

**Министерство образования Российской Федерации
Северо-Западный государственный заочный технический
университет**

В. Н. Костин

**Монтаж и эксплуатация оборудования систем
электропитания**

Учебное пособие

**Санкт-Петербург
2004**

Утверждено редакционно-издательским советом университета

УДК 621.3(075)

Костин В. Н. Монтаж и эксплуатация оборудования систем электроснабжения: Учеб. пособие. - СПб.: СЗТУ, 2004 - 184 с.

Учебное пособие соответствует требованиям государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования по направлению подготовки дипломированного специалиста 650900 – «Электроэнергетика» (специальность 100400 – «Электроснабжение») и по направлению 654500 – Электротехника, электромеханика, электротехнологии (специальность 181300 – «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений»)

Содержание учебного пособия включает в себя основные сведения о монтаже и технической эксплуатации воздушных и кабельных линий электропередачи, силовых трансформаторов и оборудования распределительных устройств систем электроснабжения.

Рецензенты: член корр. Академии электротехнических наук РФ, д-р техн. наук, профессор СПбГУВК В.А. Шошмин; гл. инженер ЛВС ОАО «Ленэнерго» В.С. Яковлев; ст. инспектор ФГУ «Балтгосэнергонадзор» В.И. Никишин.

© Северо-Западный государственный заочный технический университет, 2004

© Костин В.Н. 2004

Предисловие

В соответствии с Государственным образовательным стандартом высшего профессионального образования одной из задач обучения специалистов в области электроэнергетики и электротехники является подготовка их к монтажно-наладочной и эксплуатационной деятельности. В связи с этим в учебном пособии рассмотрены вопросы организации и проведения монтажа и технической эксплуатации электрооборудования систем электроснабжения: воздушных и кабельных линий электропередачи, силовых трансформаторов, распределительных устройств.

Первый раздел учебного пособия посвящен вопросам монтажа электрооборудования; второй – вопросам его эксплуатации.

В главе 1 рассматриваются вопросы подготовки, организации и планирования электромонтажных и пуско-наладочных работ; излагаются основные сведения об индустриализации, механизации, охране труда при выполнении этих работ; приводится порядок приемки объектов в эксплуатацию.

В главах 2...5 излагаются вопросы монтажа, испытаний и сдачи в эксплуатацию воздушных и кабельных линий электропередачи, силовых трансформаторов и оборудования распределительных устройств.

В главе 6 даются сведения об организации эксплуатации оборудования; показана связь эксплуатации и надежности; на основе показателей надежности оцениваются продолжительность ремонтного цикла, цикла технического обслуживания, сопоставляются различные системы ремонта оборудования, рассматривается обеспечение ремонтных работ запасными частями. Здесь же приводится основная эксплуатационная техническая документация.

В главах 7...10 рассмотрены вопросы технической эксплуатации воздушных и кабельных линий электропередачи, силовых трансформаторов и оборудования распределительных устройств.

Глава 11 посвящена инфракрасной диагностике состояния электрооборудования – тепловизионному контролю.

Учебное пособие предназначено для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению 654500 – Электротехника, электромеханика, электротехнология (специальность 181300 – «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений») и по направлению 650900 – Энергетика (специальность 1004 - «Электроснабжение»).

Библиографический список содержит сведения о нормативно-технической литературе, необходимой для углубленного изучения отдельных вопросов монтажа и эксплуатации электрооборудования.

Введение

Электрооборудование – это совокупность электротехнических устройств, предназначенных для выполнения определенных функций. Состояние электрооборудования, выполняющего функцию электроснабжения, во многом определяет эффективность основного производства. Выход из строя (отказ) оборудования системы электроснабжения может повлечь за собой опасность для жизни людей, расстройство сложного технологического процесса, массовый недоотпуск продукции и другой материальный ущерб. Поэтому основной целью эксплуатации электрооборудования является обеспечение требуемого уровня его надежности в течение срока службы.

От качественного выполнения электромонтажных работ зависит уровень надежности оборудования, достижение им проектных технико-экономических показателей. Поэтому работам по монтажу оборудования должна предшествовать инженерная подготовка, а организация, планирование и руководство электромонтажными работами должны осуществляться квалифицированными инженерно-техническими работниками.

Монтаж оборудования, его последующая эксплуатация выполняются в соответствии с проектной-сметной документацией, отраслевыми правилами, нормами, заводскими инструкциями и другими нормативно-техническими документами. Специалист должен знать нормативно-технические документы, уметь вести эксплуатационную документацию по электрооборудованию.

В процессе эксплуатации под воздействием окружающей среды и эксплуатационных режимов работы происходит постепенный износ оборудования. Поддержание работоспособности оборудования осуществляется за счет его технического обслуживания, при котором выполняются периодические осмотры, профилактические измерения, испытания, диагностирование состояния оборудования, устраняются выявленные дефекты и неисправности. Инженер должен знать методы профилактических испытаний и диагностики состояния электрооборудования.

Наиболее действенным средством поддержания оборудования в требуемом техническом состоянии, восстановления работоспособности и продления срока эксплуатации является своевременный и качественный ремонт.

Техническое обслуживание и ремонт оборудования требуют для своего осуществления материальных затрат. Специалист должен знать системы обслуживания и ремонта оборудования, уметь организовать эффективную систему эксплуатации оборудования с наименьшими материальными затратами.

Раздел 1. Монтаж электрооборудования

Глава 1. Организация монтажа электрооборудования

1.1. Общие принципы проведения электромонтажных работ

Электромонтажные работы являются частью комплекса строительных работ и выполняются в рамках *договора строительного подряда* (контракта), в соответствии с которым *подрядчик* обязуется в установленный договором срок выполнить работы, а *заказчик* обязуется создать подрядчику необходимые условия для выполнения работ, принять их результат и оплатить выполненные работы.

Заказчиками выступают юридические лица (предприятия, организации), имеющие финансовые средства (инвесторы). Финансирование электромонтажных работ осуществляется за счет раздела капитальных вложений, предусмотренного для нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения объектов электроэнергетики.

Подрядчиками при проведении электромонтажных работ выступают, как правило, электромонтажные организации, независимо от форм собственности, зарегистрированные в установленном порядке в налоговых органах и имеющие лицензию и другие документы, подтверждающие легитимность организации и гарантии качества на выполнение электромонтажных работ. При больших объемах электромонтажных работ и нескольких претендентах на их выполнение заказчик организует конкурсные тендерные торги.

Лицензирование деятельности электромонтажных организаций осуществляется с целью защиты прав и интересов потребителей строительной-монтажной продукции. Гарантии и сроки предъявления заказчиком претензий к подрядчику определяются в договоре подряда и по электромонтажным работам составляют, как правило, 1...2 года.

Договор подряда является основным правовым документом, регламентирующим взаимоотношения заказчика и подрядчика. Такой договор иногда заключается на выполнение работ «под ключ». Здесь подразумевается выполнение полного инвестиционного цикла, включающего проектирование, строительные, электромонтажные, пусконаладочные работы и сдачу объекта в эксплуатацию.

Для выполнения комплекса или отдельных видов работ, например пусконаладочных работ, подрядчик может привлекать другие организации – субподрядчиков. В этом случае подрядчик выступает уже в роли генерального подрядчика. Основные этапы выполнения электромонтажных работ показаны на рис. 1.1.

Подготовка к проведению электромонтажных работ, в частности приемка строительной части объекта под монтаж оборудования,

ответственность перед заказчиком за выполнение всех видов работ в сроки, предусмотренные договором, и надлежащего качества возлагаются на генерального подрядчика.



Рис. 1.1. Основные этапы проведения электромонтажных работ

Подрядчик планирует и осуществляет работы в соответствии с проектно-сметной документацией и договорной ценой, определяющими объем, содержание и стоимость работ. Проектная документация должна соответствовать требованиям нормативных документов, регламентирующих электромонтажные работы:

Строительным нормам и правилам (СНиП);

Государственным стандартам (ГОСТ) в области строительства;

Правилам устройства электроустановок (ПУЭ);

Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ ЭП).

Кроме того, в обязанности подрядчика входит соблюдение природоохранного законодательства и организация охраны труда при выполнении работ.

В ходе выполнения работ заказчик и подрядчик вправе по согласованию с проектной организацией вносить изменения в техническую документацию при неизменности характера предусмотренных договором подряда работ, а также выделять пусковой комплекс из всего проектного объема работ.

Обязанности и ответственность по обеспечению электромонтажных работ комплектами оборудования, материалами и конструкциями несет, как правило, подрядчик. Для этого подрядчик получает от проектной организации расчеты (спецификации) о потребности основных видов оборудования, материалов, конструкций.

Для проверки качества поставляемого на монтажную площадку оборудования подрядчик осуществляет входной контроль, оформляет акты приемки оборудования в монтаж или предъявляет претензии к поставщикам в случаях нарушения требований к качеству оборудования, его повреждения при транспортировке.

В ходе выполнения электромонтажных работ заказчик осуществляет технический надзор за качеством работ, соблюдением сроков их выполнения, качеством поставляемого оборудования, его испытаниями при проведении пуско-наладочных работ. Технический надзор заказчик может осуществлять с привлечением проектной организации (авторский надзор). При большом объеме работ надзор ведется по отдельным разделам проекта: строительные, электромонтажные, сантехнические, пусконаладочные и другие работы.

После выполнения заказчиком и подрядчиком всех обязательств по договору осуществляется приемка выполненных работ. В договоре подряда предусматриваются сроки уведомления подрядчиком заказчика о готовности объекта к приемке, сроки проведения приемки и сроки устранения замечаний, выявленных при приемке выполненных работ. Приемка крупных объектов осуществляется рабочей и государственной приемочными комиссиями с подписанием актов соответствующей стандартной формы (КС-11 и КС-14). При небольших объемах работ (замена выключателей, трансформаторов небольшой мощности при сохранении существующих фундаментов) приемка выполненных работ осуществляется одной приемочной комиссией. С момента приемки объекта по акту заказчик вступает в полное владение и распоряжение объектом.

1.2. Организация электромонтажных работ

Организация электромонтажных работ возлагается на подрядчика и состоит из трех основных этапов.

На первом *инженерно-техническом этапе* производится приемка, проверка и изучение проектно-сметной документации; в проектной документации должен быть предусмотрен проект организации строительства (ПОС), на основе которого электромонтажной организацией разрабатывается проект производства электромонтажных работ (ППЭР).

На втором *организационном этапе* выполняется приемка от строителей под монтаж оборудования зданий, сооружений,

фундаментов, проемов и ниш в конструкциях зданий и сооружений; контролируется установка закладных деталей, проверяется наличие предусмотренных проектом стационарных кран-балок, монтажных тележек и талей.

На третьем *материально-техническом этапе* осуществляется обеспечение и комплектация электромонтажных работ оборудованием, материалами, изделиями, монтажными заготовками; на этом же этапе выполняется оснащение монтажных работ механизмами, инструментами, инвентарем и средствами безопасного труда.

Важным моментом организации электромонтажных работ на сложных объектах, требующих определенной очередности выполнения строительных и электромонтажных работ, является составление ППЭР. Этот проект обязательно разрабатывается для выполнения электромонтажных работ, сопровождающихся сложными такелажными работами с применением механизмов (автокранов, автовышек), верхолазных работ, а также для работ, выполняемых в действующих электроустановках, например, при реконструкции существующих подстанций.

ППЭР разрабатывается специальными группами подготовки производства монтажных организаций и утверждается ее техническим руководителем (главным инженером). ППЭР должен быть согласован с заказчиком или техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Исходными данными для разработки ППЭР служат:

рабочие чертежи и сметы проектной документации объекта;

данные о поставке оборудования и материалов, наличии машин и механизмов;

действующие нормативные документы, монтажные инструкции, отраслевые правила по охране труда;

сроки возможного отключения действующих электроустановок при реконструкции и техническом перевооружении объектов.

Содержание ППЭР состоит из трех разделов. В *первый раздел* входят пояснительная записка, содержащая общие сведения об объекте, организационную структуру монтажа, ситуационный план, совмещенный со схемой электроснабжения, план расположения оборудования, технико-экономические показатели объекта.

Во *втором разделе* ППЭР приводятся наиболее эффективные методы организации и технология выполнения электромонтажных работ. Здесь указываются технологические приемы выполнения трудоемких операций, их механизации, предложения по совмещению монтажных и наладочных работ, указания по охране труда, приводятся графики производства работ.

В *третий раздел* ППЭР входят задания непосредственно для электромонтажного персонала с указанием ответственных инженерно-технических работников по этапам работ, ведомости узлов, блоков и конструкций, подлежащих сборке, необходимые чертежи или ссылки на типовые альбомы, ведомости закладных деталей, их эскизы и места установки, спецификации на оборудование и материалы для производства работ.

1.3. Планирование электромонтажных работ

Планирование является одной из главных функций управления процессом производства строительных работ, в том числе и электромонтажных работ. Одной из задач планирования является нахождение вариантов рациональной взаимосвязи этапов производства электромонтажных работ. Важным моментом планирования является взаимная увязка работ во времени при условии непрерывности их выполнения, особенно при производстве работ в действующих электроустановках.

Наиболее простой формой планирования работ является составление календарного плана-графика работ, представляющего собой документ, регламентирующий поставку во времени оборудования и комплектующих изделий, потребность в механизмах, машинах, трудовых и энергетических ресурсах, распределение капитальных вложений и объемов электромонтажных работ.

Линейные календарные графики работ являются консервативными в своем исполнении и отражают только одну возможную ситуацию хода работ. При возникающих отклонениях во времени и во взаимосвязи по факторам производства эта модель должна быть скорректирована или построена заново.

При планировании электромонтажных работ используются сетевые модели, основными элементами которых являются *сетевые графики*. Разработка сетевого графика начинается с установления перечня работ, которые необходимо выполнить, определения их продолжительности, рациональной технологической последовательности и взаимосвязей между ними.

Основные составляющие сетевого графика – события и работы. Каждая работа, отраженная в графике, имеет свою продолжительность: детерминированную, устанавливаемую нормативами времени, или вероятностную, устанавливаемую, например, на основе статистических данных. Работа может быть фиктивной, не требующей временных затрат, но указывающей на возможность начала данной работы только после завершения другой (установка трансформатора возможна только после затвердевания железобетонного фундамента).

Событие представляет собой завершение одной или нескольких работ, создающих возможность для начала других работ. На сетевом графике (рис. 1.1) события изображаются кружком, разделенным на секторы. В верхнем секторе указывается номер события, в левом – ранний из возможных сроков совершения события, в правом – поздний из допустимых сроков совершения события.

На сетевом графике работа $i-j$ изображается стрелкой, соединяющей два события – предшествующее i и последующее j (сплошная стрелка – действительная работа; пунктирная – фиктивная работа). Направление стрелки показывает порядок выполнения работы; продолжительность работы t указывается цифрой у стрелки.

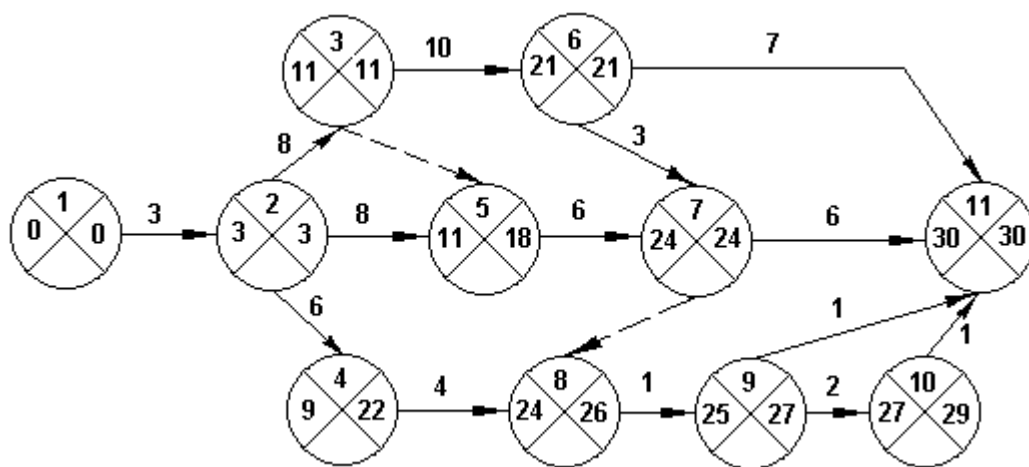


Рис. 1.1. Сетевой график монтажа подстанции 10/0,4 кВ: 1-2 – монтаж освещения подстанции, $t = 3$ дня; 2-3 – монтаж панелей щитов (распределительных, управления, учета), 8 дней; 2-4 – ревизия, монтаж и наладка силовых трансформаторов, 6 дней; 2-5 – монтаж РУ 10 кВ, 8 дней; 3-5 – фиктивная работа; 3-6 – прокладка контрольных кабелей и силовых кабелей 0,4 кВ, 10 дней; 4-8 – ввод кабелей 10 кВ к трансформаторам, 4 дня; 5-7 – ввод и разделка кабелей в камерах РУ 10 кВ, 6 дней; 6-7 – разделка и подключение кабелей к щитам 0,4 кВ, 3 дня; 6-11 – проверка схемы, регулировка аппаратуры, наладка панелей щитов 0,4 кВ, 7 дней; 7-8 – фиктивная работа; 7-11 – наладка схем РУ 10 кВ, 6 дней; 8-9 – фазировка кабелей 10 кВ в камерах трансформаторов, 1 день; 9-10 – разделка и присоединение кабелей 10 кВ к трансформаторам, 2 дня; 9-11 – привязка наружных трасс кабелей, выполнение надписей на стенах и дверях подстанции, 1 день; 10-11 – высоковольтные испытания кабелей и трансформаторов, 1 день.

Цепь последовательных работ, соединяющая исходное (1) и завершающее (11) события, называется полным путем сетевого графика. Полный путь, имеющий наибольшую продолжительность, называется критическим путем. В соответствии с рис. 1 критический путь составляет 30 дней. По отношению к критическому все остальные пути сетевого графика имеют резерв времени.

Обычно разработку и анализ сетевых моделей выполняют в два этапа. На первом этапе строят сетевой график и рассчитывают все его параметры, на втором – осуществляют анализ, корректировку и оптимизацию сетевого графика.

Процесс оптимизации сетевого графика по времени заключается, прежде всего, в сокращении продолжительности критического пути. Здесь можно выделить три способа оптимизации. Первый способ заключается в такой корректировке сетевого графика, которая позволяет сократить продолжительности работ критического пути за счет ресурсов (трудовых и материальных), отведенных для работ, не лежащих на критическом пути. Эти работы могут быть отодвинуты на какое-то время, поскольку сроки их выполнения не влияют на конечный срок.

Второй способ оптимизации по времени состоит в изменении топологии сети графика. Это осуществляется введением в сетевую модель многовариантной технологии выполнения работ, установлением новых путей и взаимосвязей работ и сокращением в конечном итоге критического пути.

