земли обращается внимание на положение указателя срабатывания, размер внешнего искрового промежутка, оплавление электродов, состояние заземляющей проводки.* Наружная поверхность разрядника не должна иметь следов от ожогов электрической дугой, трещин, расслоений и царапин. Разрядник должен быть расположен таким образом, чтобы в его зону выхлопа не попали провода соседних фаз и чтобы внутрь его не затекала влага.

Трубчатые разрядники один раз в три года подвергаются ревизии со снятием их с линии. При работе трубчатого разрядника под влиянием высокой температуры дуги происходит обгорание газогенерирующего материала трубки, поэтому при ревизии измеряют внутренний диаметр разрядника. При увеличении внутреннего диаметра газогенерирующей трубки более чем на 40 % по сравнению с первоначальным, производят перемаркировку разрядника по предельным значениям разрывных токов.

Под воздействием высокой температуры изменяется также величина внутреннего искрового промежутка. Поэтому при ревизиях измеряют внутренний искровой промежуток, значение которого не долж-

но отличаться от номинального с допусками ± 5 мм для разрядников 110 кВ и 35 кВ и ± 3 мм для разрядников 3–10 кВ.

При верховых осмотрах разрядников производят измерение и регулирование внешнего искрового промежутка, значение которого не должно отличаться от заданного. Регулирование внешнего искрового промежутка осуществляется удалением или приближением внешнего электрода разрядника. На линиях 6(10) кВ для регулирования используют измерительный инструмент или специальные шаблоны, на линиях 35 кВ и выше – специальный подвесной габаритник. Для регулирования по бесконечному канату на опору поднимают штангу с подвесным габаритником. Штангу закрепляют на опоре, а сам габаритник прикрепляют к электроду (рис. 38). Затем ослабляют зажим полухомута, и, поворачивая разрядник вокруг оси вращения, внешний его электрод приближают к габаритнику до соприкосновения с ним. Если не удастся путем поворота разрядника добиться соприкосновения его внешнего электрода с габаритником, то изменяют угол наклона внешнего электрода. После регулирования затягиваются гайки зажима полухомута, убирается габаритник.

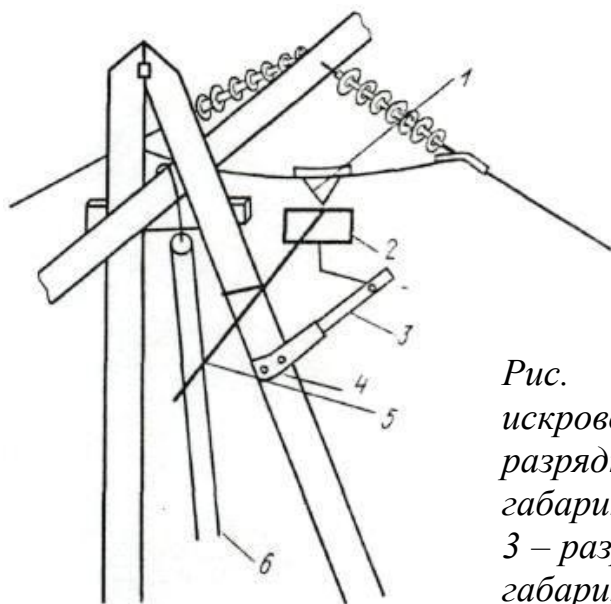


Рис. 38. Регулирование внешнего искрового промежутка трубчатого разрядника: 1 – электрод для подвески габаритника, 2 – подвесной габаритник, 3 – разрядник, 4 – полухомут, 5 – штанга габаритника, 6 – бесконечный канат

Вентильные разрядники являются надежными аппаратами, поэтому их испытания производят только при ремонте оборудования, к которому подключены эти разрядники. У разрядников на номинальное напряжение 3 кВ и выше мегаомметром на напряжение 2,5 кВ измеряют сопротивление их элементов. Сопротивление элементов разрядников не нормируется, но его значение не должно отличаться более чем на 30 % от значения, полученного при предыдущих испытаниях.

5. КОМПЛЕКСНЫЙ РЕМОНТ

При проведении комплексного ремонта производится совмещение нескольких видов выполняемых работ, что позволяет сократить общее время ремонта и технического обслуживания воздушных линий. Кроме того, при комплексном ремонте сокращается время на подготовку инструмента и материалов, организацию рабочих мест, отключение и включение электроустановок, переходы и переезды, обеспечиваются высокое качество работ, более эффективное использование средств механизации. При комплексном ремонте повышается уровень технического руководства работами, улучшаются организация и условия труда персонала.

Комплексное техническое обслуживание распределительных сетей ведется пообъектно. На ВЛ 6(10) кВ объектом служит воздушная линия от питающей ПС до кольцующего разъединителя, соединяющего данную ВЛ с другой ВЛ, или до последнего трансформаторного пункта линии с отпайками, имеющими опоры с самостоятельной нумерацией. В состав объекта входят секционные и отпаечные разъединители, разъединители КТП, секционирующие КРУН, кабельные вставки.

На ВЛ 0,38 кВ объектом является сеть всего населенного пункта, подключенного к одному или нескольким ТП, включая кабельные вставки и все ТП, питающие эту сеть.

Работы, выполняемые комплексным методом, группируются в комплексы № 1, № 2 и № 3.

В комплекс № 1 для воздушных линий 0,38; 10 кВ входят следующие виды работ:

- осмотр ВЛ 6(10) кВ, разъединителей и разрядников;
- измерение загнивания древесины опор и проверка состояния железобетонных опор;
- выправка опор, подтяжка бандажей и болтов, подсыпка грунта, предохранение опор от низовых пожаров;
- расчистка просек, вырубка деревьев и обрубка сучьев;
- проверка и регулировка стрел провеса проводов, доведение до нормы габаритов при пересечении линий инженерных сооружений и совместной подвеске проводов;
- обновление нумерации, надписей по ПТЭ и плакатов по ПТБ;
- регулирование грозозащитных устройств;
- разъяснение населению правил охраны линий электропередачи;
- ликвидация аварийных повреждений и устранение дефек-

тов, которые могут привести к отказу в период между ремонтами.