Третий способ оптимизации по времени связан с расчленением продолжительных работ на отдельные параллельно выполняемые работы (части).

В целом система сетевого планирования позволяет наглядно представить и оценить организацию электромонтажных работ, осуществить более обоснованное планирование и оперативное управление этими работами.

1.4. Подготовка к производству электромонтажных работ

До начала производства электромонтажных работ на объекте должны быть выполнены следующие мероприятия:

получена подрядчиком проектно-техническая документация, утвержденная штампом заказчика «к производству работ»;

согласованы между подрядчиком и предприятиями-поставщиками график поставки оборудования с учетом технологической последовательности производства работ, перечень сложного электрооборудования, монтируемого с привлечением шефмонтажного персонала предприятий-поставщиков, условия транспортирования к месту монтажа тяжелого и крупногабаритного электрооборудования;

подготовлены помещения для размещения бригад рабочих, инженерно-технических работников, производственной базы, а также для складирования материалов и инструмента;

осуществлена приемка по акту строительной части объекта под монтаж электрооборудования и выполнены предусмотренные нормами и правилами мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности, охране окружающей среды.

При приемке оборудования в монтаж производится его осмотр, проверка комплектности (без разборки), проверка наличия и срока действия гарантий предприятий-изготовителей. Результаты осмотра оформляются соответствующим актом.

Электрооборудование при монтаже вскрытию и ревизии не подлежит, за исключением случаев, когда это предусмотрено государственными и отраслевыми стандартами или техническими условиями, а также случаев длительного хранения оборудования с нарушением заводских инструкций. Разборка оборудования, поступившего опломбированным с предприятия-изготовителя, запрещается.

Деформированное и поврежденное электрооборудование подлежит монтажу только после устранения повреждений и дефектов.

Электрооборудование, на которое истек нормативный срок хранения, указанный в государственных стандартах или технических условиях, принимается в монтаж только после проведения предмонтажной ревизии, исправления дефектов и испытаний. Результаты проведенных работ должны быть занесены в формуляры, паспорта и другую сопроводительную документацию на оборудование, должен быть составлен акт о проведении указанных работ.

Помещения закрытых распределительных устройств, фундаменты под электрооборудование сдаются под монтаж с полностью законченными строительными и отделочными работами. Сдача-приемка помещений и фундаментов для установки сложного и дорогостоящего электрооборудования, монтаж которого будет выполняться с привлечением шефмонтажного персонала, производится совместно с представителями предприятия, осуществляющего шефмонтаж.

До начала электромонтажных работ, например, на открытых распределительных устройствах генподрядчик должен закончить планировку территории, сооружение подъездных путей, кабельных каналов, установить шинные и линейные порталы, соорудить фундаменты под электрооборудование, ограждения вокруг распределительного устройства, резервуары для аварийного сброса масла, подземные коммуникации.

В конструкциях порталов и фундаментов под оборудование распределительных устройств должны быть установлены предусмотренные проектом закладные части и крепежные детали, необходимые для крепления гирлянд изоляторов и оборудования. В кабельных каналах и тоннелях должны быть установлены закладные детали для крепления кабельных конструкций. Должно быть также закончено сооружение водопровода и предусмотренных проектом автоматических устройств пожаротушения.

В зданиях и сооружениях, сдаваемых под монтаж электрооборудования, генподрядчиком или прямым строительным подрядчиком должны быть выполнены предусмотренные архитектурно-строительными чертежами постоянные проемы, ниши, отверстия в стенах и перекрытиях, необходимые для перемещения электрооборудования и монтажа низковольтных электрических сетей и контрольных кабелей. После выполнения электромонтажных работ генподрядчик обязан осуществить заделку временных отверстий, борозд, ниш и гнезд.

1.5. Охрана труда при выполнении электромонтажных работ

Важным моментом в организации электромонтажных работ является подготовка и обеспечение безопасных условий труда. Все подготовительные мероприятия в этом плане должны быть закончены до начала производства работ и приняты по акту о выполнении требований по охране труда.

Обязанности по обеспечению безопасных условий труда возлагаются на подрядчика, который разрабатывает организационно-технологическую документацию по выполнению работ (ППЭР), содержащую конкретные проектные решения, определяющие технические средства и методы работ, обеспечивающие выполнение нормативных требований охраны труда.

Исходными данными для разработки таких решений являются:

требования нормативных документов и стандартов по охране труда;
 типовые решения по обеспечению требований охраны труда,
 справочные пособия и каталоги средств защиты работающих;

инструкции заводов-изготовителей машин, механизмов, оборудования, материалов и конструкций по обеспечению охраны труда в процессе их применения.

При разработке проектных решений по организации монтажных площадок необходимо выявить опасные производственные факторы, связанные с технологией и условиями производства работ, определить и указать в организационно-технической документации зоны их действия.

Электромонтажные работы могут быть связаны как со строительством новых объектов (новых подстанций, линий электропередачи), так и с реконструкцией существующих. Во втором случае электромонтажные работы относятся к работам, выполняемым в действующих электроустановках. Здесь к зонам с опасными производственными факторами относятся все работы вблизи токоведущих частей действующей электроустановки. На выполнение таких работ должен оформляться наряд-допуск, при выполнении работ - соблюдаться технические и организационные меры безопасности. Указанные мероприятия должны выполняться также при работах в

компрессорных, с воздухоборниками, использованием баллонов с газом при газосварочных работах.

Электромонтажные работы в действующих электроустановках, как правило, должны осуществляться после снятия напряжения со всех токоведущих частей, находящихся в зоне производства работ, их отсоединения от действующей части электроустановки, обеспечения видимых разрывов электрической цепи и заземления отсоединенных токоведущих частей. Зона производства работ должна быть отделена от действующей части электроустановки сплошным или сетчатым ограждением, препятствующим проходу в эту часть монтажному персоналу, должны быть вывешены плакаты безопасности.

Выделение для монтажной организации зоны производства работ, принятие мер по предотвращению ошибочной подачи в нее напряжения, ограждение от действующей части с указанием мест прохода персонала и проезда механизмов должны оформляться актом-допуском.

Допуск электромонтажников к работам в действующих электроустановках должен осуществляться персоналом эксплуатирующей организации и оформляется в письменном виде с указанием состава бригады и группы по электробезопасности каждого члена бригады. Наряд-допуск выдается руководителю работ (прорабу, мастеру, менеджеру) на срок, необходимый для выполнения заданного объема работ. Персонал электромонтажных организаций перед допуском к работе в действующих электроустановках должен быть проинструктирован по вопросам электробезопасности на рабочем месте лицом, допускающим к работе, которое обязано осуществлять контроль за выполнением предусмотренных в наряде-допуске мероприятий по обеспечению безопасности производства работ.

Эксплуатационный персонал несет ответственность за сохранность временных ограждений рабочих мест, предупредительных плакатов и предотвращение подачи рабочего напряжения на отключенные токоведущие части, соблюдение членами бригады монтажников безопасных расстояний до токоведущих частей, оставшихся под напряжением.

Работой электромонтажной бригады должен руководить грамотный и опытный инженерно-технический работник подрядной организации, который должен правильно расставить людей и механизмы, обеспечить выполнение требований эксплуатационного персонала.

Важными элементами высокого качества и безопасности работ являются соответствующая квалификация и высокая дисциплинированность электромонтажного и эксплуатационного персонала. При отсутствии этих качеств даже самым тщательным образом разработанные ППЭР не гарантируют от производственного

травматизма, брака при монтаже дорогостоящего оборудования, подачи напряжения в зону производства работ.

Электромонтажные работы сопровождаются широким использованием различных строительных машин и механизмов (транспортных, грузоподъемных, землеройных и других). Все машины и механизмы должны соответствовать требованиям государственных стандартов по безопасности труда (иметь сертификат на соответствие требованиям безопасности). Инженерно-технические работники, ответственные за выполнение работ, и рабочие, выполняющие такелажные или стропальные работы, должны быть аттестованы органами государственного надзора.

При размещении машин на монтажной площадке руководитель работ должен определить рабочую зону машины и границы создаваемой ею опасной зоны. При этом должна быть обеспечена обзорность рабочей зоны с рабочего места машиниста.

Транспортные средства и оборудование, применяемое для погрузочно-разгрузочных работ, должны соответствовать характеру перерабатываемого груза. Площадки для погрузочно-разгрузочных работ должны быть спланированы и иметь уклон не более 5°, а их размеры и покрытия - соответствовать ППЭР.

Для стесненных и опасных условий проведения работ должны регламентироваться вылет и угол поворота стрелы подъемно-транспортного средства, а при работе в охранной зоне линии электропередачи корпуса машин (за исключением машин на гусеничном ходу) должны быть заземлены при помощи инвентарного переносного заземления.

Выполнение работ в охранной зоне линии допускается при условии, если расстояние по воздуху от машины (механизма) или от ее выдвижной или подъемной части до ближайшего провода, находящегося под напряжением, будет не менее:

1,0 м - при напряжении линии до 35 кВ;

1,5 м - при напряжении линии 110 кВ.

2,5 м - при напряжении линии 220 кВ.

Техническое состояние всех транспортных средств должно соответствовать Правилам дорожного движения и Правилам охраны труда на автомобильном транспорте.

Выполнение на монтажной площадке отдельных видов работ, например сварочных, газопламенных, электротермических, должно осуществляться в соответствии с межотраслевыми правилами по охране труда при выполнении этих работ. К указанным работам относятся, в частности, укладка мягкой кровли на крыше закрытого распределительного устройства с использованием газовых горелок,

прогрев силовых трансформаторов перед их испытанием после монтажа и другие работы.

В этих случаях должны быть приняты меры предупреждения пожара, а в отдельных случаях подрядчик или заказчик по заявке электромонтажной организации должны оповещать местную пожарную часть для ведения надзора за пожароопасными работами.

1.6. Индустриализация и механизация электромонтажных работ

С целью сокращения сроков ввода объектов в эксплуатацию и повышения качества выполнения электромонтажных работ стремятся к максимальной *индустриализации и механизации* этих работ, а также к привлечению для монтажа электрооборудования высококвалифицированного персонала предприятий-изготовителей.

Под индустриализацией понимается предварительное комплектование и сборка электрооборудования с целью повышения его монтажной готовности. Это достигается путем переноса максимально возможного количества операций по монтажу элементов электроустановок с монтажной зоны на монтажные заводы и мастерские, оснащенные высокопроизводительными механизмами. Уровень индустриализации определяется отношением объема электромонтажных работ, выполненных за пределами монтажной зоны, к общему объему электромонтажных работ.

Для повышения уровня индустриализации работ крупные монтажные организации, как правило, имеют в своем составе подразделения, занимающиеся изготовлением изделий, конструкций и механизмов, не выпускаемых промышленностью серийно.

Индустриальный монтаж состоит из двух стадий:

первая стадия включает в себя предварительную комплектацию электрооборудования, сборку на заводах и монтажных мастерских поставляемого разрозненного оборудования в комплектные блоки и укрупненные узлы с доведением их до полной монтажной готовности;

на второй стадии выполняется установка комплектных блоков и укрупненных узлов оборудования, прокладываются силовые и осветительные сети и сети заземления, осуществляется проверка правильности монтажа, пусконаладочные работы и приемо-сдаточные испытания электрооборудования.

Наиболее высокий уровень индустриализации имеют работы по монтажу распределительных устройств, изготовление которых в виде комплектных ячеек и блоков выполняется на заводах отечественной промышленности: КРУ-6/10, КРУБ-35, КРУБ-110, КРУЭ-110 кВ и выше.

Развитие индустриальных методов электромонтажных работ тесно связано с повышением уровня их механизации. Механизация электромонтажных работ имеет два основных направления:

использование универсальных механизмов и подъемно-транспортных машин для механизации трудоемких процессов; это, в частности, бурильно-крановые машины, телескопические вышки, гидроподъемники;

применение общестроительных инструментов, разработка и применение различных приспособлений при выполнении отдельных монтажных операций; это, в частности, различный электроинструмент, строительно-монтажные пистолеты, переносные прессы для оконцевания и соединения проводов и жил кабелей.

Исполнение сроков ввода объектов в эксплуатацию существенно зависит от материально-технического обеспечения электромонтажных работ. В структуре крупных монтажных организаций функции материально-технического обеспечения возлагаются на специальные подразделения – управления (участки) производственно-технической комплектации (УПТК).

Эти структурные подразделения своими силами и средствами доставляют в монтажную зону необходимое оборудование, материалы и механизмы. Успешная работа подразделений требует механизации складского хозяйства, позволяющей вести механизированным способом комплектацию материалов и изделий в специальные контейнеры для последующей доставки их в монтажную зону.

Монтаж сложного и дорогостоящего оборудования (мощные трансформаторы, новые выключатели на 110 кВ и выше, электрооборудование фирм Сименс, АББ и других) выполняется, как правило, с привлечением шефмонтажного персонала от поставщика оборудования. Этот персонал в соответствии с договором поставки оборудования осуществляет руководство монтажом и испытаниями оборудования.

1.7. Пусконаладочные работы

Пусконаладочные работы, сопровождающие электромонтажные работы, представляют собой комплекс работ, включающий проверку, настройку и испытания электрооборудования с целью обеспечения его проектных параметров и режимов.

Пусконаладочные работы осуществляются в четыре этапа.

На первом (подготовительном) этапе подрядчик:

разрабатывает (на основе проектной и эксплуатационной документации предприятий-изготовителей) рабочую программу пусконаладочных работ, включающую мероприятия по охране труда;

передает заказчику замечания по проекту, выявленные в процессе разработки рабочей программы;

готовит парк измерительной аппаратуры, испытательного оборудования и приспособлений.

На этом этапе работ заказчик:

выдает подрядчику уставки релейной защиты, блокировок и автоматики, согласованные с энергосистемой;

подает напряжение на рабочие места наладочного персонала от временных или постоянных сетей электроснабжения;

назначает представителей по приемке пусконаладочных работ и согласовывает с подрядчиком сроки выполнения работ, учтенные в общем графике строительства.

На втором этапе производятся наладочные работы на отдельно стоящих панелях управления, защиты и автоматики, а также наладочные работы, совмещенные с электромонтажными работами. Начало пусконаладочных работ определяется степенью готовности строительно-монтажных работ: в электротехнических помещениях должны быть закончены все строительные работы, включая и отделочные, закрыты все проемы, колодцы и кабельные каналы, выполнено освещение, отопление и вентиляция, закончена установка электрооборудования и выполнено его заземление.

На этом этапе генеральный подрядчик обеспечивает временное электроснабжение и временную связь в зоне производства работ. Заказчик обеспечивает:

согласование с проектной организацией вопросов по замечаниям, выявленным в процессе изучения проекта;

авторский надзор со стороны проектных организаций;

замену отбракованного и поставку недостающего электрооборудования, устранение дефектов электрооборудования и монтажа, выявленных в процессе производства пусконаладочных работ;

поверку и ремонт электроизмерительных приборов.

По окончании второго этапа пусконаладочных работ и до начала индивидуальных испытаний подрядчик вносит изменения в принципиальные электрические схемы объектов электроснабжения, включаемых под напряжение.

На третьем этапе пусконаладочных работ выполняются индивидуальные испытания электрооборудования, в частности проверка и испытания систем охлаждения и РПН трансформаторов, устройств защиты, автоматики и управления оборудованием, особенно с новыми реле фирм Сименс и АББ. Началом данного этапа считается введение эксплуатационного режима на данной электроустановке, после чего пусконаладочные работы должны относиться к работам в действующих электроустановках и выполняться с оформлением наряда-допуска и соблюдением технических и организационных мер безопасности.

На этом этапе производятся индивидуальные испытания оборудования, настройка параметров, уставок защит и характеристик

оборудования, опробование схем управления, защиты и сигнализации, а также опробование электрооборудования на холостом ходу.

Обслуживание электрооборудования на этом этапе осуществляется заказчиком, который обеспечивает расстановку эксплуатационного персонала, сборку и разборку электрических схем, а также осуществляет технический надзор за состоянием электрооборудования.

После окончания индивидуальных испытаний электрооборудование считается принятым в эксплуатацию. При этом подрядчик передает заказчику протоколы испытаний электрооборудования повышенным напряжением, проверки устройств заземления и зануления, а также исполнительные и принципиальные электрические схемы, необходимые для эксплуатации электрооборудования. Все остальные протоколы наладки электрооборудования передаются заказчику в срок до четырех месяцев после приемки объекта в эксплуатацию.

Окончание пусконаладочных работ на третьем этапе оформляется актом технической готовности электрооборудования для комплексного опробования.

На четвертом этапе пусконаладочных работ производится комплексное опробование электрооборудования по утвержденным программам. На этом этапе выполняются пусконаладочные работы по настройке взаимодействия систем электрооборудования в различных режимах. В состав указанных работ входят:

обеспечение взаимных связей, регулировка и настройка характеристик и параметров отдельных устройств и функциональных групп электроустановки с целью обеспечения на ней заданных режимов работы;

опробование электроустановки по полной схеме на холостом ходу и под нагрузкой во всех режимах работы для подготовки к комплексному опробованию технологического оборудования.

Пусконаладочные работы на четвертом этапе считаются законченными после получения на электрооборудовании предусмотренных проектом параметров и режимов, обеспечивающих устойчивый технологический процесс. Для силовых трансформаторов – это 72 часа работы под нагрузкой, для воздушных и кабельных линий электропередачи – 24 часа работы под нагрузкой.

1.8. Приемка объекта в эксплуатацию

В период строительства объекта (линии электропередачи, подстанции) осуществляется технический надзор за производством строительных, монтажных и наладочных работ. Этот надзор

обеспечивается будущим эксплуатационным персоналом (заказчиком), проектной организацией (авторский надзор), органами государственного надзора, в частности, Госгортехнадзором. Последний является федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим нормативное регулирование, разрешительные, контрольные и надзорные функции в области промышленной безопасности, использования и охраны недр.

Задачей эксплуатационного персонала на этом этапе является оказание помощи монтажной организации в части своевременного выявления дефектов, упущений и отступлений от проекта.

По окончании всех работ подрядчик уведомляет заказчика о необходимости приемки объекта в эксплуатацию.

Предъявляемый к приемке в эксплуатацию объект должен соответствовать требованиям законодательства Российской Федерации, проектной документации, договору подряда (контракту) строительным, санитарным, экологическим и другим нормам. Оценка соответствия объекта проекту и требованиям нормативных документов осуществляется приемочной комиссией, в состав которой входят представители заказчика, подрядчика, проектировщиков, территориальных администраций, органов государственного надзора и инспекции по охране труда.

Заказчик предъявляет приемочной комиссии всю необходимую проектную и техническую документацию по объекту.

В помощь приемочной комиссии создается рабочая комиссия, члены которой производят детальный осмотр объекта и составляют акты с перечислением обнаруженных дефектов и недоделок по отдельным разделам проекта или в целом по объекту.