В комплекс № 2 входят работы комплекса № 1, а также следующие виды работ:

- замер контуров защитных заземлений опор, КРУН, разъединителей, разрядников и других аппаратов;
- верховой осмотр ВЛ 6(10) кВ;
- замер контуров повторных заземлений нулевого провода;
- измерение сопротивления цепи «фаза-нуль» на ВЛ 0,38 кВ;
- составление ведомостей неисправностей для комплексного капитального ремонта.

В комплекс № 3 входят работы комплекса № 2, а также работы, связанные с выполнением мероприятий по повышению надежности электроснабжения, устранением выявленных ранее дефектов:

- замена опор, приставок, траверс, изоляторов, вязок, проводов и ответвлений к вводам в здания;
- ремонт контуров заземлений;
- ревизия контактных соединений;
- окраска металлоконструкций;
- ремонт концевых кабельных воронок.

Приведенный перечень работ в составе этих комплексов может быть изменен в зависимости от местных условий.

Комплекс № 1 проводится с периодичностью один-два раза в год; комплекс № 2 – один раз в три года; комплекс № 3 – один раз в шесть лет.

Объем работ комплексного ремонта определяется на основании ведомости дефектов. Составляются многолетний и годовой планы комплексного ремонта распределительных сетей. Многолетний план комплексного ремонта составляется на полный межремонтный период (обычно на шесть лет) и корректируется ежегодно. В плане отражаются объемы работ по видам электроустановок с разбивкой по годам. Годовое планирование производится на основе многолетнего плана.

После выполнения комплексного ремонта составляется акт приемки объекта в эксплуатацию.

Акт составляет комиссия на основании «Положения о комплексном ремонте». В акте указываются трудоемкость и сметная стоимость ремонта, дается оценка ремонта и отмечаются недоделки со сроками их устранения.

Для выполнения таких работ создаются комплексные бригады. В

комплексную бригаду включаются: электромонтер по эксплуатации распределительных сетей; электромонтер по испытаниям и измерениям в электрических сетях; электромонтер по обслуживанию трансформаторных пунктов; электрогазосварщик, водитель автомобиля, тракторист.

Оплата труда бригады осуществляется по нормативно-сдельной системе. Бригаде заранее расчетом определяется сумма заработной платы за качественное выполнение по наряду всех работ, включенных в комплекс. Если работа, включенная в комплекс, не выполнена или выполнена плохо, то она к оплате не принимается до устранения брака. Работы, не связанные с комплексным ремонтом, оплачиваются бригаде отдельно.

Контрольные вопросы

1. Какие работы выполняются при техническом обслуживании воздушных ЛЭП?
2. Какие характерные дефекты и неисправности возможно обнаружить при осмотре ВЛ?
3. Для каких целей производится верховой и внеочередной осмотр ВЛ?
4. Какие профилактические проверки и измерения производятся на ВЛ?
5. Каким образом на ВЛ осуществляется проверка габаритов и разрегулировка проводов?
6. Как осуществляется регулирование стрел провеса проводов?
7. Каким образом выполняется соединение проводов ВЛ?
8. Как осуществляется контроль соединений проводов?
9. Какая существует технология замены дефектных изоляторов?
10. Как определяется степень загнивания деревянных опор?
11. Как измеряется сопротивление заземления опор?
12. Как измеряется сопротивление петли «фаза-нуль»?
13. Какие выполняются работы на ВЛ перед началом грозового сезона?

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Осмотры кабельных линий. Осмотр трассы КЛ производится с целью обеспечения сохранности и предотвращения ухудшения условий эксплуатации кабелей. Осмотр трассы КЛ производится электромонтерами, которые должны хорошо знать трассу КЛ, правила техники безопасности, устройства электроустановок. Осмотры КЛ напряжением до 35 кВ производятся в следующие сроки.

Трассы кабелей, проложенные в земле, по эстакадам, в туннелях, блоках, каналах, галереях и по стенам зданий, осматриваются по местным инструкциям, но не реже одного раза в 3 месяца.

Концевые муфты на линиях напряжением выше 1000 В осматриваются один раз в 6 месяцев, на линиях напряжением 1000 В и ниже – один раз в год; кабельные муфты, расположенные в трансформаторных помещениях, распределительных пунктах и на подстанциях, осматриваются одновременно с другим оборудованием.

Кабельные колодцы осматриваются 2 раза в год.

Осмотр подводных кабелей производится в соответствии с местными инструкциями.

Трассы КЛ могут проходить по открытым и закрытым территориям. Открытыми считаются территории, не имеющие постоянного персонала для охраны и доступные для всех граждан (улицы, площади).

При обходе и осмотре кабельных трасс необходимо обращать внимание на то, чтобы на трассе линии не проводились земляные работы, не было завалов мусора, шлака и отбросов. Следует внимательно осматривать места пересечения трасс кабелей с канавами, проверять состояние кабелей, проходящих по мостам, дамбам, эстакадам, состояние переходов КЛ на стены зданий и на опоры воздушных линий.

Осмотр трассы КЛ, проходящих по закрытым территориям, осуществляется совместно с представителями организаций, расположенных на данных территориях. При осмотре таких трасс электромонтеру может быть поручено провести инструктаж представителей этих организаций о порядке охраны КЛ, о правилах производства раскопок с вручением соответствующих нормативных документов руководителям организаций.

Внеочередные обходы трасс КЛ проводят после паводков и ливней, а также при отключении КЛ релейной защитой.

После обхода все выявленные дефекты записываются в журнал дефектов. В случае выявления нарушения на закрытых территориях составляется протокол, в котором указываются обнаруженные неполадки и сроки их устранения.