После устранения подрядчиком всех указанных рабочей комиссией недостатков и несоответствий с проектом составляется акт приемки законченного строительства объекта (форма N КС-11). На практике этот акт называется "актом рабочей комиссии". Указанный документ является основанием для окончательной оплаты всех выполненных подрядчиком работ в соответствии с договором подряда (контрактом).

На основании акта рабочей комиссии, ознакомления с технической документацией, положительных результатов проведения индивидуальных и комплексных испытаний приемочная комиссия определяет готовность объекта к сдаче в эксплуатацию.

Окончательным документом по приемке и вводу законченного строительства объекта является акт приемки законченного строительства объекта приемочной комиссией (форма N КС-14). Этот акт подписывается всеми членами приемочной комиссии, каждый из которых несет ответственность за принятые комиссией решения в пределах своей компетенции.

Приемочная комиссия слагает свои полномочия после утверждения акта приемочной комиссии заказчиком. С этого момента объект переходит в ведение эксплуатирующей организации (заказчика), которая принимает его баланс и регистрирует в установленном порядке право собственности на новый объект в местных органах исполнительной власти.

Глава 2. Монтаж воздушных линий электропередачи

2.1. Подготовительные работы

До начала работ по сооружению воздушных линий электропередачи (ВЛ) должны быть выполнены следующие работы:

получены разрешения на ведение работ по трассе ВЛ, включая территории лесных массивов и сельскохозяйственных угодий;

подготовлены временные помещения для размещения монтажных бригад и прорабских участков;

организованы временные базы для складирования материалов;

проверены состояние дорог, мостов и подъездных путей к трассе ВЛ, при необходимости сооружены временные подъездные дороги;

расчищена полоса земли вдоль трассы, а в лесной местности устроены просеки;

осуществлен предусмотренный проектом снос строений, находящихся на трассе ВЛ или вблизи нее и препятствующих производству работ;

выполнен производственный пикетаж – установка вдоль трассы ВЛ пикетов, отмечающих будущие места установки опор.

После устройства временных баз для хранения материалов выполняется транспортировка этих материалов в район прохождения трассы ВЛ.

Перевозка опор на трассу ВЛ осуществляется специальными стволовозами. Барабаны с проводом перевозят в вертикальном положении, закрепляя их в кузове автотранспорта растяжками из стальной проволоки. Фарфоровые и стеклянные подвесные изоляторы, предварительно проверенные и собранные в гирлянды требуемой длины и транспортируются на трассу ВЛ в специальных деревянных контейнерах, предохраняющих изоляторы от механических повреждений.

Разгрузка опор и барабанов с проводом должна выполняться, как правило, подъемными кранами.

Поставка строительной техники на трассу ВЛ осуществляется своим ходом или на специальных автомобильных платформах.

2.2. Сборка и установка опор

Сборка опор. Стойки деревянных опор (рис. 2.1) соединяются в нахлест с железобетонными приставками (пасынками). Соединения приставок с деревянной стойкой выполняются с помощью бандажей из стальной проволоки или стальных хомутов. Для бандажей применяется мягкая оцинкованная проволока диаметром 4 мм или неоцинкованная проволока диаметром 5...6 мм. Число витков бандажа принимается равным:

12 – при диаметре проволоки 4 мм;

10 – при диаметре проволоки 5 мм;

8 – при диаметре проволоки 6 мм.

Деревянные опоры для ВЛ напряжением 35 кВ и выше поставляются отдельными элементами (стойки, траверса, раскосы), сборка которых между собой выполняется с помощью болтовых соединений.

В стойках деревянных опор ВЛ напряжением до 10 кВ высверливаются отверстия для вкручивания стальных крючьев, на которые с помощью полиэтиленовых колпачков армируются штыревые изоляторы. На траверсах деревянных П-образных опор ВЛ напряжением 35 кВ и выше в просверленные отверстия устанавливаются элементы цепной арматуры для дальнейшего крепления гирлянд изоляторов. При необходимости по стойке деревянной опоры прокладывается заземляющий спуск из стальной проволоки.

На железобетонных опорах ВЛ с помощью специальных хомутов монтируются стальные траверсы. Для ВЛ напряжением до 10 кВ эти траверсы имеют штыри, на которые с помощью полиэтиленовых колпачков армируются штыревые изоляторы. Для ВЛ напряжением 35 кВ и выше на концы траверс устанавливаются элементы цепной арматуры для дальнейшего крепления гирлянд подвесных изоляторов.

Металлические опоры поставляются отдельными элементами, сборка которых между собой выполняется с помощью болтовых соединений. После завершения сборки металлических опор производится восстановление их антикоррозийного покрытия в местах его повреждения при транспортировке и сборке.

Сборка опор выполняется по возможности ближе к месту ее будущей установки. При сборке применяются автокраны, домкраты и другие механизмы и инструменты. Собранные опоры должны соответствовать рабочим чертежам проекта ВЛ.

Фундаменты опор. Металлические опоры устанавливаются на железобетонные фундаменты (подножки) или сваи. Котлованы под фундаменты металлических опор разрабатываются экскаваторами. Заглубление железобетонных свай в грунт выполняется виброударным

способом. Глубина заложения фундаментов или свай должна соответствовать проекту ВЛ.

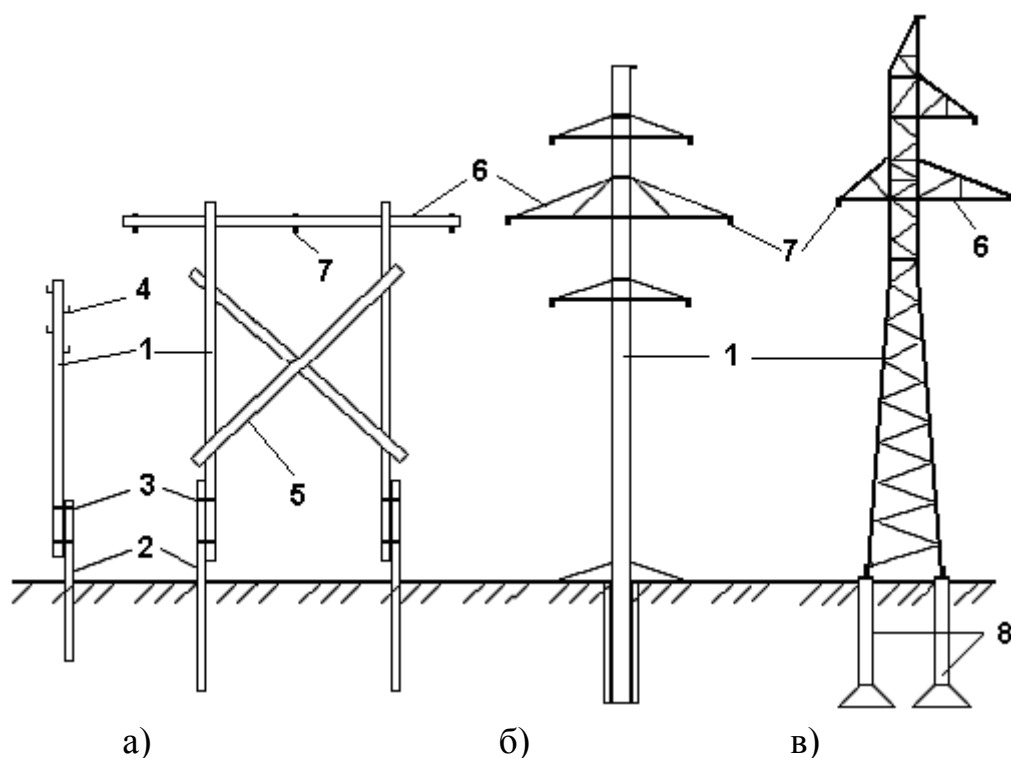


Рис. 2.1. Деревянные (а), железобетонная (б) и стальная (в) опоры ВЛ: 1 – стойка опоры; 2 – железобетонная приставка (пасынок); 3 – бандаж из стальной проволоки или стальной хомут; 4 – крючья для армировки изоляторов; 5 – раскосы для жесткости; 6 - траверсы; 7 - сцепная арматура для крепления гирлянды изоляторов; 8 – железобетонные фундаменты.

Одновременно с устройством фундаментов выполняется монтаж заземляющих устройств – устанавливаются искусственные вертикальные и горизонтальные заземлители. В качестве естественных заземлителей используются непосредственно железобетонные фундаменты опор.

Верхние части железобетонных фундаментов нивелируются по горизонтали и на них устанавливается жесткий шаблон, соответствующий размерам нижней части металлической опоры. После этого котлованы засыпаются с послойной трамбовкой грунта. Шаблон снимается после засыпки котлованов.

Железобетонные и деревянные опоры устанавливаются без фундаментов. Котлованы для деревянных и железобетонных опор разрабатываются специальными буровыми машинами. Диаметр котлована должен превышать нижний диаметр (размер) стойки опоры на 5...10 см. Глубина котлованов должна соответствовать проекту ВЛ.

Установка опор. Методы установки опор зависят от их конструкций, фундаментов, а также наличия тех или иных подъемных средств и механизмов. Большинство опор устанавливаются с помощью

подъемного крана соответствующей грузоподъемности. Вылет и рабочий ход стрелы подъема крана должны обеспечивать полный подъем опоры, перемещение ее к месту установки и удержание в вертикальном положении до закрепления опоры на фундаменте или в грунте.

При установке опоры выверяется ее вертикальное положение. Для металлических опор используются металлические прокладки, устанавливаемые между пятой опоры и верхней плоскостью железобетонного фундамента. Вертикальность деревянных и железобетонных опор достигается с помощью временных оттяжек и упоров до окончательного закрепления опоры в грунте. Котлованы под деревянные и железобетонные опоры после выверки их вертикального положения засыпаются гравийно-песчаной смесью с послойным трамбованием.

2.3. Монтаж проводов и грозозащитных тросов

Монтаж проводов (тросов) выполняется отдельно на каждом участке ВЛ, ограниченном двумя ближайшими анкерными опорами (анкерном пролете), и состоит из следующих основных операций:

- раскатки проводов, включая их соединения и подъем на опоры;
- натяжения проводов с регулировкой стрелы провеса;
- крепления проводов к изоляторам опор.

Перед раскаткой проводов к опорам подвешиваются специальные монтажные ролики (2.2,а), на которые вывешивается провод в процессе раскатки, и по которым выполняется последующее натяжение провода.

Раскатка проводов проводится с помощью тягового механизма (трактора) и может осуществляться двумя способами:

установкой барабана с проводом на стационарном устройстве (козлах или винтовых домкратах) в начале монтируемого участка и закреплением конца провода у движущегося вдоль трассы трактора (рис. 2.2,б);

закреплением конца провода в начале монтируемого участка и установкой барабана с проводом на движущемся вдоль трассы тракторе.

Второй способ раскатки обеспечивает лучшую сохранность провода от механических повреждений при трении о грунте, однако применение этого способа ограничено. В частности, невозможно раскатать и вывесить средний провод у деревянных П-образных опор с раскосами.

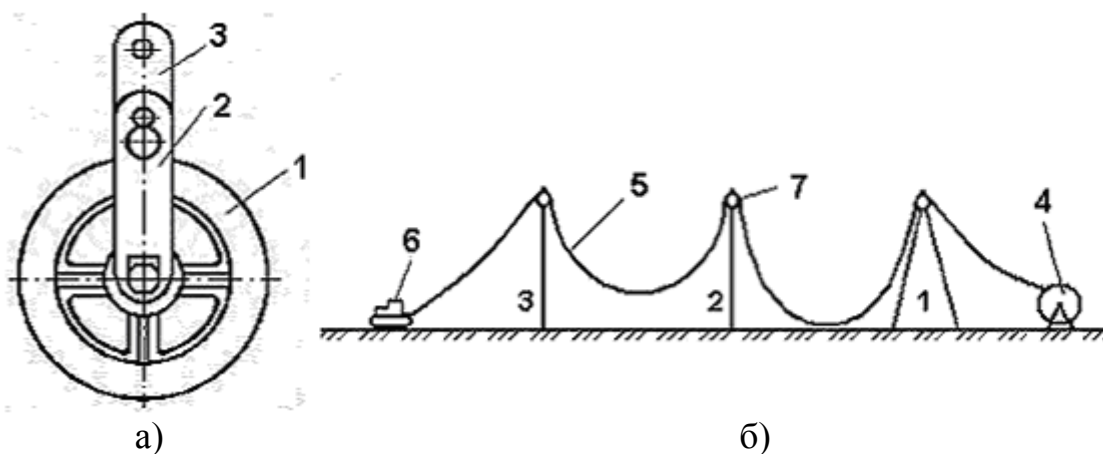


Рис. 2.2. Монтажный ролик (а) и фрагмент раскатки провода (б);
а): 1 - диск; 2 – откидная щека для укладки провода; 3 – подвеска для крепления;
б): 1 – анкерная опора; 2, 3 – промежуточные опоры; 4 – барабан с проводом; 5 – провод; 6 – тяговый механизм (трактор); 7 – монтажный ролик.

Указанная технология раскатки применяется для голых (неизолированных) алюминиевых и сталеалюминиевых проводов.

В настоящее время для линий электропередачи напряжением до 20 кВ широко применяются изолированные провода. На напряжение до 1 кВ используются самонесущие изолированные провода (СИП), представляющие собой скрученные в жгут изолированные проводники. Воспринимающий осевую нагрузку (несущий) нулевой проводник может выполняться без изоляции или с изоляцией. В некоторых конструкциях СИП все проводники выполняются несущими. Линии с СИП обозначаются ВЛИ.

На напряжение выше 1 кВ применяются защищенные изоляцией провода (ЗИП) в одножильном исполнении. Линии с такими проводами обозначаются ВЛЗ.

Изолированные провода по сравнению с неизолированными имеют ряд преимуществ, среди которых можно выделить большую надежность и меньшие эксплуатационные расходы.

Главной особенностью раскатки изолированных проводов является соблюдение особой осторожности при монтаже, не допускающей повреждения изолирующего покрытия.

На рис. 2.3 приведена схема раскатки изолированного провода в анкерном пролете. У одной анкерной опоры на раскаточное устройство устанавливается барабан с изолированным проводом. Это раскаточное устройство должно быть оснащено тормозом. У другой анкерной опоры закрепляется раскаточный механизм с электромеханической лебедкой и тросом-лидером соответствующей длины.

Раскатка изолированного провода выполняется в два этапа. На первом этапе осуществляется раскатка троса-лидера от раскаточного

механизма по направлению к барабану с проводом. Лебедка раскаточного механизма включена на размотку троса-лидера. Раскатка выполняется любым тяговым механизмом. Одновременно с раскаткой троса выполняется его подъем на опоры и укладка в раскаточные ролики, диск которых выполнен из пластмассы или металла с пластиковым покрытием.

После раскатки троса-лидера его свободный конец соединяется с помощью монтажного чулка с концом изолированного провода у барабана. Монтажный чулок надевают на провод и закрепляют проволочным биндом на длине не менее 0,5 м.

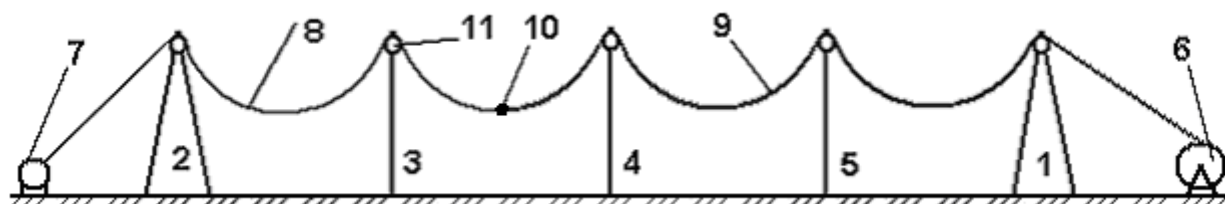


Рис. 2.3. Процесс раскатки изолированных проводов: 1, 2 – анкерные опоры; 3, 4, 5 – промежуточные опоры; 6 – барабан с изолированным проводом; 7 – раскаточный механизм с лебедкой; 8 – трос-лидер; 9 – изолированный провод; 10 – место соединения троса и провода; 11 – монтажный ролик

На втором этапе выполняется раскатка изолированного провода. Для этого лебедка раскаточного механизма включается на намотку троса-лидера. Раскатка провода должна производиться под *тяжением*, обусловленным силой тяги лебедки и тормозным устройством у барабана с проводом. Тяжение необходимо для исключения возможности провисания провода до поверхности земли и повреждения его изоляции от трения о грунт.

Для предотвращения образования петель на СИП при его раскатке между монтажным чулком и тросом-лидером должен быть установлен вертлюг.

При раскатке проводов производится их *соединение*. Голые алюминиевые и сталеалюминиевые провода сечением до 185 мм² соединяются с помощью овальных соединителей, представляющих собой алюминиевую трубку овального сечения. В соединитель с разных сторон вставляются концы соединяемых проводов, после чего с помощью переносных монтажных инструментов производится скручивание соединителя (рис. 2.4,а) или его обжатие (рис. 2.4,б).

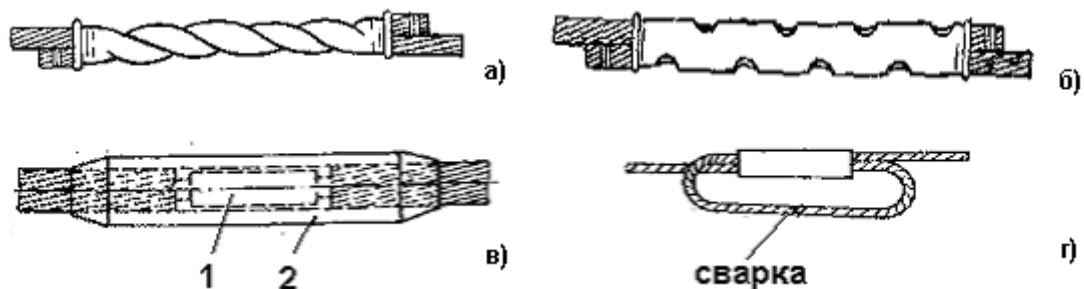


Рис. 2.4. Соединения алюминиевых и сталеалюминиевых проводов

Для повышения надежности контактного соединения и уменьшения его переходного сопротивления короткие концы соединяемых проводов, выходящие из овального соединителя, свариваются с помощью термитного патрона (рис. 2.4,г).

Сталеалюминиевые провода сечением 240 мм^2 и более соединяются с помощью прессуемых соединителей, состоящих из двух трубок - стальной и алюминиевой (рис. 2.4,в). Для соединения таких проводов применяется переносный ручной пресс. С помощью стальной трубки 1 опрессовываются концы стальных сердечников соединяемых проводов, с помощью алюминиевой трубки 2, накладываемой поверх стальной, опрессовываются алюминиевые части соединяемых проводов.

В одном пролете ВЛ допускается не более одного соединения на провод каждой фазы.

Для соединения изолированных проводов применяются болтовые, прессуемые или автоматические (цанговые) зажимы. Последние очень удобны при монтаже, поскольку концы соединяемых проводов после вставки их в зажим автоматически заклиниваются в зажиме, обеспечивая требуемую прочность заделки.

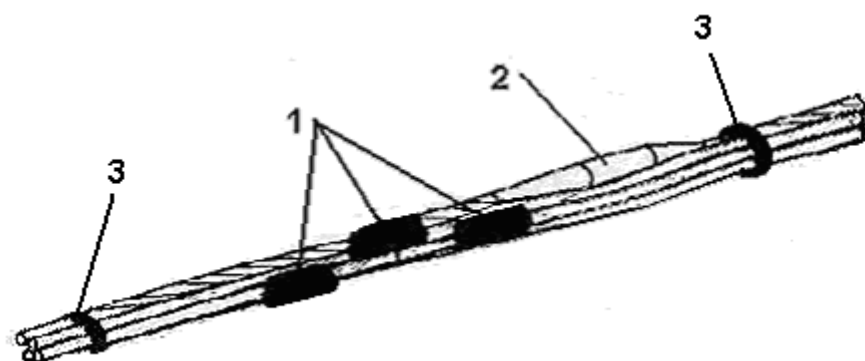


Рис. 2.5. Соединение самонесущего изолированного провода

Соединение СИП показано на рис. 2.5. Соединение неизолированного несущего нулевого провода выполнено с помощью цангового зажима 2, соединения фазных проводов - опрессованием. Освобожденные от изоляции концы соединяемых фазных проводов

вставляются в гильзу 1, покрытую снаружи слоем изоляции, и опрессовываются с помощью ручного пресса. В процессе опрессовки создается надежный электрический контакт и герметизация изоляцией гильзы места соединения. Для предотвращения раскручивания СИП справа и слева от места соединения устанавливаются фиксирующие ремешки 3.

Натяжение проводов (рис. 2.6,а) выполняют с помощью тягового механизма (трактора, лебедки). При натяжении проводов необходимо следить за прохождением через монтажные ролики мест соединений проводов, у пересекаемых проезжих дорог должны быть выставлены сигнальщики.

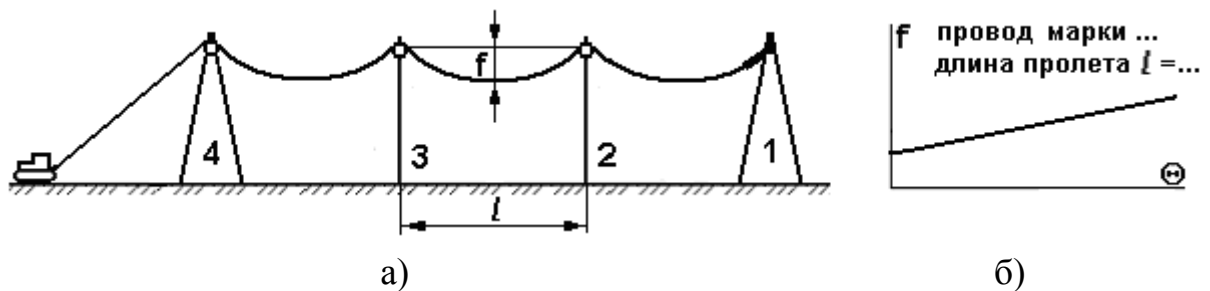


Рис. 2.6. Натяжение проводов (а) и монтажный график (б)

При натяжении проводов регулируются их стрела провеса f – расстояние между прямой, соединяющей точки подвеса провода на опорах и низшей точкой провисания провода. Регулировка стрелы провеса выполняется по монтажным графикам (рис. 2.6,б) в соответствии с фактической температурой воздуха Θ , маркой провода и длиной пролета l .

Измерение стрел провеса проводов может выполняться различными способами. В частности, для этих целей применяется простейшее приспособление – карманный высотомер (рис. 2.7). Этот прибор представляет собой плоскую коробку 1, имеющую форму равнобедренной трапеции, в верхней части которой имеются смотровые отверстия 2, а в основании вставлено стекло, на котором нанесены две риски – верхняя 3 и нижняя 4.

Для определения высоты измеряемого объекта H наблюдатель удаляется от него, держа прибор смотровыми отверстиями у глаз, на такое расстояние L , при котором верхняя риска совпадет с вершиной объекта, а нижняя – с его основанием. Геометрические размеры прибора и риски на стекле выполнены так, что $H = L / 2$. Измерение расстояния L проблем не представляет.

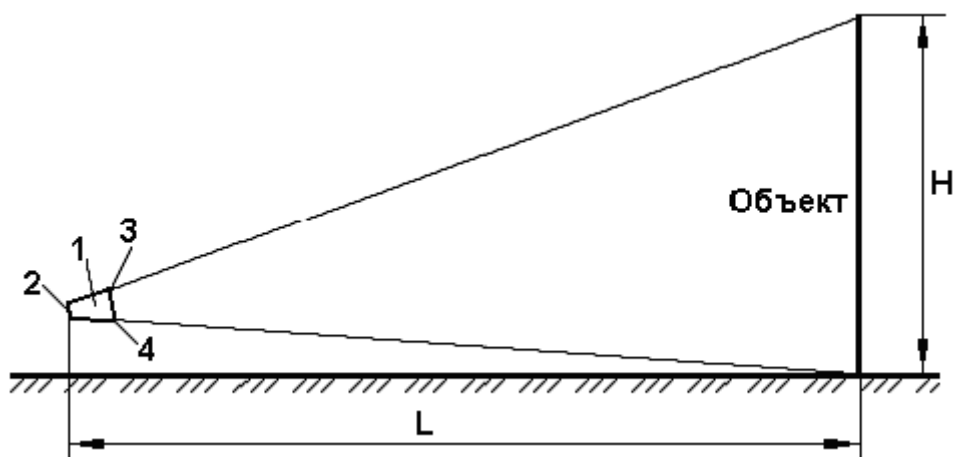


Рис. 2.7. Измерение высоты объекта

Для определения стрелы провеса провода измеряется сначала высота подвески провода на опоре, затем расстояние от низшей точки провисания провода до земли и находится разность полученных значений. Погрешность измерений таким прибором составляет 3...4%, что вполне приемлемо.

Крепление голых проводов на анкерных опорах ВЛ напряжением до 1 кВ со штыревыми изоляторами осуществляется закручиванием проводов так называемой «заглушкой» (рис. 2.8, а). На опорах ВЛ напряжением выше 1 кВ со стержневыми изоляторами крепление проводов выполняется петлей, образованной с помощью болтового плашечного зажима (рис. 2.8, б).

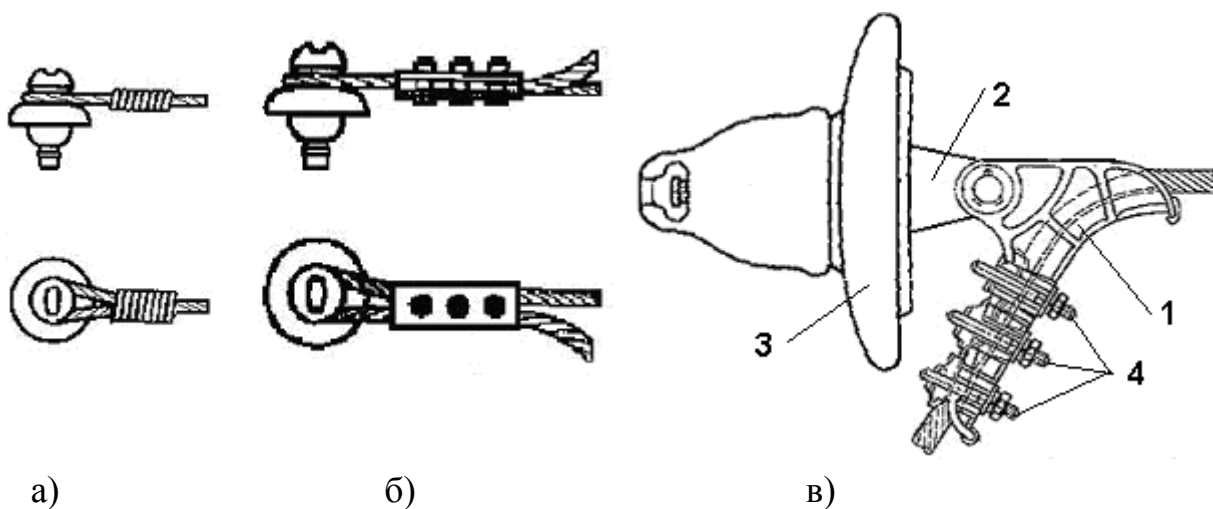


Рис. 2.8. Крепление проводов на анкерных опорах со штыревыми изоляторами (а, б); с подвесными изоляторами (в)

Крепление проводов на анкерных опорах с подвесными изоляторами осуществляется с помощью натяжных зажимов (рис. 2.8,в). Зажим 1 с

помощью сцепной арматуры 2 крепится к нижнему изолятору гирлянды 3. Провод в зажиме затягивается прижимными плашками с помощью U-образных шпилек 4.

На анкерных опорах короткие концы проводов (шлейфы), идущие от двух натяжных зажимов одной фазы, соединяются болтовыми зажимами или свариваются с помощью термитного патрона.

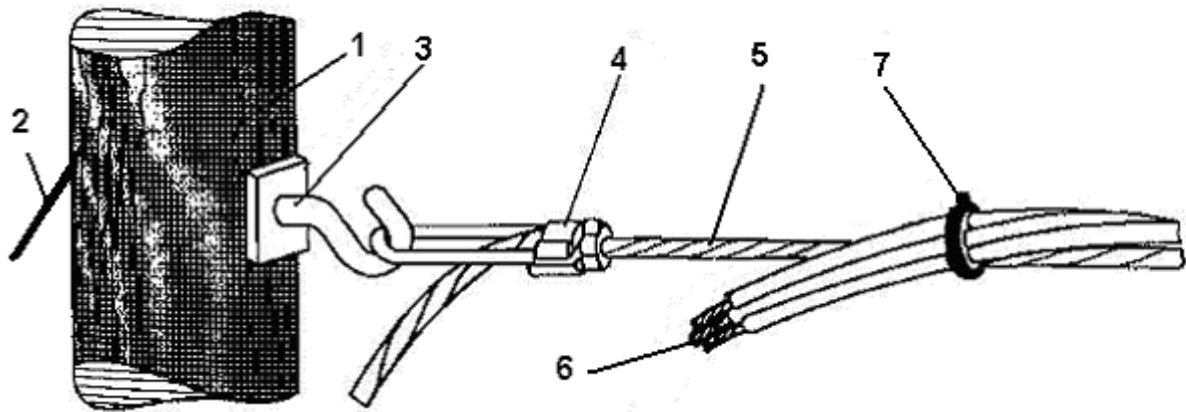


Рис. 2.9. Крепление СИП на анкерной опоре: 1 – опора; 2 – оттяжка; 3 – крюк; 4 – анкерный зажим; 5 – несущая нулевая жила; 6 – фазные провода; 7 – фиксатор

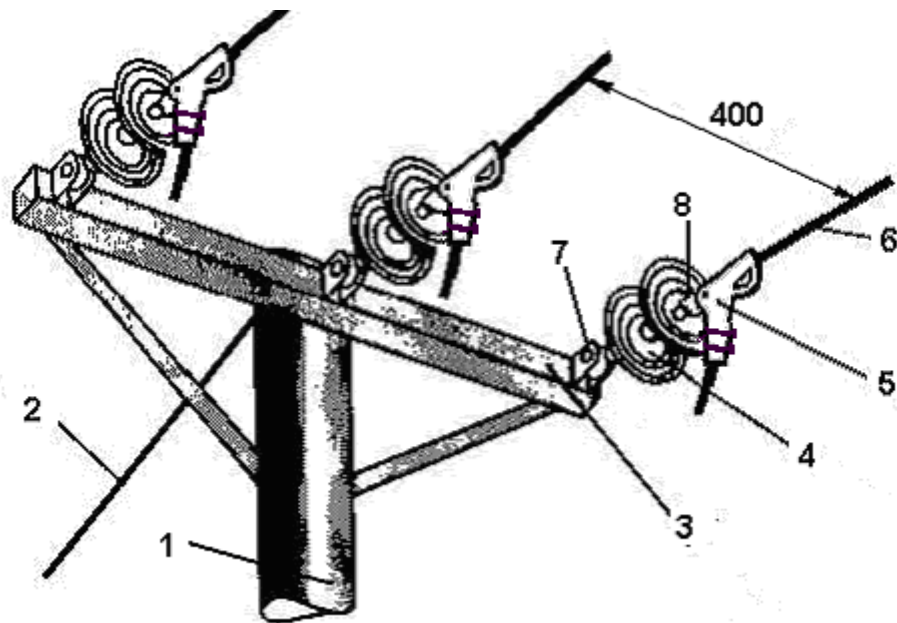


Рис. 2.10. Крепление ЗИП на анкерной опоре: 1 – опора; 2 – оттяжка; 3 – траверса; 4 – подвесной изолятор; 5 – натяжной зажим; 6 – изолированный провод; 7 – арматура для крепления изоляторов к траверсе; 8 – арматура для крепления натяжного зажима к изолятору.

Крепление изолированных проводов на анкерных опорах ВЛ напряжением до 1 кВ выполняется без изоляторов (рис. 2.9) с помощью анкерных зажимов, фиксирующих несущую нулевую жилу.

Крепление изолированных проводов на анкерных опорах ВЛ напряжением выше 1 кВ выполняется через подвесные изоляторы и натяжные болтовые зажимы (рис. 2.10). Корпус зажима и прижимная плашка изготавливаются из алюминиевого сплава. Момент затяжки болтов зажима нормируется и обеспечивается динамометрическим ключом. Величина момента указывается на корпусе зажима или в спецификации к нему.

Крепление голых проводов на промежуточных опорах со стержневыми изоляторами осуществляется вязкой из алюминиевых проволок (рис. 2.11, а). На промежуточных опорах с подвесными изоляторами провод с монтажных роликов переключается в поддерживающий зажим 1 (рис. 2.11,б), прикрепляемый к нижней части изолятора 2. Провод в зажиме затягивается прижимными плашками с помощью U-образных шпилек 3. На рис. 2.11,б показан полимерный подвесной изолятор.

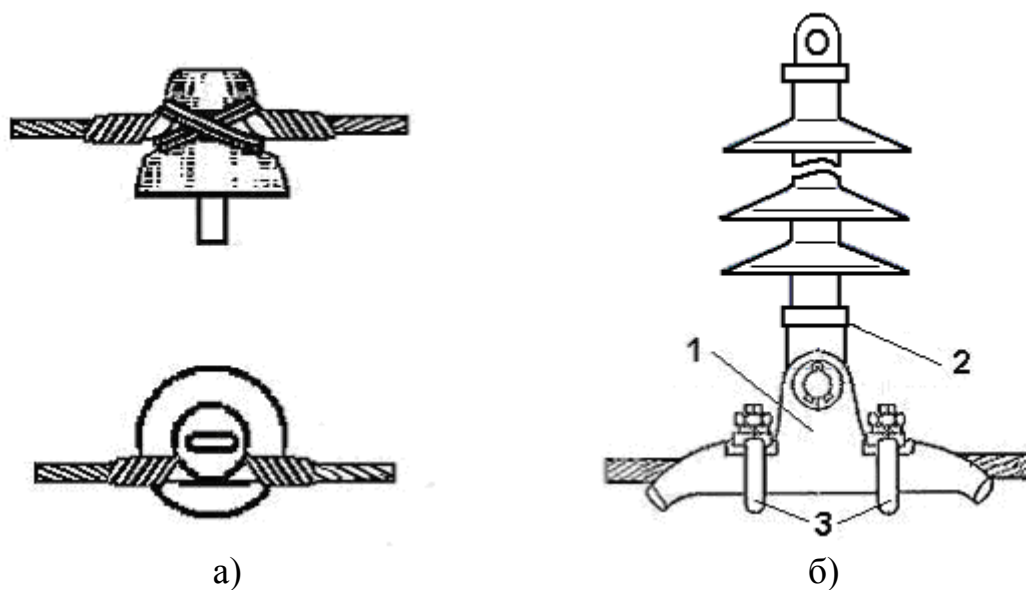


Рис. 2.11. Крепление проводов на промежуточных опорах со штыревыми изоляторами (а) и подвесными изоляторами (б)

Крепление изолированных проводов на промежуточных опорах ВЛ напряжением до 1 кВ выполняется с помощью укладки нулевой жилы СИП в поддерживающий болтовой зажим (рис. 2.12). Крепление ЗИП на промежуточных опорах ВЛ напряжением выше 1 кВ со штыревыми изоляторами осуществляется вязкой провода к изолятору (рис. 2.13).

Ответвления от линии с СИП (рис. 2.14,а) выполняются с помощью болтовых прокалывающих зажимов (рис. 2.14,б) без снятия изоляции с провода. После монтажа ответвления на зажимы устанавливаются

защитные кожуха, изготовленные из стойкой к атмосферным воздействиям и ультрафиолетовому излучению пластмассы.