При осмотре открыто проложенных кабелей в кабельных сооружениях предварительно определяют отсутствие газа, контролируют температуру воздуха и работу вентиляционных устройств. В летнее время температура воздуха внутри кабельных туннелей, каналов и шахт не должна превышать температуру наружного воздуха более чем на 10 °С. В случае, если разность температур превышает эту величину, включается система искусственной вентиляции. При осмотре обращают внимание на внешнее состояние кабеля, соединительных и концевых муфт, строительной части сооружений, на смещения и провисы кабелей.

Туннели, коллекторы, каналы и другие сооружения КЛ должны содержаться в чистоте. Все посторонние предметы (строительные материалы, тряпки, мусор) должны немедленно удаляться.

При осмотре проверяется температура оболочек кабелей с помощью измерительных приборов.

Осмотр подводных трасс КЛ выполняется водолазами в соответствии с местными инструкциями.

Технический надзор за работами, выполняемыми на трассе кабельной линии. При назначении электромонтера для надзора за работами, выполняемыми на трассе КЛ, ему выдается план трассы КЛ, рулетка, комплект предупредительных и запрещающих плакатов. Он обязан ознакомиться с проектами производства земляных работ, убедиться в наличии разрешения на право производства работ и удостовериться, что предусмотрены мероприятия по сохранности КЛ и сооружений. На месте производства работ представитель эксплуатирующей организации должен точно указать место нахождения кабеля, наметить границу безопасного производства работ и присутствовать при шурфовке и вскрытии кабельных трасс. Открытые кабели и муфты должны быть защищены коробами, на которых укреплены предупредительные плакаты. При допуске у производителя работ берется *расписка*, подтверждающая получение им указанных сведений.

Допускающий обязан вести постоянное наблюдение за работами непосредственно на трассе КЛ. Места производства работ в зависимости от степени опасности механических повреждений делятся на две зоны:

- *первая зона* – работы на трассах КЛ или на расстоянии 1 м и ближе от крайней КЛ;
- *вторая зона* – работы на расстоянии больше 1 м от крайней КЛ.

Если на трассе КЛ для производства работ применяются механизмы, необходимо, кроме производителя работ, проинструктировать и рабочих о правилах работы с механизмами вблизи КЛ и на месте показать им расположение КЛ. Производство работ землеройными машинами на расстоянии менее 1 м от кабеля, а также использование отбойных молотков для рыхления грунта над кабелями на глубину более 0,4 м при нормальной глубине прокладки кабеля не допускаются. На этих участках грунт должен выбираться лопатами. Применение клинбабы и других ударных и вибропогружательных механизмов разрешается на расстоянии не менее 5 м от трассы КЛ, так как от сотрясения грунта и просадок почвы возможны вытяжка жил кабеля из соединительных гильз в муфтах и разрыв свинцовой (алюминиевой) оболочки кабеля в шейках свинцовых соединительных муфт.

Зимой раскопки на глубину ниже 0,4 м в местах прохождения кабелей должны производиться с обогревом грунта. В процессе обогрева грунта действующие кабели могут быть повреждены в результате воздействия высокой температуры, поэтому необходимо следить за тем, чтобы от поверхности обогреваемого слоя до кабелей сохранялся слой грунта толщиной не меньше 0,25 м. При обогреве очищают трассу от снега и льда, укладывают нагреватель непосредственно на грунт, а обогреваемый участок сверху утепляют с помощью матов из стекловолокна, деревянных щитов и др. Обогрев грунта может быть осуществлен с помощью электродов, уложенных непосредственно в земле, электрических трехфазных нагревателей, рефлекторных печей, направленного открытого огня и костров. Обогрев с помощью *электродов* осуществляется следующим образом: электроды длиной 2,5–3,0 м укладываются на расстоянии 700–800 мм друг от друга непосредственно на грунт, засыпаются слоем опилок, смоченных в водном растворе соли, а затем к электродам подводится напряжение 380 В. Участок на расстоянии 3–5 м от обогреваемого места ограждают, а в ночное время освещают. Кроме того, необходимо осуществлять за этим участком постоянный надзор квалифицированным персоналом, так как работы по обогреву грунта относятся к работам с повышенной опасностью.

Рефлекторная печь состоит из нагревательного элемента, тепловая энергия которого направляется с помощью рефлектора на определенный участок. Обычно используют три рефлекторные печи, которые присоединяются к электрической сети напряжением 380/220 В по схеме звезда или треугольник. Печи включают на несколько часов, затем их отключают. Через 3–4 ч печи удаляют и производят разрытие грунта.

Установка для получения *направленного огня* состоит из форсунок и коробов. В форсунки подается жидкое или газообразное топливо. Ко-

роба в виде полусфер сверху для сокращения потерь тепла укрывают теплоизоляционным материалом.

При отопреве грунта *кострами* сверху его накрывают листами железа и периодически с помощью стального зонда проверяют глубину отогрева грунта. При отопреве грунта на 20–25 см дают костру догореть и выкапывают оттаявший грунт. Затем снова разводят костер и повторяют операцию до тех пор, пока траншея не будет выкопана на всю глубину.

Особое внимание обращается на то, чтобы не расширялась зона раскопок без дополнительного разрешения. В случае нарушения правил производства работ наблюдающему необходимо добиваться прекращения нарушений вплоть до остановки работ.

При обнаружении во время разрытия траншей не указанных в схеме кабелей и инженерных коммуникаций необходимо приостановить работы и поставить в известность лицо, пылавшее разрешение на производство работ, для получения соответствующих указаний.

После окончания земляных работ и снятия защитных коробов с кабелей наблюдающему следует внимательно осмотреть все кабели и присутствовать при их засыпке грунтом.

Если во время производства работ произошло повреждение кабеля, то составляется акт о нарушении производителем работ требований «Правил охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 В» и «Правил охраны электрических сетей напряжением до 1000 В».

В обязанности организации, эксплуатирующей КЛ, входит также технический надзор за прокладкой и монтажом линий, сооружаемых другими организациями и передаваемых затем данной эксплуатирующей организации. Такое требование вызвано необходимостью обеспечения высокого качества монтажных и пусконаладочных работ.