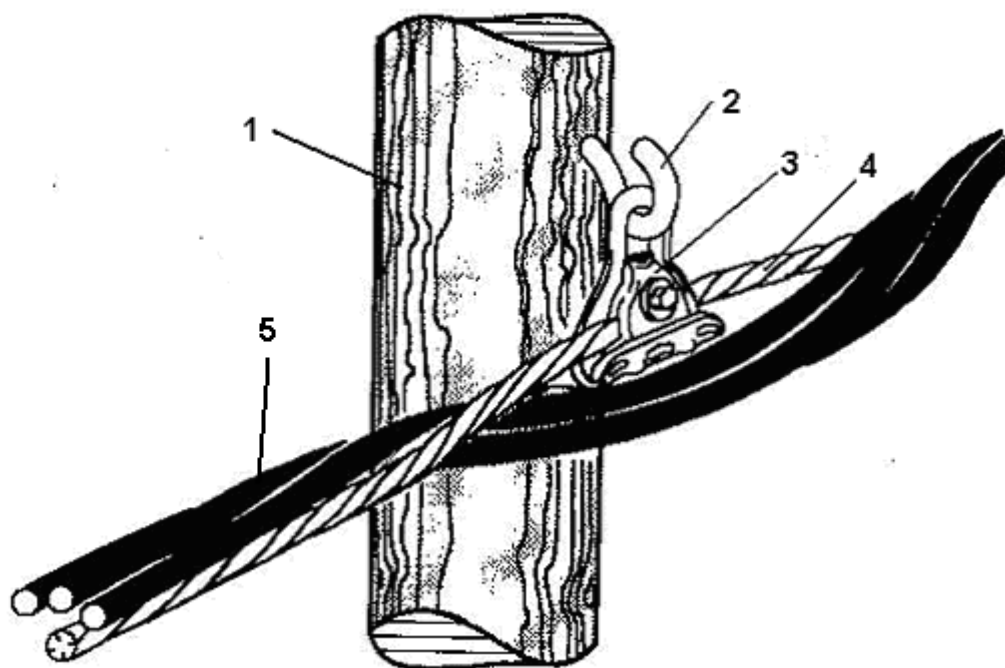


Рис. 2.12. Крепление СИП на промежуточной опоре: 1 – опора; 2 – крюк; 3 – поддерживающий болтовой зажим; 4 – несущая нулевая жила; 5 – фазные жилы

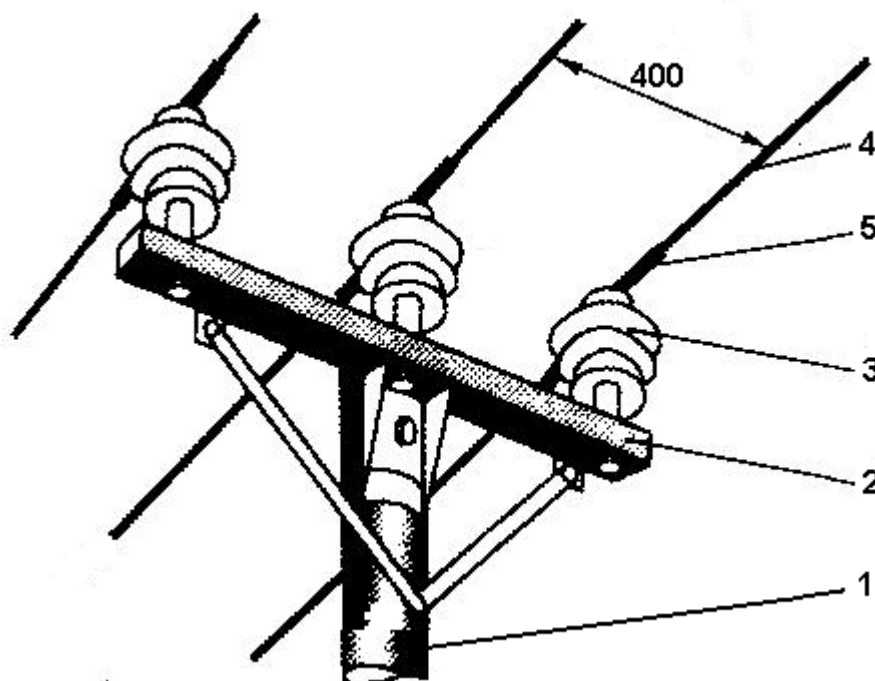


Рис. 2.13. Крепление ЗИП на промежуточной опоре: 1 – опора; 2 – траверса; 3 – штыревой изолятор; 4 – провод; 5 – вязка провода к изолятору

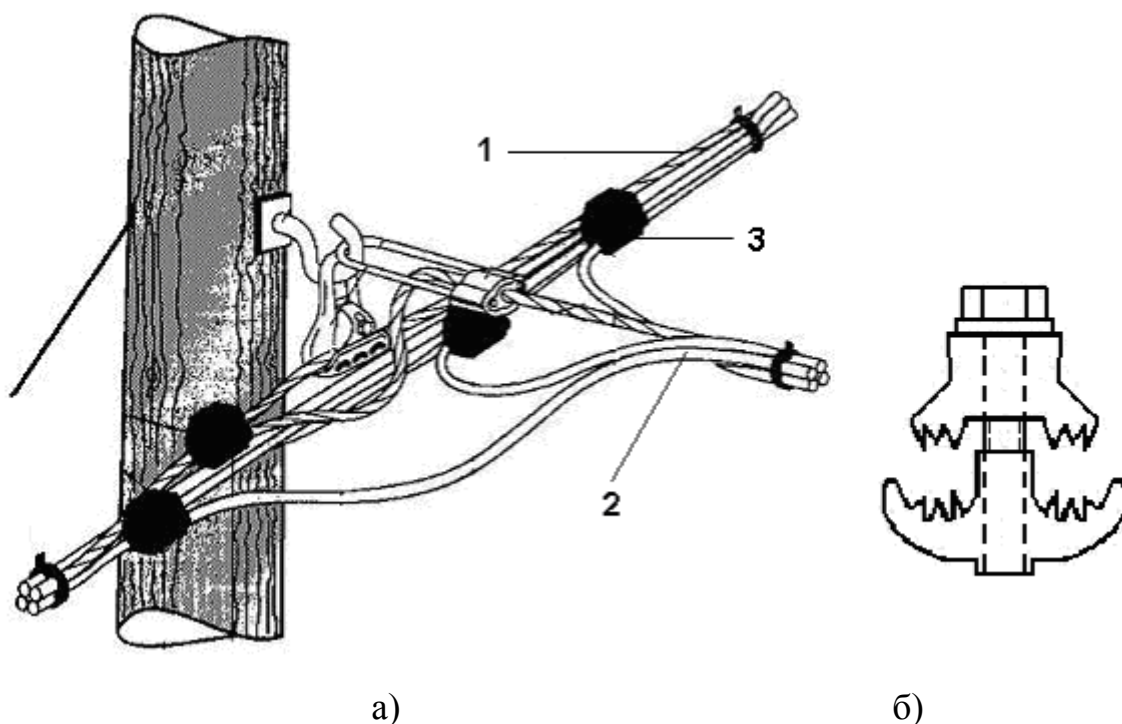


Рис. 2.14. Ответвление СИП (а) и болтовой прокалывающий зажим (б):
 1 – основная линия с СИП; 2 – ответвление; 3 – прокалывающий зажим в защитном кожухе

Монтаж грозозащитных тросов аналогичен монтажу проводов. Соединение тросов выполняется, как правило, с помощью стальных прессуемых соединителей. На ВЛ напряжением до 110 кВ крепление троса к опорам выполняется с помощью цепной арматуры без изолятора. На ВЛ напряжением 220 кВ крепление троса ко всем опорам выполняется через подвесной изолятор, как правило, стеклянный, шунтированный искровым промежутком. В каждом анкерном участке на одной из анкерных опор трос заземляется.

Большинство работ по монтажу проводов и тросов связано с подъемами на опоры. На ВЛ напряжением до 10 кВ монтажники поднимаются на опоры, как правило, с помощью монтажных когтей (лазов) и поясов. На ВЛ более высокого напряжения широко используются телескопические вышки и гидроподъемники.

После окончания всех монтажных работ на опоры ВЛ на высоте 2...3 м наносятся следующие знаки:

- порядковые номера опор;
- номер ВЛ или ее условное обозначение;
- информационные знаки с указанием ширины охранной зоны;
- предупредительные плакаты на всех опорах в населенной местности.

2.4. Монтаж трубчатых разрядников и заземляющих устройств

Трубчатые разрядники крепятся закрытым концом к элементам опор под углом 15° к горизонтали при более низком расположении открытого конца. Закрытый конец разрядника соединяется с заземляющим спуском на опоре из древесины или с металлом проводящей опоры (стальной и железобетонной). Длина внешнего искрового промежутка устанавливается в соответствии с проектом ВЛ.

Поскольку срабатывание разрядника сопровождается сильным выхлопом генерированного электрической дугой газа, открытый конец разрядника должен располагаться так, чтобы выхлопные газы не вызвали междуфазных перекрытий или перекрытий на землю. Зоны выхлопа разрядников разных фаз не должны пересекаться и охватывать элементы конструкций и проводов ВЛ.

При монтаже ВЛ напряжением до 1 кВ выполняются *заземляющие устройства* для повторного заземления нулевого провода (PEN-проводника), защиты от грозовых перенапряжений, заземления электрооборудования, установленного на опорах ВЛ. Повторные заземления выполняются на концевых опорах линии и опорах с ответвлениями к вводам в здания, в которых может быть сосредоточено большое количество людей (школы) или которые представляют большую материальную ценность (склады). Заземляющие устройства защиты от грозовых перенапряжений совмещаются с повторными заземлениями.

Схема выполнения совмещенного заземления на деревянной опоре ВЛ напряжением до 1 кВ с СИП приведена на рис. 2.15. Заземляющий спуск 1 выполняется стальной проволокой диаметром не менее 6 мм и крепится к телу опоры U-образными скобками. Присоединение заземляющего спуска к нулевому проводу 2 выполняется болтовым зажимом 3. У железобетонных опор нулевой провод соединяется со стальной арматурой, у металлических опор – с телом опоры.

При монтаже ВЛ напряжением выше 1 кВ заземляющие устройства выполняются у опор:

имеющих грозозащитный трос;

имеющих трубчатые разрядники, разъединители, предохранители и прочее оборудование;

железобетонных и металлических при напряжении 6...35 кВ.

Заземляющие спуски у деревянных опор выполняются стальным многожильным проводом сечением не менее 35 мм^2 или стальной проволокой диаметром не менее 10 мм.

В качестве заземлителей на ВЛ всех напряжений следует в первую очередь использовать естественные заземлители (железобетонные фундаменты). При недостаточном сопротивлении естественных заземлителей устанавливаются искусственные заземлители 6 (рис.

2.15,б). Присоединение заземляющего спуска деревянной опоры, стальной арматуры железобетонной опоры, тела металлической опоры к заземлителю выполняется заземляющим проводником 4. Заземляющий проводник соединяется с заземлителем сваркой 7, а с заземляющим спуском – сваркой или болтовым зажимом 5.

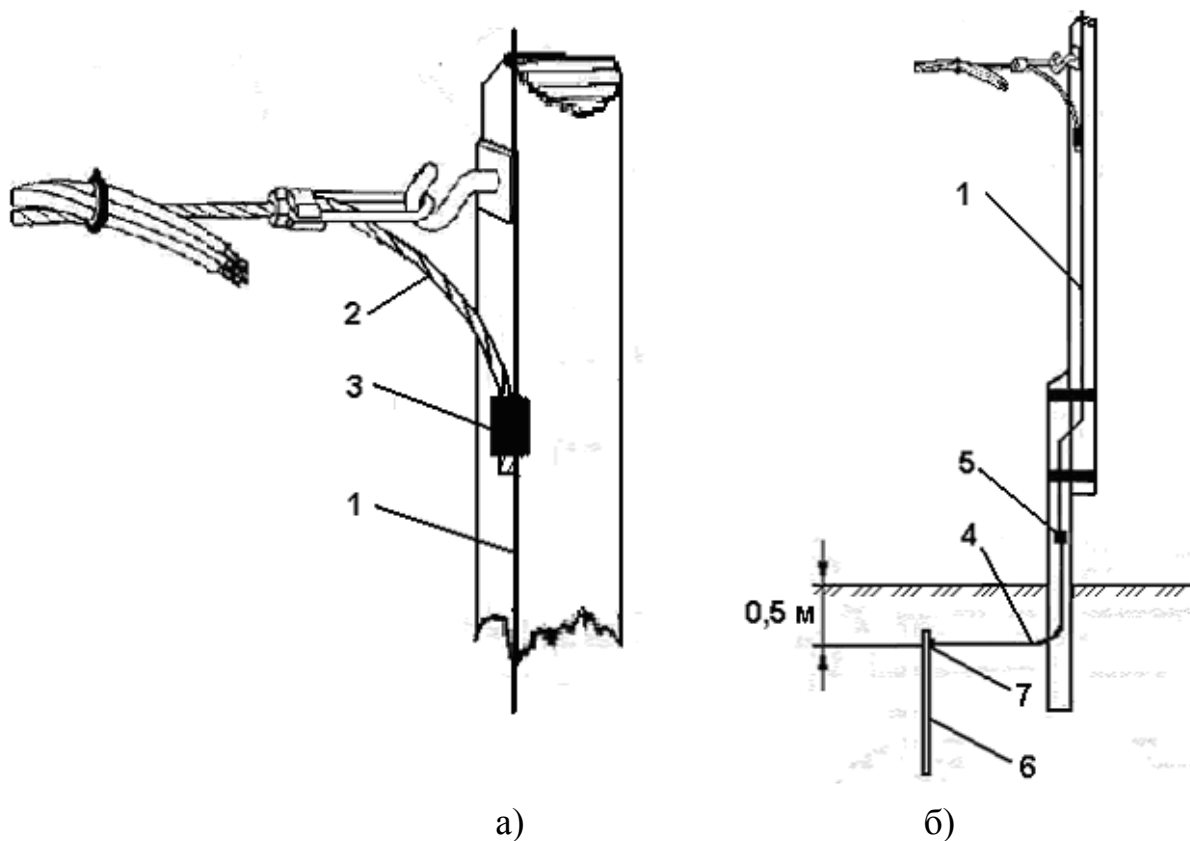


Рис. 2.15. Схема выполнения заземления на опоре ВЛ:
(а) – верхняя часть опоры; (б) – опора с заземляющим устройством

2.5. Приемка воздушной линии в эксплуатацию

До начала сооружения ВЛ будущий эксплуатационный персонал изучает проектно-техническую документацию, а в период сооружения ВЛ ведет технический надзор за производством строительных и монтажных работ.

При проведении технического надзора особое внимание уделяется выполнению скрытых работ – правильности заглубления опор, установки предусмотренных проектом ригелей оттяжек анкерных опор, уплотнения котлованов опор гравийно-песчаной смесью. Кроме того, контролируется отсутствие загнивших деталей деревянных опор, правильность монтажа контактных соединений проводов и другие работы.

При обнаружении дефектов при производстве строительных и монтажных работ представитель заказчика немедленно ставит в

известность представителя подрядчика для своевременного устранения этих дефектов.

По окончании работ на сооружаемой ВЛ подрядчик в письменной форме извещает заказчика о готовности ВЛ к сдаче в эксплуатацию и включению под напряжение. Заказчик организует рабочую комиссию, в которую входят представители заказчика (председатель), подрядчика, проектной организации, органов государственного надзора.

Рабочая комиссия:

- проверяет соответствие объемов выполненных строительно-монтажных работ проекту, смете, нормативным документам;

- производит детальный осмотр ВЛ с выборочной проверкой скрытых работ;

- проверяет качество выполненных работ и дает им оценку;

- составляет протоколы измерений, в частности протоколы измерений сопротивлений заземляющих устройств ВЛ;

- составляет ведомость выявленных при осмотре ВЛ дефектов и недоделок.

Подрядчик предоставляет рабочей комиссии следующую документацию:

- перечень организаций (субподрядчиков), участвовавших в производстве строительно-монтажных работ;

- проект ВЛ с комплектом рабочих чертежей;

- паспорт ВЛ;

- трехлинейную схему ВЛ с расцветкой фаз и номерами всех опор;

- журналы работ по строительной части ВЛ и по монтажу проводов и тросов;

- протоколы осмотров и измерений переходов и пересечений ВЛ, составленные подрядчиком совместно с представителями заинтересованных организаций;

- протоколы измерений заземляющих устройств ВЛ.

По устранению подрядчиком выявленных дефектов и недоделок рабочая комиссия готовит акты по приемке ВЛ в эксплуатацию.

Для приемки ВЛ в эксплуатацию назначается приемочная комиссия, которой подрядчик дополнительно предоставляет:

- утвержденную проектно-сметную документацию;

- акты рабочей комиссии по приемке ВЛ;

- документацию по отводу земель под трассу ВЛ;

- справку о соответствии фактической стоимости строительства ВЛ, предусмотренной в утвержденном проекте.

Приемочная комиссия проверяет переданную ей документацию, рассматривает акты рабочей комиссии, осматривает ВЛ, определяет качество выполненных работ, соответствие их проекту, проверяет

устранение замеченных рабочей комиссией дефектов и недоделок и определяет готовность ВЛ к передаче в эксплуатацию.

При полной готовности ВЛ приемочная комиссия дает письменное разрешение на включение ВЛ. Это включение выполняется эксплуатационным персоналом после письменного уведомления от подрядчика о том, что люди с объекта удалены, заземления сняты, ВЛ готова к включению.

При безотказной работе ВЛ под нагрузкой в течение суток приемочная комиссия оформляет акт передачи ВЛ в эксплуатацию. Дата подписания этого акта членами приемочной комиссии считается датой ввода ВЛ в эксплуатацию. Линия переходит в ведение заказчика, принимается на баланс эксплуатирующей организацией, которая получает всю техническую документацию и несет дальнейшую ответственность за линию.

Глава 3. Монтаж кабельных линий напряжением до 35 кВ

3.1. Подготовительные работы

В настоящее время при монтаже новых и реконструкции существующих КЛ наряду с традиционно применяемыми кабелями с бумажной пропитанной, пластмассовой и резиновой изоляцией начинают широко применяться кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ). Эта изоляция имеет высокие диэлектрические и механические характеристики, больший, чем у других кабельных изоляционных материалов, диапазон рабочих температур.

В зависимости от условий прокладки СПЭ кабели допускают длительные токи нагрузки на 15...30% больше, чем кабели с бумажной пропитанной изоляцией. СПЭ кабели имеют длительный срок службы (до 50 лет), повреждаемость таких кабелей на 1-2 порядка ниже, чем кабелей с бумажной изоляцией. Очевидно, что применение СПЭ кабелей становится не только технически целесообразным, но и экономически выгодным.

На место монтажа кабель поставляется на специальных барабанах. Строительная длина кабеля на барабане составляет 200...2000 м в зависимости от внешнего диаметра кабеля и номера (размера) барабана. Для разгрузки кабельных барабанов должны использоваться автокраны или специальные транспортные средства — кабельные транспортеры.

При прокладке КЛ в земле (в траншеях, трубах, блоках) предварительно оформляется разрешение на проведение раскопок и выполняется разметка кабельной трассы. При пересечении кабельной трассой других подземных коммуникаций выполняются согласования будущих пересечений с организациями, эксплуатирующими эти коммуникации.

Для предотвращения повреждения пересекаемых подземных коммуникаций вручную роются шурфы (небольшие траншеи) для обнаружения этих коммуникаций. Работы выполняются в присутствии представителя организации, эксплуатирующей пересекаемые коммуникации.

При открытой прокладке кабеля проверяются кабельные сооружения, производственные помещения и установленные в них опорные конструкции для кабелей.

В зависимости от типа изоляции кабеля устанавливаются наибольшие допустимые разности уровней кабельной трассы. Для кабелей напряжением 10 (35) кВ с бумажной пропитанной изоляцией эта разность уровней составляет 15 (5) м, для кабелей с резиновой, пластмассовой и СПЭ-изоляцией разность уровней не ограничена.

Перед монтажом производится осмотр кабеля на барабанах. Не должно быть наружных механических повреждений, оба конца кабеля на барабанах должны быть герметично заделаны. По результатам осмотра кабеля составляется соответствующий акт.

Монтаж кабелей с бумажной пропитанной изоляцией при низких температурах (ниже -5°) выполняется после их предварительного подогрева, поскольку при отрицательных температурах эта изоляция отвердевает, становится неэластичной и при прокладке кабеля может быть повреждена.

Наиболее простой способ прогрева кабеля – в теплом помещении. Продолжительность прогрева зависит от температуры воздуха в помещении и составляет 72 ч при $5...10^{\circ}\text{C}$, 24 ч при $10...25^{\circ}\text{C}$ и 18 ч при $25...40^{\circ}\text{C}$.

При необходимости сокращения указанного времени используют метод прогрева кабеля электрическим током прямо на барабанах, следя за температурой наружного покрова кабеля на внешних витках барабана, которая не должна превышать 20°C . При этом условии температура изоляции кабеля во внутренних витках барабана не превысит допустимого значения.

Одним из преимуществ СПЭ кабелей является возможность их прокладки без предварительного подогрева при температурах до -20°C для кабелей с полиэтиленовой защитной оболочкой и при температурах до -15°C для кабелей с поливинилхлоридной защитной оболочкой. Такая возможность достигается благодаря использованию качественных полимерных материалов для изоляции и оболочки СПЭ кабеля.

3.2. Прокладка кабелей в земляной траншее

Прокладка КЛ в земляной траншее является одним из наиболее распространенных, простых и экономичных способов прокладки. Глубина заложения КЛ от планировочной отметки должна быть не менее 0,7 м для кабелей напряжением до 20 кВ и не менее 1 м для кабелей напряжением 35 кВ. При пересечении улиц и площадей глубина заложения КЛ должна быть не менее 1 м независимо от напряжения.

При прокладке кабеля в земле предварительно выявляются места на трассе, содержащие вещества, разрушительно действующие на металлические покровы и оболочку кабеля (солончаки, известь, насыпной грунт, содержащий шлак или строительный мусор). При невозможности обхода этих мест должны быть приняты меры по защите кабеля.

Для рытья траншей используются траншейные или обычные экскаваторы. Кабели, укладываемые в траншее, должны иметь снизу подсыпку, а сверху засыпку слоем мелкой земли, не содержащей камней, строительного мусора и шлака. Это необходимо для исключения возможности механического повреждения кабеля при давлении на него грунта после засыпки траншеи.

Одной из операций, выполняемых при монтаже кабеля, является его *раскатка*. Способ раскатки кабеля зависит от сложности трассы. Если на трассе нет пересечений с подземными коммуникациями, кабель укладывают непосредственно на дно траншеи с кабельного транспортера, движущегося вдоль трассы (рис. 3.1).

При наличии пересечений барабан с кабелем устанавливают в одном конце трассы на раскаточное устройство (кабельные домкраты) и раскатывают с помощью тягового механизма – лебедки с канатомкостью, соответствующей строительной длине кабеля. Предварительно трос лебедки разматывают по дну траншеи, протаскивают под пересекаемыми коммуникациями и сцепляют с кабелем с помощью монтажного чулка или непосредственно за токопроводящие жилы. Монтажный чулок надевают на оболочку кабеля и прочно закрепляют проволочным бандажом на длине не менее 0,5 м. Размотка кабеля должна идти с верхней части кабельного барабана. Раскаточное устройство должно иметь тормоз.

При раскатке кабеля с помощью тягового механизма следует принимать меры по его защите от механических повреждений. Тяжение СПЭ кабелей и кабелей с алюминиевой оболочкой выполняется за оболочку или за жилы. Тяжение кабелей со свинцовой оболочкой допускается только за жилы.

Тяговый механизм должен быть оснащен устройством (динамометром), регистрирующим усилие тяжения. Допустимые усилия тяжения для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией указаны в

табл. 3.1. Усилия тяжения СПЭ кабелей не должны превышать следующих значений: $50S$ Н/мм² – для медной жилы и $30S$ Н/мм² – для алюминиевой жилы, где S - общее сечение жил кабеля.

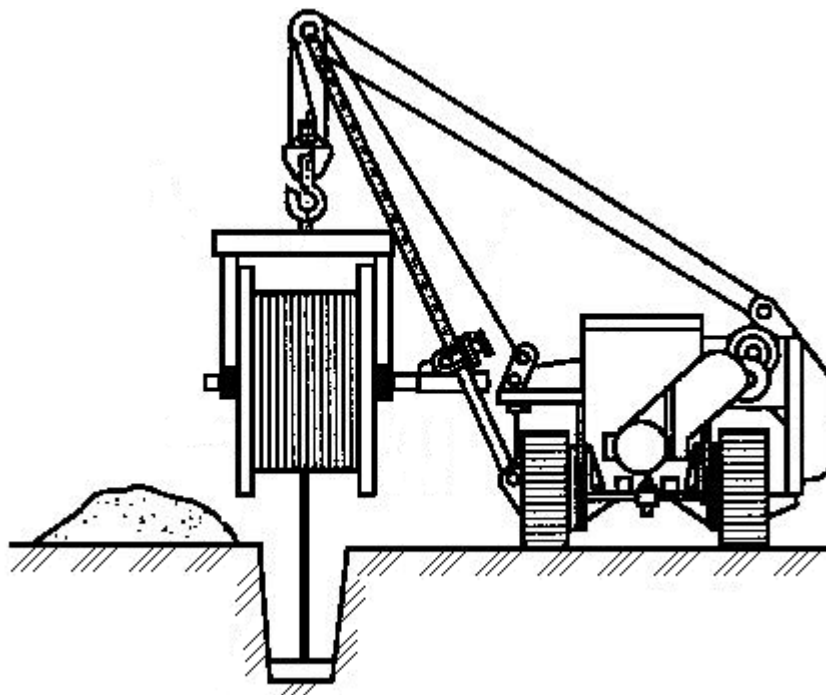


Рис. 3.1. Раскатка кабеля с кабельного транспортера

Т а б л и ц а 3.1

Сечение кабеля, мм ²	Усилия тяжения, кН, за алюминиевую оболочку кабеля напряжением, кВ			Усилия тяжения за жилы, кН	
	До 1	6	10	медные	алюминиевые
3x35	1,8	2,9	3,9	4,9	3,9
3x50	2,3	3,4	4,4	7,0	5,9
3x70	2,9	3,9	4,9	10,0	8,2
3x95	3,4	4,4	5,7	13,7	10,8
3x120	3,9	4,9	6,4	17,6	13,7
3x150	5,9	6,4	7,4	22,0	17,6
3x185	6,4	7,4	8,3	26,0	21,6
3x240	7,4	9,3	9,8	35,0	27,4

Для уменьшения усилия тяжения используются специальные раскаточные ролики, устанавливаемые через 3...5 м на дно траншеи. В местах поворота трассы устанавливаются угловые ролики.

Кабели в траншее укладываются в один ряд (рис. 3.2,а). Расстояние по горизонтали в свету между соседними кабелями $d \geq 100$ мм и $d \geq 250$ мм для кабелей напряжением до 10 и 20-35 кВ соответственно. Кабели в траншее укладываются «змейкой», обеспечивающей запас длины кабеля 1...2% для уменьшения растягивающих усилий при возможных смещениях почвы и температурных изменениях длины кабеля.

При прокладке кабелей у концов, предназначенных для последующего соединения, оставляется запас не менее 2 м, необходимый для монтажа соединительной муфты и укладки дуг компенсаторов, предохраняющих муфту от повреждения при возможных смещениях почвы и температурных деформациях кабеля, а также для обеспечения возможности повторного монтажа муфты в случае ее повреждения при эксплуатации. Укладывать запас кабеля в виде колец не допускается.

При изменении направления трассы кабели изгибаются. Во избежание нарушения целостности изоляции жил и оболочек кабеля устанавливаются предельно допустимые радиусы изгиба. Для кабелей с бумажной изоляцией на напряжение до 35 кВ в алюминиевой и свинцовой оболочке радиусы изгиба должны быть соответственно не менее 25 и 15D; для кабелей с резиновой, пластмассовой и СПЭ-изоляцией – не менее 15D, где D – наружный диаметр кабеля.

Выше верхней засыпки, выполненной из мелкой земли, укладывается слой красного кирпича (КЛ напряжением до 35 кВ) или железобетонные плиты (КЛ напряжением 35 кВ), служащие для защиты кабелей от механических повреждений при проведении землеройных работ. Вместо такой защиты может использоваться сигнальная лента из яркой полиэтиленовой пленки, свидетельствующая при проведении землеройных работ о близком расположении кабелей.

Перед засыпкой траншеи изоляция КЛ испытывается повышенным напряжением (см. табл. 8.2). Пластмассовые защитные оболочки кабелей испытываются напряжением 10 кВ.

При положительных результатах испытаний перед засыпкой траншеи представители монтажной организации совместно с представителями заказчика производят осмотр кабельной трассы с составлением акта на скрытые работы. После этого траншея засыпается грунтом с послойной трамбовкой. Если выкопанная земля содержит строительный мусор, шлак, камни, для засыпки траншеи следует использовать натуральный привозной грунт или песок.

При прокладке кабелей с бумажной пропитанной изоляцией в агрессивных грунтах и зонах с наличием блуждающих токов, например

вблизи трамвайных путей, должны применяться кабели с пластмассовыми (шланговыми) защитными покровами или специальные меры защиты от коррозии металлических оболочек и брони этих кабелей.

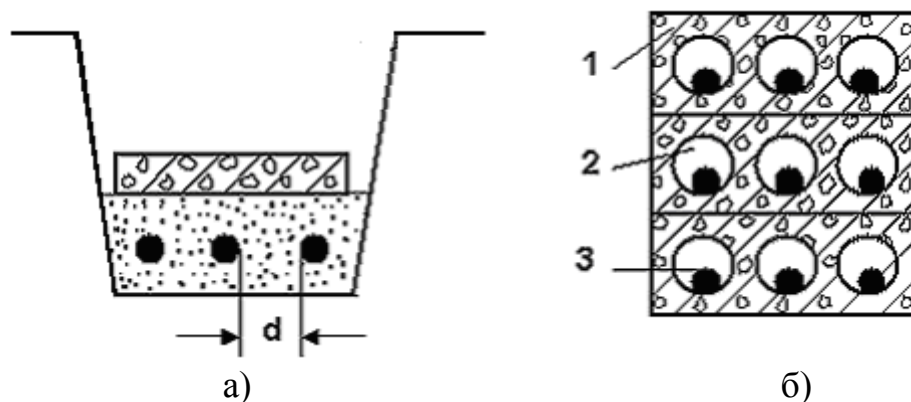


Рис. 3.2. Прокладка кабелей в земляной траншее (а) и бетонном блоке (б)

СПЭ кабели с полиэтиленовой защитной оболочкой (ПвП, АПвП) могут прокладываться в земле с любой степенью коррозионной активности грунта. На сложных участках кабельной трассы прокладываются кабели с усиленной защитной полиэтиленовой оболочкой (ПвПу, АПвПу); в грунтах с повышенной влажностью – кабели с дополнительной продольной герметизацией (ПвПг, АПвПг).

Пересечения КЛ автомобильных и железных дорог выполняются, как правило, скрытым способом (без рытья траншеи) с помощью пневмопробойника. Для этого по обе стороны от пересекаемого объекта роются котлованы. В один из котлованов на направляющих по требуемому уровню устанавливается пневмопробойник. Под действием сжатого воздуха, подаваемого компрессором, пневмопробойник забивается в грунт. Так как грунт уплотняется стенками пневмопробойника, пробитое отверстие сохраняет круглую форму. После прохода пневмопробойником пересекаемого объекта в пробитое отверстие закладываются асбоцементные трубы. Кабель при монтаже протягивается через эти трубы.

После завершения всех работ по прокладке КЛ выполняется исполнительный чертеж трассы с привязкой к постоянным ориентирам на местности. На незастроенной территории трасса кабельной линии обозначается пикетами.

3.3. Прокладка кабелей в блоках

Блок представляет собой заглубляемую в землю конструкцию, выполненную из труб различного материала или железобетонных панелей. Стыки труб и панелей заделываются кирпичной кладкой или

заливаются бетоном. На рис. 3.2,б показан бетонный блок, состоящий из железобетонных панелей 1 с каналами 2, через которые прокладываются кабели 3.

Глубина заложения в земле кабельных блоков должна быть не менее глубины заложения кабелей в земляной траншее, считая от верхнего кабеля в блоке.

При прокладке кабелей в блоках через определенные расстояния сооружаются кабельные колодцы, в которых осуществляется соединение кабелей, и через которые выполняется монтаж кабелей. Кабельные колодцы сооружаются в местах изменения направления трассы и на прямолинейных участках. Расстояние между колодцами на прямолинейном участке трассы определяется величиной допустимого тяжения кабеля при прокладке.

При приемке блоков под монтаж кабелей проверяется глубина заложения блоков, их прямолинейность, соосность стыковки труб или панелей. Блоки должны быть уложены в землю с уклоном не менее 0,2% в сторону колодцев для стока попавших в блок грунтовых вод.

Перед монтажом кабелей блочные каналы предварительно прочищают с помощью стальных ершей и проверяют контрольным цилиндром, протаскивая его с помощью тросовой лебедки по блочным каналам. Непосредственной перед прокладкой кабелей их поверхность обильно покрывают смазкой, не содержащей веществ, вредно действующих на оболочку кабеля (солидол, тавот).

Прокладку кабелей в блоках производят, как правило, механизированным способом, поочередно затягивая их в кабельные каналы на участке между двумя соседними колодцами (рис. 3.3). Возможна также сквозная протяжка кабеля через несколько колодцев без разрезания кабеля. Однако усилия тяжения при этом не должны превышать допустимые значения.

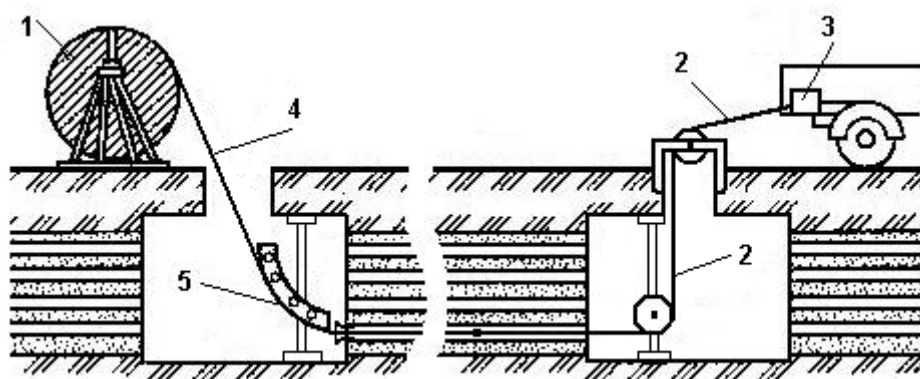


Рис. 3.3. Протяжка кабеля в блоке: 1 – барабан с кабелем; 2 – трос; 3 – лебедка с контролем усилия тяжения; 4 – кабель; 5 – угловой ролик

При переходе кабелей из блоков в земляную траншею места выхода кабелей из блоков заделываются водонепроницаемым материалом.

Использование блоков увеличивает стоимость КЛ, ухудшает условия охлаждения кабелей, но обеспечивает более надежную защиту кабелей от механических повреждений по сравнению с прокладкой кабелей в земляной траншее.

Блочная прокладка используется при большой стесненности кабельной трассы, пересечениях кабелей других инженерных сооружений, например железных дорог, при прокладке кабелей в химически агрессивных грунтах.

3.4. Прокладка кабелей в кабельных сооружениях

При прокладке в одном направлении большого количества кабелей (более 20), что характерно для энергоемких промышленных предприятий, используются кабельные сооружения: *тоннели, галереи, эстакады, каналы*. Подземный кабельный тоннель (рис. 3.4,а) сооружается из сборного железобетона 1. Внутри тоннеля по опорным конструкциям 2 прокладываются кабели 3. Размеры тоннеля должны обеспечивать двухстороннее обслуживание кабелей.

Галереи и эстакады принципиально отличаются от тоннелей тем, что располагаются над поверхностью земли на железобетонных стойках и используются на производствах, где возможны скопления горючих и взрывоопасных газов, тяжелее воздуха, и в местах с высокой агрессивностью грунта.

На территории промышленных предприятий кабели могут прокладываться в каналах (рис. 3.4,б). Плита 1 верхнего перекрытия канала выполняется съемной, массой не более 70 кг, что обеспечивает подъем этой плиты вручную и удобное обслуживание кабелей при эксплуатации.

При приемке кабельных сооружений под монтаж кабелей проверяется соответствие этих сооружений проекту КЛ. В тоннелях и каналах должны быть выполнены мероприятия по предотвращению попадания в них технологических и грунтовых вод: стыки железобетонных конструкций должны быть герметизированы, полы – иметь уклон не менее 0,5% в сторону водосборников.

Кабельные сооружения должны быть оборудованы электрическим освещением, сетью для подключения переносных светильников и инструмента, обеспечены естественной или искусственной вентиляцией и средствами пожаротушения. Кабельные сооружения большой длины должны делиться на отсеки длиной не более 150 м несгораемыми перегородками.

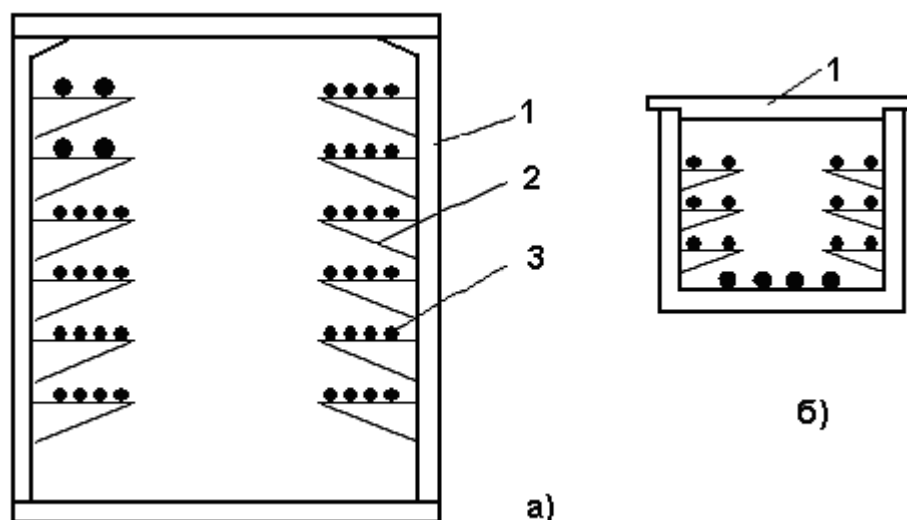


Рис. 3.4. Прокладка кабелей в тоннеле (а) и канале (б)

В кабельных сооружениях с целью пожарной безопасности кабели прокладываются без наружного джутового покрова, СПЭ кабели - в защитной оболочке из поливинилхлорида пониженной горючести (ПвВнг, АПвВнг).

С целью сокращения количества соединительных муфт кабели в кабельных сооружениях прокладываются, как правило, целыми строительными длинами.