В обязанности электромонтера, назначенного для технического надзора за прокладкой и монтажом кабельных линий, входит:

- проверка наличия у производителя работ и монтеров-кабельщиков удостоверений, разрешающих выполнять указанные работы;
- ознакомление с проектом прокладки и монтажа КЛ;
- проверка документов и осмотр состояния кабелей на барабанах;
- проверка качества муфт и монтажных материалов;
- проверка состояния проложенного кабеля на всем протяжении;
- проверка соблюдения необходимой технологии при монтаже муфт и заделок.

В случае обнаружения дефектов и несоблюдения технологии прокладки КЛ лицо, выполняющее технический надзор, ставит об этом

в известность производителя работ и требует устранения дефектов. При возникновении разногласий между электромонтером, контролирующим работу и производителем работ необходимо вмешательство администрации.

Контроль за нагревом КЛ. Для каждой КЛ при вводе в эксплуатацию устанавливаются наибольшие допустимые токовые нагрузки.

Сечение КЛ выбирается с учетом температуры окружающей среды, равной 15 °С для земли и 25 °С для воздуха. Контроль за нагревом КЛ необходим для установления возможности повышения нагрузки, по сравнению с расчетной, или для уточнения нагрузки вследствие изменения температурных условий, по сравнению с проектными. Температура нагрева кабелей проверяется в сроки, установленные местными инструкциями на участках с наихудшим внешним охлаждением (участки с параллельным расположением теплотрасс, помещения с высокой температурой воздуха, участки с прокладкой кабелей в трубах и т. д.).

Температура токопроводящей жилы не должна превышать предельную температуру, допускаемую ГОСТом и ТУ. Однако контролировать непосредственно температуру жилы на работающем кабеле невозможно, так как жила находится под напряжением. Поэтому производят измерение одновременно температуры оболочки (или брони) кабеля и токовой нагрузки кабеля, а затем пересчетом определяют температуру жилы и максимальную допустимую токовую нагрузку.

Измерения температур металлических оболочек кабелей, проложенных открыто в кабельных сооружениях, проводят обычным термометром, который укрепляется на броне или свинцовой оболочке кабеля.

Если кабель проложен в земле, то измерения производятся с помощью термопар. Для установки термопары кабель откапывается и с него снимается верхний слой из джута. Броня очищается, и в месте установки термопары накладывается фольга. К фольге с помощью изоляционной ленты прижимается термопара. Рекомендуется устанавливать не менее двух термопар для обеспечения надежного контроля температуры в случае выхода из строя одной из них (кроме того, повышается точность измерения). Провода от термопар укладываются в трубу и выводятся в удобное и безопасное от механических повреждений место.

Контроль за нагрузкой кабельной линии. На КЛ не менее 2 раз в год производится измерение нагрузки. Согласно ПТЭ одно из этих измерений должно производиться один раз во время максимальной нагрузки линий. На основании этих измерений уточняются режимы и схемы работы кабельных сетей.

В РУ с постоянным дежурным персоналом контроль за нагрузкой

ми осуществляется по стационарным измерительным приборам, показания которых записываются в суточные ведомости. Для облегчения работы персонала на шкале стационарных приборов наносится красной чертой отметка, соответствующая максимально допустимому току для данной КЛ.

В РУ, не имеющих постоянного дежурного персонала и стационарных измерительных приборов, контроль за нагрузками производится переносными приборами или токоизмерительными клещами. Обычно измерения нагрузок в РУ производятся одновременно с измерениями нагрузок на силовых трансформаторах.

В случае обнаружения перегрузок принимаются меры по снижению нагрузки на данную КЛ.

КЛ допускают *перегрузки* в течение определенного времени. Непременным условием для этого является предварительная работа кабеля с недогрузкой (коэффициентом предварительной нагрузки является отношение предварительной нагрузки к номинальной). Отношение допустимой максимальной перегрузки к номинальной (коэффициент перегрузки) определяется по табл. 1.

Таблица 1

Определение коэффициента перегрузки в нормальном режиме

Коэффициент предварительной нагрузки	Вид прокладки кабелей	Коэффициент перегрузки в течение		
		0,5 ч	1,0 ч	3,0 ч
0,6	в земле	1,35	1,30	1,15
	в воздухе	1,25	1,15	1,10
	в трубах (земле)	1,20	1,10	1,00
0,8	в земле	1,20	1,15	1,10
	в воздухе	1,15	1,10	1,05
	в трубах (земле)	1,10	1,05	1,00

При коэффициентах перегрузок, указанных в табл. 1, температура жил кабеля не превышает допустимую стандартом, и поэтому срок службы кабеля не снижается.

При возникновении аварий необходимо любыми возможными путями сохранять электроснабжение потребителей. Поэтому во время ликвидации аварии для КЛ до 10 кВ включительно допускаются аварийные перегрузки в течение 5 суток, хотя при этом температура перегрева кабелей будет выше допустимой.

Коэффициент перегрузки в аварийных случаях определяется по

табл. 2.

Таблица 2

Определение коэффициента перегрузки в аварийном режиме

Коэффициент предварительной нагрузки	Вид прокладки кабелей	Коэффициент перегрузки в течение		
		1,0 ч	3,0 ч	6,0 ч
0,6	в земле	1,50	1,35	1,25
	в воздухе	1,35	1,25	1,25
	в трубах (земле)	1,30	1,20	1,15
0,8	в земле	1,35	1,25	1,20
	в воздухе	1,30	1,25	1,20
	в трубах (земле)	1,20	1,15	1,10

Для КЛ, которые более 15 лет находятся в эксплуатации, перегрузки должны быть снижены на 10 %, так как эти линии имеют естественный износ изоляции.

Перегрузка КЛ напряжением 20–35 кВ не допускается, так как они работают при высоких напряженностях электрического поля и ослабление изоляции вследствие перегрузки для них недопустимо.