Прокладка кабелей сечением 25 мм^2 и более, за исключением небронированных кабелей в свинцовой оболочке, выполняется по кабельным конструкциям (консолями), располагаемыми друг от друга на расстоянии не более 1 м. Небронированные кабели в свинцовой оболочке и небронированные кабели всех исполнений сечением 16 мм^2 и менее должны прокладываться по лоткам или полкам. Кабели напряжением до 1 кВ должны располагаться в кабельных сооружениях над кабелями напряжением выше 1 кВ.

После прокладки кабелей каналы закрываются верхними съемными плитами и засыпаются слоем земли толщиной не менее 0,3 м. На огражденных территориях промышленных предприятий засыпка кабельных каналов землей не обязательна. Подземные тоннели должны иметь поверх перекрытия слой земли толщиной не менее 0,5 м.

3.5. Открытая прокладка кабелей в производственных помещениях

Открытая прокладка кабелей в цехах промышленных предприятий выполняется по опорным конструкциям, изготавливаемым в виде: стальных стоек с полками или лотками; стоек со скобами или кронштейнами; настенных полок и лотков.

Открытую прокладку кабелей ведут как механизированным, так и ручным способом. Тяжелые кабели большой длины прокладывают с

помощью лебедки по линейным и угловым роликам. Легкие и короткие кабели разматывают вручную, а затем переносят и укладывают на опорные конструкции.

Расположение одножильных и трехжильных кабелей на опорных конструкциях (полках, лотках) показано на рис. 3.5. Проложенные кабели жестко закрепляются скобами (хомутами) в конечных точках, непосредственно у соединительных и концевых муфт, с обеих сторон на поворотах трассы.

Конструкции, на которые укладываются небронированные кабели, должны иметь исполнение, исключающее возможность механического повреждения оболочек кабелей. Поэтому в местах жесткого крепления небронированных кабелей со свинцовой или алюминиевой оболочкой используются прокладки из эластичного материала. Небронированные кабели с пластмассовой оболочкой (шлангом), кабели СПЭ, а также бронированные кабели допускается крепить к конструкциям без таких прокладок.

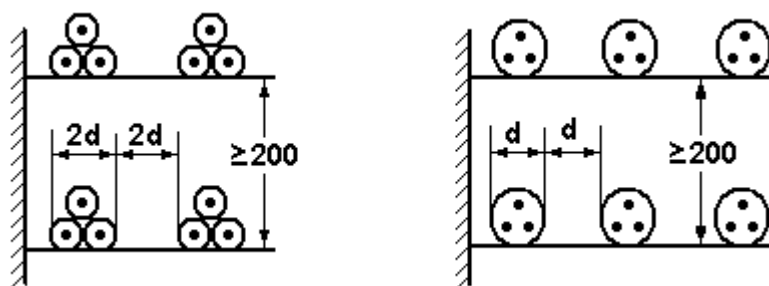


Рис. 3.5. Расположение кабелей на опорных конструкциях

Проход кабелей через перегородки, стены и междуэтажные перекрытия производится в трубах или проемах. После прокладки кабелей зазоры в трубах и проемах должны быть заделаны легко пробиваемым несгораемым материалом.

Все опорные металлические конструкции должны быть электрически соединены между собой и подключены к заземляющему устройству не менее чем в двух местах.

Открыто прокладываемые кабели обозначаются бирками с указанием марки, напряжения, сечения, номера или наименования линии; на бирках соединительных муфт указываются номер муфты и дата ее монтажа. Бирки должны быть стойкими к воздействию окружающей среды и устанавливаются в начале и конце линии и по ее длине через 50 м, а также на поворотах трассы и в местах прохода кабелей через перегородки и перекрытия (с обеих сторон прохода).

3.6. Монтаж кабельных муфт

Оконцевание кабелей с целью их подключения к оборудованию выполняется с помощью концевых муфт; соединение отдельных кусков кабелей – с помощью соединительных кабельных муфт. Концевые муфты устанавливаются в начале и конце КЛ. Количество соединительных муфт на 1 км КЛ определяется строительной длиной кабеля.

Муфты изготавливаются из различного материала. Основным требованием, предъявляемым к кабельной муфте, является надежность ее работы. Поэтому муфта должна быть герметичной, влагостойкой, обладать механической и электрической прочностью, стойкостью к воздействию окружающей среды. В наибольшей степени этим требованиям удовлетворяют муфты горячей (термоусаживаемые) и холодной усадки, применяемые для кабелей с любой изоляцией.

Перед монтажом муфты конец кабеля разделяется. Операция разделки кабеля заключается в последовательном удалении с некоторым сдвигом всех слоев кабеля от наружной защитной оболочки до фазной изоляции токоведущей жилы (рис. 3.6 и 3.7). Размеры разделки зависят от напряжения, марки, сечения жил кабеля и приводятся в справочниках и монтажных инструкциях.

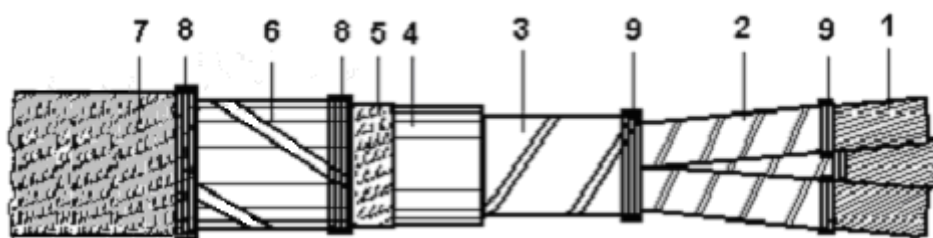


Рис. 3.6. Общий вид разделанного трехжильного кабеля с бумажной изоляцией: 1- токопроводящие жилы; 2 – фазная изоляция; 3 – общая (поясная) изоляция; 4 – герметичная оболочка; 5 – подушка под броней; 6 – броня из стальных лент; 7- наружный защитный покров; 8 – проволочный бандаж; 9 – бандаж из ниток

Термоусаживаемые муфты. Эти муфты используются при любом способе прокладки кабелей, надежны в эксплуатации (срок службы не менее 30 лет), характеризуются простотой монтажа (≈ 1 час для оконцевания и ≈ 2 часа для соединения кабелей напряжением 6-10 кВ). Напряжение на КЛ может подаваться сразу же после монтажа муфты.

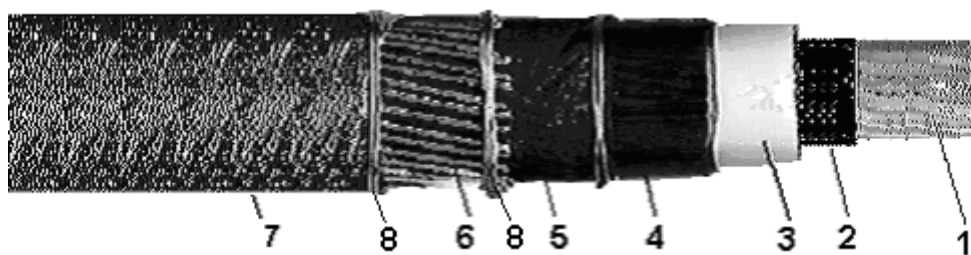


Рис. 3.7. Общий вид разделанного одножильного СПЭ кабеля: 1- токопроводящая жила; 2 – экран из полупроводящей пластмассы; 3 – СПЭ изоляция; 4 – экран из полупроводящей пластмассы; 5 – водонабухающий слой; 6 – экран из медных проволок; 7 – наружная защитная пластмассовая оболочка; 8 – проволочный бандаж

Широкий диапазон термоусадки позволяет использовать один типоразмер муфты для разных типов кабелей и сечений жил, что значительно сокращает складской запас муфт. Например, всего два типоразмера покрывают весь диапазон сечений кабелей, используемых в распределительных сетях напряжением 6-10 кВ (один типоразмер используется для сечений 70-120 мм², второй – для сечений 150-240 мм²). Арматура термоусаживаемых муфт практически не подвергается старению и может складироваться неограниченно долго.

Принцип термоусадки основан на технологии изготовления поперечно сшитых полимеров с пластической памятью формы. В комплект термоусаживаемой муфты входят элементы (трубки, манжеты, перчатки, шланги и другие), поставляемые в растянутом состоянии, что позволяет легко их надеть на элементы разделанного кабеля. При нагревании пропан-бутановой горелкой или строительным феном происходит усадка этих деталей и плотный охват элементов кабеля, чем создается, герметичная и механически прочная конструкция. Температура усадки составляет 120-150°С и не является опасной для изоляции кабеля.

Надежную герметизацию обеспечивают специальные клеевые и мастичные герметики, нанесенные на внутренние поверхности элементов муфты. Одновременно с нагревом термоусаживаемых элементов происходит расплав и растекание герметизирующих материалов с заполнением всех пустот.

Герметизирующие материалы за счет специальных добавок (ZnO) обладают полупроводящими свойствами и, следовательно, выравнивают электрическое поле. За счет этого полностью исключается причина разрядов в областях повышенной напряженности электрического поля (в контактных соединениях жил, на срезе экрана).

Основные операции монтажа термоусаживаемой концевой муфты одножильного кабеля приведены на рис. 3.8.

Монтаж концевой термоусаживаемой муфты трехжильного кабеля принципиально не отличается от монтажа муфты однофазного кабеля. В муфтах трехжильных кабелей используются термоусаживаемые перчатки, надеваемые на три фазные жилы разделанного кабеля.

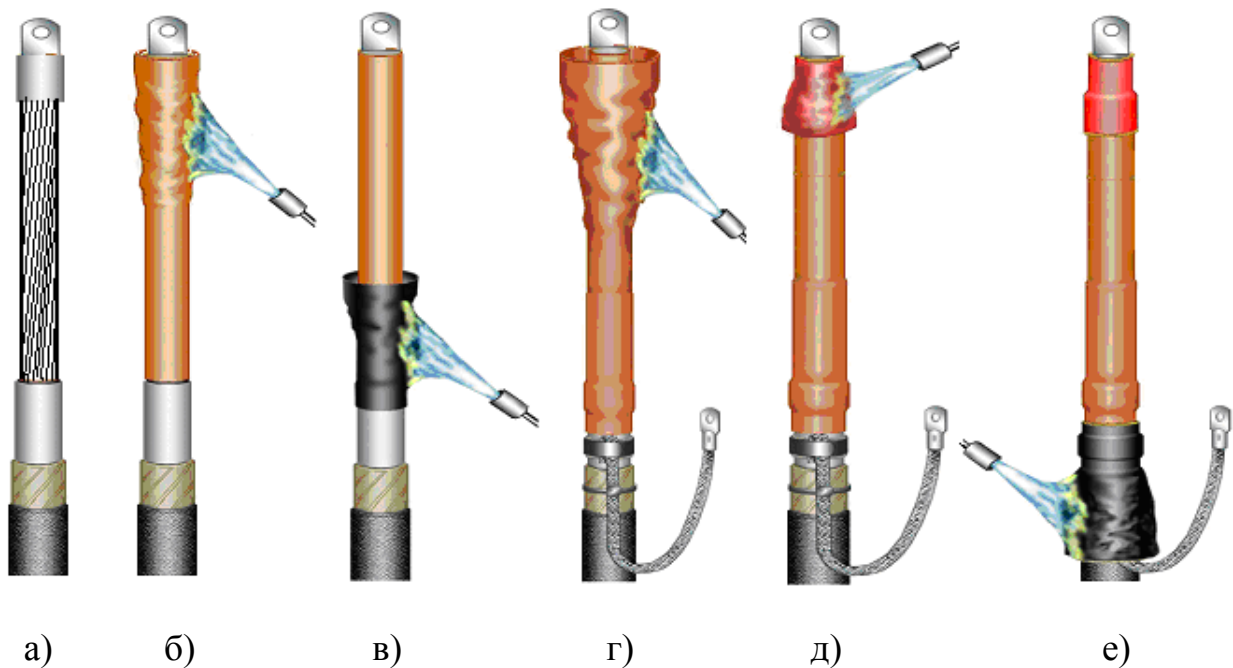


Рис. 3.8. Монтаж концевой термоусаживаемой муфты:
 а – разделанный кабель с наконечником; б – усаживание трубки регулятора, выравнивающей электрическое поле; в – усаживание жильной манжеты; г – установка проводника заземления и усаживание шланга; д – усаживание концевой манжеты; е – усаживание поясной манжеты

Термоусаживаемая концевая муфта трехжильного кабеля приведена на рис. 3.9; термоусаживаемая муфта для соединения трехжильных кабелей - на рис. 3.10.

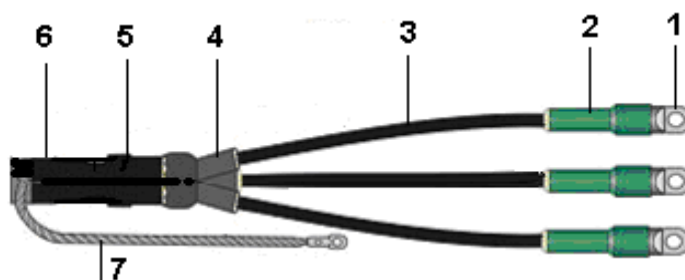


Рис. 3.9. Концевая термоусаживаемая муфта: 1 – наконечник; 2- манжета концевая; 3 – трубка жильная и манжета пальцевая; 4 – перчатка; 5 – лента регулятор для выравнивания электрического поля; 6 – манжета поясная; 7 – проводник заземления

Основные операции монтажа термоусаживаемой муфты для соединения трехжильных кабелей приведены на рис. 3.11.

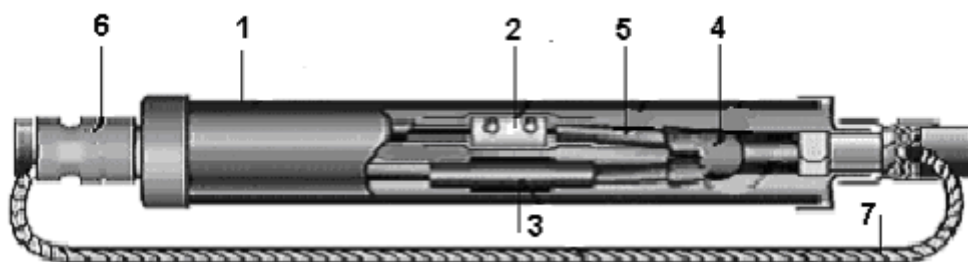


Рис. 3.10. Термоусаживаемая соединительная муфта: 1 – защитный корпус; 2 – болтовое контактное соединение жил; 3 – манжета, изолирующая контактное соединение; 4 – перчатка; 5 – фазная трубка; 6 – манжета для герметизации корпуса муфты; 7 – проводник, обеспечивающий непрерывность цепи заземления

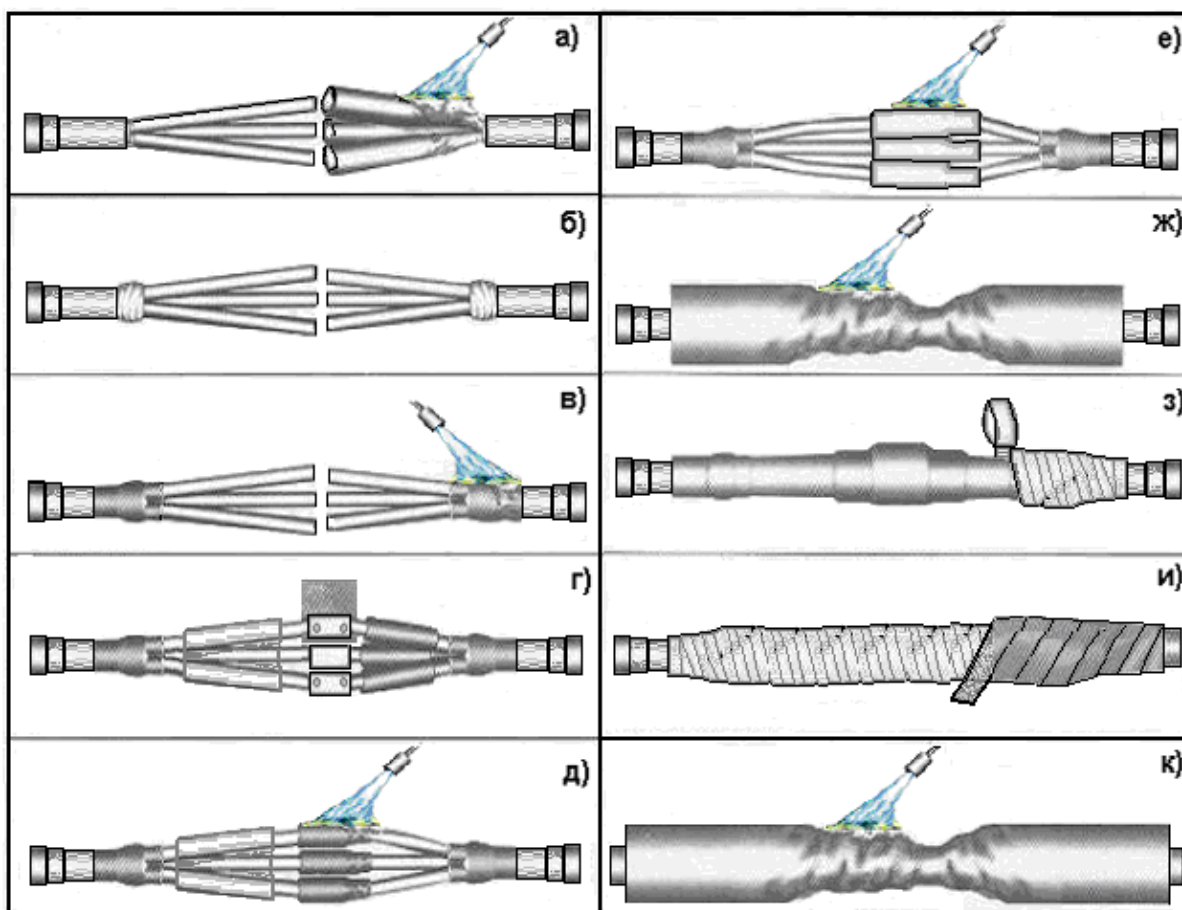


Рис. 3.11. Монтаж термоусаживаемой соединительной муфты: а – усадка жильных трубок; б – намотка ленты-регулятора; в – усадка перчаток; г – соединение жил болтовыми соединителями с оборачиванием их пластинами регуляторами; д – усадка подкладных манжет; е – усадка изолирующих манжет; ж – усадка шланга; з – закрепление проводника заземления и обмотка экранной лентой; и – намотка ленты-герметика; к – усадка защитного кожуха

Проводник заземления концевых муфт и проводник, обеспечивающий непрерывность цепи заземления, в соединительных муфтах монтируются с помощью системы непаянного заземления, поставляемого в комплекте муфты. Контактное соединение заземляющего проводника с металлической оболочкой (экраном) кабеля закрывается герметизирующей лентой, обеспечивающей защиту этого соединения от коррозии.

Проводники заземления муфт выполняются гибким медным проводом. Сечения этих проводников должны быть не менее:

16 мм² - при сечении жил кабеля до 120 мм²;

25 мм² - при сечении жил кабеля до 240 мм².