При эксплуатации КЛ происходит ослабление изоляции из-за действия электрического поля, тепла, влаги и др. Чтобы предупредить пробой ослабленного места и предотвратить внезапный перерыв электропитания в процессе эксплуатации, КЛ напряжением 3–35 кВ не реже одного раза в 3 года подвергаются профилактическим испытаниям повышенным напряжением постоянного тока. Перед испытанием кабелей напряжение 1 кВ и выше производится измерение сопротивления изоляции кабеля мегаомметром на напряжение 2,5 кВ для определения целостности изоляции и выявления развившихся местных дефектов.

При испытаниях повышенным напряжением концы кабелей отсоединяются с обеих сторон. Для сокращения времени проведения испытаний групповые кабели на подстанциях могут испытываться без отсоединения от шин. Для испытаний используются высоковольтные специальные установки.

При испытаниях трехфазного кабеля с поясной изоляцией свинцовая оболочка и две жилы заземляются.

2. ЗАЩИТА МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ОБОЛОЧЕК КАБЕЛЕЙ ОТ КОРРОЗИИ

На оболочку кабелей, проложенных в земле, воздействуют почвенная коррозия, блуждающий электрический ток и вибрация. Почвенная коррозия возникает вследствие взаимодействия металлических оболочек кабелей с грунтом. Ее интенсивность зависит от состава и влажности грунта. Кабели имеют защитные антикоррозионные покрытия, однако в процессе эксплуатации из-за воздействия воды, которая всегда содержит различные кислоты, соли и щелочи, эти покрытия с течением времени разрушаются и не предохраняют оболочки кабелей от коррозии. Как известно, различные промышленные отходы содержат большое количество кислот, солей и щелочей, поэтому, если на трассе имеются такие отходы или сам грунт коррозионно активен, принимаются меры для защиты оболочек. Для оценки грунта измеряют его электрическое сопротивление или отбирают пробы для анализа. Грунт, имеющий высокое электрическое сопротивление, не вызывает сильной коррозии. Если анализ грунта выявляет его высокую коррозионную активность, на действующих трассах грунт заменяют или кабели перекалывают в другое место. Места агрессивных почв наносят на специальную карту коррозионных зон. При обходах трасс КЛ обращают особое внимание на то, чтобы они не загрязнялись отходами (зола, шлак, известь и др.).

Для КЛ наиболее опасным источником коррозии является электрифицированный на постоянном токе транспорт (трамвай, железнодорожный транспорт), рельсы которого используются как токопроводы.

Питание такого транспорта осуществляется от тяговых подстанций, где переменный ток выпрямляется различными выпрямительными установками. Положительный полюс тяговой подстанции подключается к троллейному проводу, отрицательный полюс – к различным точкам рельсовых путей КЛ. Точки присоединения называются отсасывающими пунктами. Электрический ток от источника питания по питающим линиям поступает на троллейные провода, проходит через электродвигатели транспортного средства и по рельсам возвращается обратно к отсасывающим пунктам. Так как рельсы электрически не изолированы от земли, часть тока ответвляется от них и к отсасывающим пунктам возвращается по пути наименьшего сопротивления. Хорошим проводником на пути таких токов служат оболочки кабелей, железобетонные конструкции и др.

Зона, в которой блуждающий ток входит в оболочку кабеля, называется катодной, а зона, в которой он выходит из этой оболочки, – анодной. Разрушение кабеля в катодной зоне возможно лишь при наличии в

ней щелочных веществ. Для определения вида зоны измеряется потенциал по отношению к земле. Если это катодная зона, то измеренный потенциал будет отрицательным, если анодная зона – положительным. Основное разрушение оболочек кабелей происходит в анодной зоне и зависит от плотности тока, стекающего с кабеля в землю. Значение тока, протекающего по оболочкам кабелей, определяется взаимным расположением КЛ и рельсовых путей, состоянием рельсовых путей, количеством отсасывающих пунктов.

В районе с электрифицированным транспортом контроль блуждающих токов осуществляется 2 раза в первый год эксплуатации кабелей или транспорта, далее – согласно местным инструкциям. Наличие блуждающих токов определяют вольтметром с большим внутренним сопротивлением, которым измеряют разность потенциалов между двумя точками земли через каждые 1000 м. Найденная разность потенциалов указывает на наличие блуждающих токов.

Разность потенциалов между металлической оболочкой кабеля и землей измеряют таким же вольтметром, один вывод которого соединяют с оболочкой кабеля, а другой – с заземляющим электродом.

Плотность тока, стекающего с оболочки кабеля, определяют миллиамперметром, один вывод которого соединяют с оболочкой кабеля, а другой – с вспомогательным электродом. Этот электрод должен быть аналогом исследуемого кабеля, т. е. его наружная поверхность должна так же изнашиваться, как и поверхность исследуемого кабеля.

Ток, проходящий по оболочке кабеля, определяют двумя способами – измерением падения напряжения на ней и методом компенсации. Для первого способа используют милливольтметр, выводы которого электрически соединяют с оболочкой кабеля в двух точках, для второго способа к измеряемым точкам подключают дополнительный источник питания и с помощью переменного резистора добиваются, чтобы показания милливольтметра сводились к нулю. Показания амперметра, установленного в цепи дополнительного источника питания, будут равны значению тока, проходящего по оболочке кабеля.

После этого составляют специальные диаграммы потенциалов и плотностей блуждающих токов и при необходимости разрабатывают меры по предотвращению коррозии КЛ.

Для защиты металлических оболочек кабелей применяют катодную поляризацию, электрический дренаж и протекторную защиту.

При катодной поляризации на оболочке кабелей от внешнего источника создается отрицательный потенциал, для чего отрицательный полюс источника соединяют с оболочкой, а положительный – заземляют.

Электрический дренаж – отвод блуждающих токов от металлических оболочек кабелей к источнику этих токов.

Протекторная защита – соединение металлических оболочек кабелей с электродом, заложённым в земле и имеющим более высокий потенциал, чем оболочки кабелей.

Для электрической защиты оболочек кабелей требуются специальные устройства и наблюдение за ними в процессе эксплуатации.

Основной источник больших блуждающих токов – нарушения в выполнении и при эксплуатации рельсовой и отсасывающей сетей электрифицированного транспорта. При обнаружении таких токов принимают меры для снижения их до нормативных требований.

3. РЕМОНТ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

При различных видах повреждений, а также при повреждениях, связанных с проведением профилактических испытаний повышенным напряжением, необходимо быстро ремонтировать КЛ во избежание нарушения нормальной схемы электроснабжения. Кроме того, при прокладке кабеля в воде или влажном грунте через его поврежденную оболочку интенсивно засасывается влага и распространяется в обе стороны от места повреждения.

Чаще всего происходят механические повреждения КЛ при производстве различных земляных работ из-за невыполнения требований правил охраны электрических сетей.

В процессе эксплуатации возможно ослабление изоляции кабелей (особенно в местах механического повреждения) при их транспортировке, прокладке, которое не было выявлено при испытании линии повышенным напряжением в процессе ввода ее в эксплуатацию. В дальнейшем происходит электрический пробой кабелей в таких местах. Часто причиной выхода из строя КЛ является пробой соединительных и концевых муфт из-за некачественного их монтажа.

Во избежание внезапного отключения КЛ из-за пробоя ослабленного места периодически проводят их испытания повышенным напряжением постоянного тока, которые позволяют в ряде случаев довести такое место в изоляции кабеля или муфте до пробоя и устранить повреждение.

Для сокращения времени отключения потребителей профилактические испытания КЛ проводят при выполнении ремонта оборудования РУ на приемном и питающем концах этих линий.

Кабели напряжением до 1 кВ не испытывают повышенным напряжением. После выполнения мелких ремонтов, не связанных с перемонтажом этих кабелей, измеряют сопротивление их изоляции мегаом-

метром в течение 1 мин на 2,5 кВ. Оно должно быть не ниже 0,5 МОм.

Испытания повышенным напряжением кабелей более 1 кВ (кроме резиновых кабелей 3–10 кВ) проводят в сроки, устанавливаемые системой планово-предупредительного ремонта, но не реже одного раза в три года. При текущем ремонте КЛ с рабочим напряжением до 10 кВ испытывают напряжением $(5\div 6)U_{ном}$, а с рабочим напряжением 20–35 кВ – напряжением $(4\div 5)U_{ном}$. Эти испытательные напряжения достаточны для выявления слабых мест в кабеле и муфтах. Продолжительность испытания каждой фазы составляет 5 мин. Кабели 3–10 кВ с резиновой изоляцией испытывают напряжением $2U_{ном}$ в течение 5 мин не реже одного раза в 5 лет. Испытания коротких КЛ, расположенных в пределах одного РУ, можно проводить реже (не более одного раза в год), так как они меньше подвержены механическим повреждениям и их внешнее состояние чаще проверяется персоналом.

При испытаниях концы кабелей отсоединяют от РУ. Однако групповые кабели на подстанциях могут испытываться без отсоединения от шин, поскольку они имеют большое сечение жил, а при отсоединении и присоединении происходит их изгиб, что может привести к повреждению изоляции концевых муфт. КЛ, проложенные в земле, рекомендуются испытывать в летнее время, так как в случае их пробоя при испытаниях проще выполнить ремонтные работы. Кроме того, эффективность испытаний выше из-за поступления в грунт большого количества влаги. До и после испытания кабелей на напряжение более 1 кВ повышенным выпрямленным напряжением измеряют сопротивление их изоляции мегаомметром на 2,5 кВ.

Изоляцию КЛ испытывают с помощью специальных высоковольтных выпрямительных установок – передвижных, стационарных и переносных. Все установки содержат трансформатор, высоковольтный выпрямитель, регулятор напряжения, киловольтметр, микроамперметр. Передвижные испытательные установки имеют независимый источник электроэнергии (собственный генератор) и размещаются на автомобилях различных марок. Стационарные установки используются на станциях и подстанциях с большим количеством присоединенных КЛ. Отрицательный полюс этих установок соединяют с испытываемой жилой кабеля, а положительный – заземляют. При испытании трехжильных кабелей с поясной изоляцией напряжение от испытательной установки поочередно к каждой жиле кабеля, две другие его жилы и свинцовую оболочку заземляют.

При испытании всех кабелей плавно повышают напряжение до нормируемого значения и выдерживают кабели под этим напряжением некоторое время. Время приложения напряжения отсчитывается с мо-

мента установления его нормированного значения.

Состояние кабеля определяют по току утечки. При удовлетворительном состоянии кабеля при подъеме напряжения за счет зарядки его емкости ток утечки резко возрастает, затем быстро снижается до 10–20 % от максимального.

Результаты испытания кабеля считаются удовлетворительными, если не наблюдалось скользящих разрядов, толчков тока утечки или нарастания его установившегося значения, а сопротивление изоляции, измеренное мегаомметром после испытания, осталось прежним.

При наличии дефектов в кабеле в большинстве случаев пробой его изоляции происходит в течение первой минуты после установления испытательного напряжения. Если при испытании КЛ ток утечки возрастает, рекомендуется увеличить продолжительность испытания. При дальнейшем нарастании тока утечки испытание ведут до *момента пробоа*, увеличивая испытательное напряжение. При этом обращают внимание на разность токов утечки по фазам (асимметрию токов). Если состояние изоляции кабеля хорошее, асимметрия токов утечки по фазам трехжильного кабеля не превышает их двукратного значения.

При сильных толчках тока, сопровождающихся срабатыванием защитного аппарата испытательной установки, испытание прекращают и определяют место повреждения кабельной линии. Необходимо помнить, что кабели длительное время *сохраняют заряд*, поэтому после испытаний каждую их жилу кратковременно заземляют.

После аварийного отключения КЛ или при ее пробое во время испытаний определяют характер и место повреждения кабеля на трассе, а затем приступают к его раскопке для ремонта. Кабель вскрывают после сверки на месте фактических данных с планами трассы. Уточнение трасс отключенной кабельной линии производят *индукционным методом*, для чего к кабелю подключают генератор звуковой частоты по схеме «фаза-фаза» или «фаза-земля». При подключении по схеме «фаза-земля» один вывод генератора присоединяют к жиле кабеля (противоположный ее конец заземляется), другой – заземляют.

Для определения трассы КЛ электромонтер с приемной рамкой, усилителем и телефоном с кабелеискателями передвигается вдоль кабеля, слегка перемещая кабелеискатель поперек оси КЛ. Ось рамки должна располагаться вертикально поверхности земли, при этом в телефоне наблюдается минимальная громкость звука. При отклонении рамки влево или вправо от оси кабеля в телефоне сначала возрастает громкость звука, а затем снижается (рис. 39, а).

При подключении генератора по схеме «фаза-фаза» звук максимальной громкости слышится над кабелем (рис. 39, б), при этом из-за

наличия скрутки его жил вдоль линии происходит периодическое изменение слышимости (через 1,0–1,5 м).

Если на трассе проложено несколько кабелей, то отключенный кабель отыскивают среди работающих по схеме «фаза-фаза».

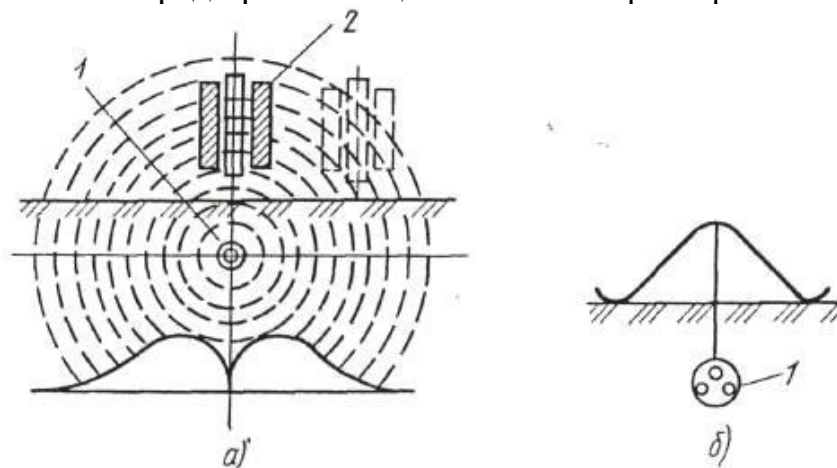


Рис. 39. Характер изменения звука при удалении рамки вправо или влево от линии прохождения кабеля: а – при пропускании тока звуковой частоты по схеме «фаза-земля», б – при пропускании тока звуковой частоты по схеме «фаза-фаза». 1 – кабель, 2 – кабель-определитель.

Для определения места расположения соединительных муфт кабеля используют также схему «фаза-фаза». Над местом расположения соединительных муфт звуковой сигнал резко усиливается, так как в муфтах токоведущие жилы разведены на значительно большие расстояния, чем в кабеле. При определении места расположения соединительных муфт учитывают, что над кабелем по его длине прослушиваются периодические усиления звука из-за наличия скрутки токоведущих жил, однако над муфтой громкость звучания будет значительно больше.

Признак места повреждения кабеля при междуфазном КЗ – выгорание свинца и брони с образованием видимого отверстия или вмятины, наличие запаха горелого джута оплетки. В случае сомнения очищают предлагаемое место повреждения кабеля от земли и прожигают его по схеме «поврежденная жила – земля», при этом должна появиться струйка дыма и выделиться пропиточная масса.

Определив место повреждения, в целях безопасности кабель прокалывают специальным устройством с изолирующей штангой (прокалывателем). При пробое изоляции с жилы на металлическую оболочку (однофазное повреждение) кабель ремонтируют без их разрезания при условии, что изоляция не увлажнена. При повреждении жил кабеля этот участок вырезают, вставляют новый отрезок и монтируют две муфты. Кабель, используемый для вставки, должен соответствовать основному

по напряжению, сечению и расцветке фаз. Длину кабельной вставки выбирают с учетом устройства компенсаторов соединительных муфт, которые применяют для их предохранения от повреждений при смещениях почвы и температурных деформациях кабеля. Кроме того, запас кабеля в компенсаторах должен быть таким, чтобы монтаж новой муфты при повреждении соединения выполнялся без новой вставки.

Опыт эксплуатации показывает, что основной причиной повреждений муфт являются *неисправности монтажа*:

- дефекты пайки горловины муфты или плохая пайка заливочных отверстий, в результате чего герметичность муфты нарушается;
- крутой изгиб жил кабеля, вследствие чего бумажная изоляция разрывается и муфта теряет электрическую прочность;
- неправильное или недостаточное заполнение муфты заливочной массой;
- некачественная припайка соединительных гильз или проводника заземления, повреждения поясной изоляции у ее обреза и т. д.

Поэтому к монтажу муфт допускается только специально обученный персонал. Так, основные работы монтажа (разделка концов кабеля, сварка, опрессовка и пайка, изолирование жил и заливка муфты массой) должен выполнять электромонтер-кабельщик 3-го, 4-го разряда.

При незначительных повреждениях изоляции и металлической оболочки кабель можно ремонтировать без разрезания жил. Перед ремонтом его бумажную изоляцию проверяют на отсутствие влаги. После снятия брони, оболочки и поясной изоляции жилы разводят, в поврежденном месте снимают заводскую изоляцию и восстанавливают ее заново бумажными роликами, как при монтаже новых муфт. Для восстановления герметичности соединения используют свинцовую муфту, состоящую из двух продольных половин, которые напаивают и заполняют кабельной массой.

При нарушении кабеля на незначительной длине (достаточной для его разводки) повреждение его жил устраняют установкой в этом месте соединительной муфты. Если изоляция кабеля не повреждена и в него не проникла влага, ремонт его металлической оболочки, нарушенной в результате механического повреждения, осуществляется запайкой. Для проверки изоляции удаляют часть металлической оболочки по обе стороны от места ее повреждения и тщательно проверяют верхний слой изоляции на отсутствие механических повреждений и влаги. Герметичность этой оболочки восстанавливают напайкой свинцовой муфты.

При повреждении соединительной муфты ее вырезают и повторно соединяют кабель новыми муфтами. При небольшом дефекте в муфте ее

заменяют другой (удлиненной) без дополнительной вставки кабеля.

При устранении повреждения концевой муфты проверяют изоляцию кабеля на влажность и в зависимости от его запаса выполняют монтаж этой муфты или вставки кабеля с установкой муфты.

Если при вскрытии соединительной муфты обнаруживают утечку заливочной массы, ее доливают, при этом распаивают заливочные отверстия муфты, прогревают ее газовой горелкой или паяльной лампой и заливают кабельную массу до полного исчезновения пены в вытекающей из муфты массе. После доливки и остывания кабельной массы заливочные отверстия запаивают и на место соединения устанавливают защитный чугунный кожух.

Для ремонта поливинилхлоридных оболочек кабелей очищают их поверхность от грязи, с помощью кабельного ножа вырезают выступающие края отверстий, раковин, разрывов оболочки. Из сварочного пистолета направляют струю горячего воздуха на дефектное место и конец сварочного прутка. После 3–5 с прогрева струю отводят и разогретый конец прутка прижимают к дефектному месту. После охлаждения прутки обрезают, а место ремонта снова прогревают и прикладывают, прижимая, сложенный в 3–4 слоя кусок кабельной бумаги.

Для ремонта щелей или прорезей поливинилхлоридных оболочек приваривают конец сварочного прутка на расстоянии 1–2 мм от дефектного места. Проверив приваривание, направляют струю воздуха так, чтобы одновременно прогревалась нижняя часть сварочного прутка и обе стороны прорези или щели. Нажимая на прутки, укладывают его вдоль щели. Приварку заканчивают на неповрежденном месте на расстоянии 1–2 мм от конца щели. Затем срезают остатки прутка и производят заглаживание.

При разрыве оболочки для ремонта используют заплаты или разрезанные поливинилхлоридные трубы. Для этого вырезают из пластины заплату размером на 1,5–2,0 мм больше разрыва и приваривают ее вдоль всей кромки к оболочке. Затем вдоль образовавшегося шва приваривают поливинилхлоридный прутки, срезая его выступающие поверхности, и производят окончательную сварку.

При ремонте оболочки с помощью поливинилхлоридных трубок отрезают трубку, размер которой на 35–40 мм больше длины дефектного листа, разрезают ее и надевают на кабель так, чтобы был равномерный заход на его оболочку. Затем трубку временно обматывают поливинилхлоридной или миткалевой лентой с шагом 20–25 мм и приваривают прутки в стыке оболочки кабеля с трубкой и по срезу последней. После приварки обоих концов трубки снимают обмотку, приваривают прутки вдоль разреза трубки и, срезая его выступающие поверхности, произво-

дят окончательную сварку.

Пластмассовые шланги и оболочки ремонтируются также с помощью эпоксидного компаунда и стеклоленты. После очистки их поверхности место повреждения и за его краями (на расстоянии 3–5 см в обе стороны) смазывают эпоксидным компаундом (например, К-115) с предварительно введенным в него отвердителем. Затем на это место накладывают три-четыре слоя стеклоленты, каждый из которых покрывают слоем компаунда.

В соответствии с ПТЭ после ремонта проводят внеочередные испытания. При разрезании или отсоединении жил кабеля, ремонте его муфт, кроме испытаний повышенным напряжением и измерения сопротивления изоляции, проверяют целостность жил и выполняют фазировку (определение соответствия фаз кабеля фазам подсоединяемого участка электроустановки) «прозвонкой» с помощью мегаомметра. Если на одном из концов кабеля «прозваниваемая» жила подсоединяется к фазе А, то и на другом конце она также должна подсоединяться к ней. После фазировки жилы окрашивают согласно ГОСТу.

При неправильной фазировке, если кабель проложен между источником и потребителем ЭЭ, возможно изменение направления вращения электродвигателей, что на ряде производств недопустимо. Если кабель проложен между двумя источниками питания, неправильная фазировка приводит к трехфазному КЗ. Для таких электроустановок после предварительной «прозвонки» перед включением в работу КЛ фазируется под напряжением: с одного конца на кабель подается рабочее напряжение, а с другого конца с помощью вольтметров или трансформаторов напряжения (для установок выше 1000 В) проверяется соответствие фаз. При правильной фазировке напряжение между одноименными фазами отсутствует, а между разноименными – примерно одинаковое.

Для ремонта на КЛ необходим набор специального кабельного инструмента, который должен обеспечивать выполнение всех операций по утвержденной технологии. Перед выездом на работу каждый раз проверяют его комплектность и состояние.

По окончании ремонтных работ составляют исполнительный эскиз, с помощью которого выполняют все исправления в эксплуатационной технической документации. В паспортной карте отмечают результаты испытания линии после ремонта.

Контрольные вопросы

1. Как осуществляется надзор за КЛ?
2. На что обращают внимание при работах на трассе КЛ?

3. Как контролируется нагрузка и температура нагрева КЛ?
4. Допускается ли перегрузка КЛ?
5. Как защищают металлические оболочки кабелей от коррозии?
6. Для чего проводят испытания КЛ повышенным напряжением?
7. Как заменяют поврежденный участок кабеля?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – 2-й выпуск (с изм. и доп., по состоянию на 1 ноября 2005 г.). – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2005. – 854 с.

2. Селивахин А.И., Сагутдинов Р.Ш. Эксплуатация электрических распределительных сетей: учебное пособие для ПТУ. – М: Высшая школа, 1990. – 239 с.

3. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. ЕНиР. Сборник Е23. Электромонтажные работы. Вып. 2. Воздушные линии электропередачи и комплектные трансформаторные подстанции напряжением до 20 кВ.

4. Инструкция по монтажу соединительных муфт марки Стп на основе термоусаживаемых изделий с использованием двухслойных труб для кабелей с бумажной изоляцией на напряжение 6(10) кВ ТУ3599-003-0400 1953–97. – ЗАО «Подольский завод электромонтажных изделий», 2002.