При монтаже термоусаживаемых муфт удается уйти от таких экологически вредных операций, как пайка при монтаже свинцовых муфт, битумное наполнение муфт. При термоусадке отсутствуют экологически опасные газовые выделения.

Муфты холодной усадки. Эти муфты обладают всеми достоинствами термоусаживаемых муфт. Кроме того, монтаж муфты холодной усадки не требует операции нагрева, что позволяет сократить время монтажа такой муфты приблизительно в два раза по сравнению со временем монтажа термоусаживаемой муфты.

Муфта холодной усадки состоит из EPDM-резины, предварительно натянутой на удаляемую при монтаже спираль. При удалении спиралевидного корда за специально оставленные с обеих сторон муфты свободные концы корда муфта легко усаживается, обеспечивая полную герметизацию кабеля.

Толстые стенки муфты создают дополнительную защиту от механических воздействий. Кроме того, EPDM-резины устойчива к воздействию влаги, кислот, щелочей и ультрафиолетового излучения.

Соединительная муфта холодной усадки для одножильного кабеля показана на рис. 3.12.

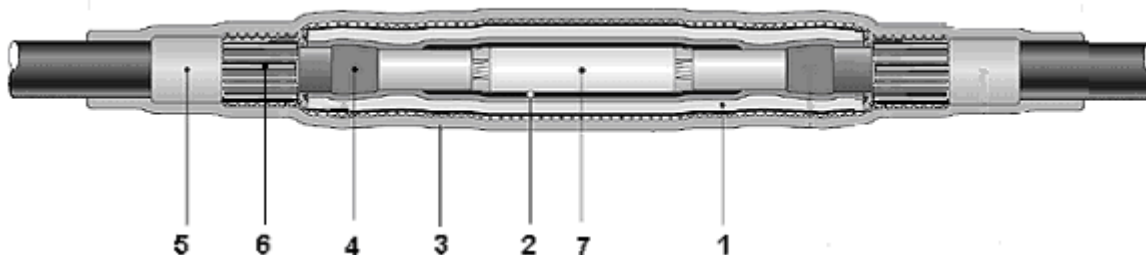


Рис. 3. 12. Соединительная муфта холодной усадки: 1 – экструдированный двухслойный силиконовый корпус; 2 – полупроводящая пластина; 3 – общий защитный кожух из ЕПДМ-резины; 4 – мастика для выравнивания электрического поля; 5 – герметизирующая мастика; 6 – медная сетка и соединитель экрана; 7 – соединительная гильза

Основные операции монтажа такой соединительной муфты показаны на рис. 3.13.

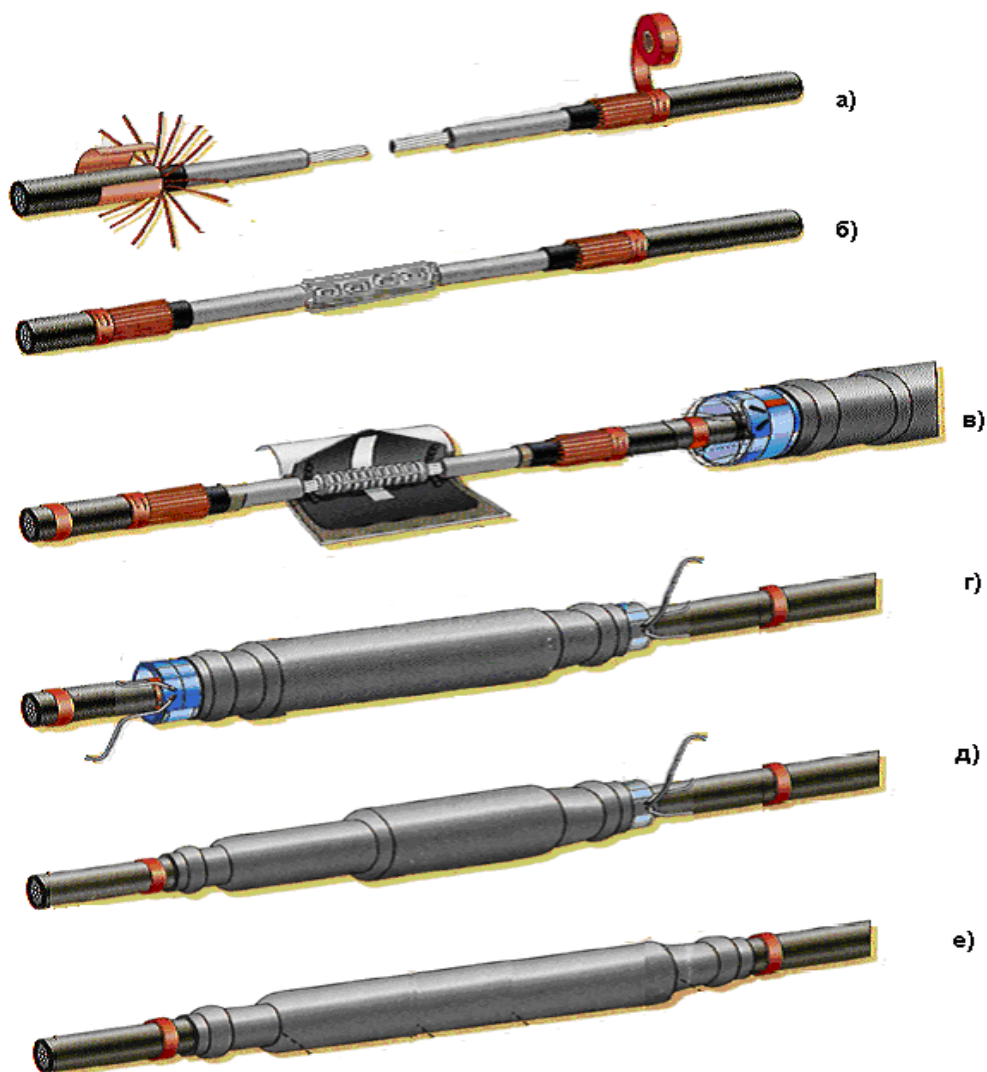


Рис. 3.13. Монтаж соединительной муфты холодной усадки:
а – подготовка экранов соединяемых кабелей; б – соединение жил опрессованием; в – наложение на место контактного соединения жил пластины с полупроводящим слоем для выравнивания электрического поля; г – закрытие муфтой места соединения жил кабелей; д – вытягивание спиралевидного корда с той и другой стороны муфты; е – муфта, готовая для подачи напряжения на кабель

Термоусаживаемые муфты и муфты холодной усадки сохраняют гибкость кабеля, не разрушаются при циклических температурных нагрузках и смещениях грунта при смене времен года. Продольное усилие на разрыв муфты составляет 60% от усилия на разрыв кабеля.

Стопорные свойства таких муфт позволяют увеличить допустимую разность уровней кабельной трассы для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией.

3.7. Приемка кабельной линии в эксплуатацию

Организация и порядок приемки КЛ в эксплуатацию такие же, как у ВЛ. Отличие состоит в программе приемо-сдаточных испытаний и документах, передаваемых строительной-монтажной организацией (подрядчиком) эксплуатирующей организации (заказчику).

В программу приемо-сдаточных испытаний КЛ входит:

проверка целостности жил и фазировка КЛ;

измерение сопротивления изоляции мегаомметром;

испытания изоляции повышенным напряжением выпрямленного тока;

измерение рабочей емкости жил и активных сопротивлений жил (для КЛ напряжением 20-35 кВ);

измерение сопротивлений заземляющих устройств концевых муфт.

При сдаче в эксплуатацию кабельных линий должны быть оформлены и переданы эксплуатирующей организации:

проект КЛ с комплектом рабочих чертежей;

паспорт КЛ;

исполнительный чертеж трассы с привязкой к постоянным ориентирам и указанием мест установки соединительных муфт;

чертеж профиля КЛ в местах пересечения с инженерными коммуникациями;

акты состояния кабелей на барабанах, составленные при поступлении кабеля на место монтажа;

кабельный журнал;

инвентарная опись всех элементов кабельной линии;

акты скрытых работ с указанием пересечений кабелей с подземными коммуникациями;

акты приемки траншей, блоков и кабельных сооружений под монтаж кабелей;

акты на монтаж кабельных муфт;

протокол измерения сопротивления изоляции;

протокол испытания изоляции кабельной линии повышенным напряжением после прокладки;

акты осмотра кабелей, проложенных в траншеях и каналах перед закрытием;

протокол прогрева кабелей на барабанах перед прокладкой при низких температурах.

Глава 4. Монтаж силовых трансформаторов

4.1. Подготовительные работы

В ходе выполнения общестроительных работ готовятся подъездные пути к месту установки трансформатора, фундамент под трансформатор и маслоприемник с гравийной засыпкой.

При приемке фундаментов под трансформаторы должны быть проверены наличие и правильность установки анкеров для крепления тяговых устройств при перекатке трансформаторов и наличие фундаментов под домкраты для разворота катков.

В ходе подготовительных работ должны быть подготовлены в необходимом количестве трансформаторное масло, емкости для его хранения, индикаторный силикагель для термосифонных фильтров и воздухоосушителей.

Трансформаторы мощностью до 1600 кВ·А поставляются полностью собранными и залитыми маслом. Трансформаторы большей мощности в зависимости от габаритных размеров и массы поставляются с демонтированными узлами, залитые маслом или без масла.

Поставка трансформатора осуществляется железнодорожным транспортом или на платформе автотранспорта соответствующей грузоподъемности. При транспортировке большая ось трансформатора должна совпадать с направлением движения. Крепление трансформатора при транспортировке должно быть выполнено в соответствии с чертежом завода-изготовителя.

Разгрузка трансформатора на монтажной площадке выполняется подъемным краном соответствующей грузоподъемности или с помощью гидравлических домкратов.

При поступлении трансформатора на монтажную площадку организуются требуемые условия хранения трансформатора и его отдельных узлов до начала монтажа, заблаговременно в лаборатории проверяются реле защиты трансформатора и его измерительные приборы.

Все операции по транспортировке, разгрузке и хранению трансформатора до его монтажа должны оформляться соответствующими актами.

4.2. Монтаж трансформатора

На подстанциях с высшим напряжением 35 кВ и более применяется, как правило, открытая установка трансформаторов. Закрытая установка трансформатора применяется только в районах с высокой степенью загрязнения, а также иногда в районах жилой застройки для ограничения уровня шума.

Трансформаторы устанавливаются, как правило, непосредственно на фундамент без кареток (катков) и рельс. Трансформаторы на подстанциях, имеющих стационарные устройства для ремонта трансформаторов (башни) и рельсовые пути перекачки, а также на подстанциях с размещением трансформаторов в закрытых помещениях, следует устанавливать на каретках (катках).

Трансформатор устанавливается на фундамент таким образом, чтобы его крышка имела подъем по направлению к расширителю не менее 1%. Это необходимо для обеспечения беспрепятственного прохождения газов из бака к газовому реле, устанавливаемому в маслопроводе между баком и расширителем.

Нормативные документы (СНиП, ГОСТ и другие) предусматривают монтаж трансформатора без ревизии его активной части, если не нарушались условия транспортировки, разгрузки и хранения трансформатора. Кроме того, при необоснованной ревизии завод-изготовитель вправе снять гарантию, установленную на трансформатор.

Ревизия активной части допускается лишь в том случае, когда внешние признаки или результаты измерений указывают на возможные внутренние повреждения. При возникновении необходимости в ревизии активной части трансформатора принимаются меры для защиты изоляции обмоток от попадания в нее влаги из окружающего воздуха.

Разгерметизация трансформатора выполняется в сухую ясную погоду. Температура активной части должна быть выше температуры окружающего воздуха. Это необходимо для избежания выпадения росы из окружающего воздуха на активную часть трансформатора. При необходимости активную часть предварительно прогревают. Продолжительность пребывания активной части трансформатора на открытом воздухе $T_{откр}$ ограничивают в зависимости от относительной влажности воздуха и напряжения трансформатора (табл. 4.1).

Т а б л и ц а 4.1

Напряжение тр-ра	Влажность, %	$T_{откр}$, ч
до 35 кВ	до 75	24
до 35 кВ	до 85	16
110 кВ и выше	до 75	16
110 кВ и выше	до 85	10

При ревизии активной части выполняются:
 проверка состояния болтовых креплений;
 подпрессовка обмоток;
 осмотр и проверка состояния изоляции элементов активной части;
 проверка схемы заземления;
 проверка сопротивления изоляции магнитопровода и его частей.

После проведения всех работ по ревизии активной части ее промывают сухим трансформаторным маслом, устанавливают в бак, после чего уплотняют все места соединений крышки с баком (герметизируют трансформатор).

4.3. Монтаж системы охлаждения и отдельных узлов трансформатора

Трансформаторы с естественным масляным охлаждением М (ONAN) мощностью до 1600 кВ·А транспортируются вместе с радиаторами охлаждения, трансформаторы мощностью 2500 кВ·А и более – с демонтированными радиаторами.

У трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха Д (ONAF) и принудительной циркуляцией воздуха и масла ДЦ (OFAF) системы охлаждения на время транспортировки демонтируются и устанавливаются на месте монтажа трансформатора (рис. 4.1).

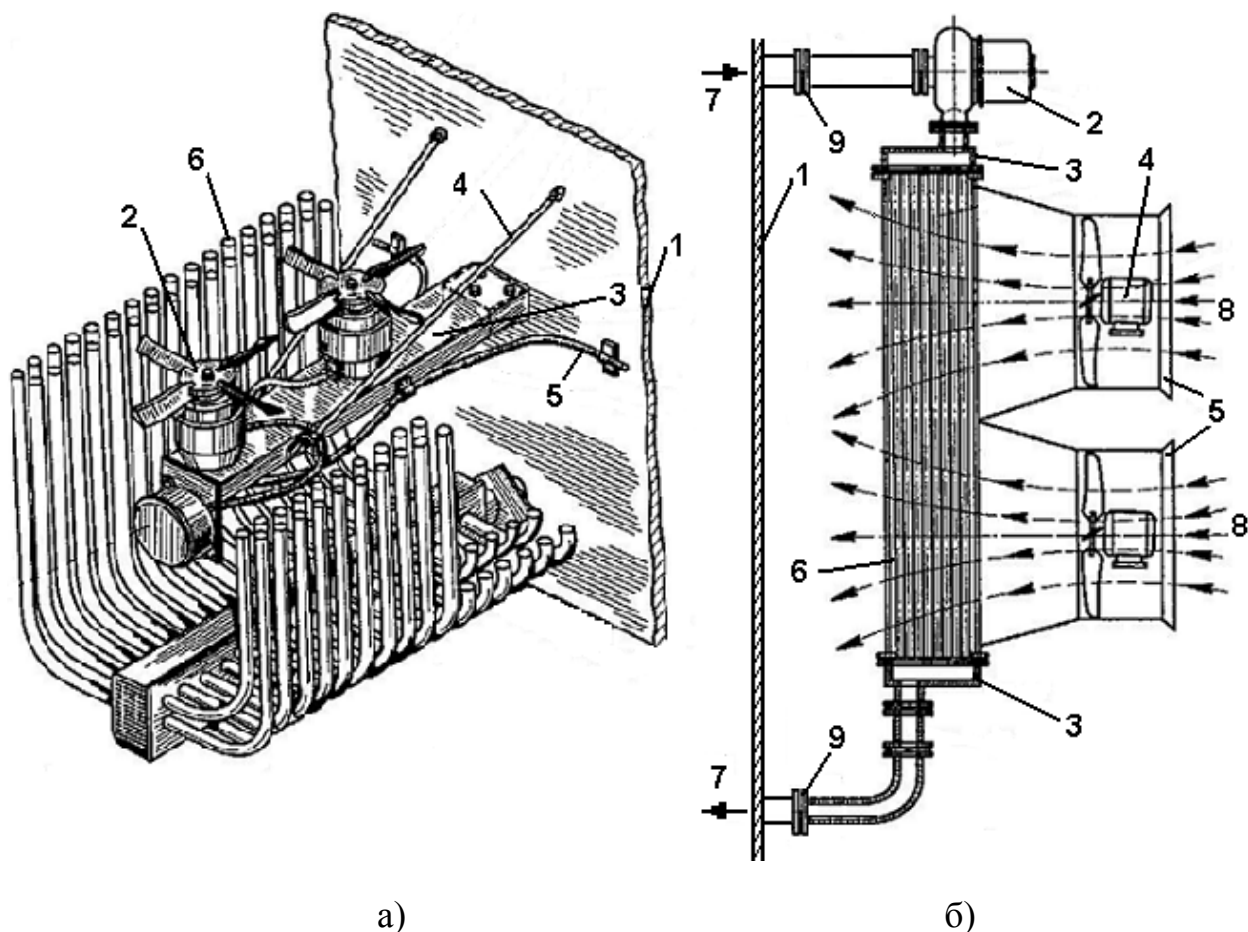


Рис. 4.1. Монтаж систем охлаждения Д (а) и ДЦ (б)

При монтаже системы охлаждения типа Д (рис. 4.1, а) к боковой стороне бака 1 крепятся кронштейны 3 с растяжками 4. На кронштейнах

устанавливаются двигатели с вентиляторами 2, монтируется схема их питания кабелем 5. После установки радиаторов 6 открывают радиаторные краны для последующего заполнения радиаторов маслом.

Система охлаждения ДЦ может поставляться в навесном и выносном исполнении. Система охлаждения навесного исполнения (рис. 4.1, б) состоит из электронасоса 2, двигателей с вентиляторами 4, закрепленными в диффузорах 5, калорифера 6 с камерами для масла 3. Такая система поставляется в полностью собранном виде. При монтаже эта система соединяется с баком трансформатора 1 с помощью фланцев 9. Направления принудительного потока масла и потока воздуха при работе трансформатора показано стрелками 7 и 8 соответственно.

Блоки системы охлаждения выносного исполнения устанавливаются на отдельных фундаментах по периметру трансформатора и соединяются трубами с баком трансформатора.

Одновременно с монтажом системы охлаждения монтируются остальные узлы, поставляемые отдельно от трансформатора: вводы к обмоткам, расширитель с указателем уровня масла и воздухоосушителем, выхлопная труба, газовое реле, реле уровня масла, термосифонный фильтр, измерительные приборы.

Если по условиям монтажа некоторых узлов требуется разгерметизация трансформатора, необходимо соблюдать условия для предохранения изоляции от увлажнения. Эти условия были отмечены выше при рассмотрении вопроса о ревизии активной части трансформатора.

При установке вводов особое внимание обращают на качественное уплотнение места посадки ввода в крышке трансформатора и на обеспечение надежных контактных соединений выводов обмоток.

Расширитель 3 (рис. 4.2) с маслоуказателем 6 крепится на крышке 1 бака трансформатора с помощью специальных кронштейнов 2. Трубопровод 7 соединяет бак трансформатора с расширителем. В среднюю часть этого трубопровода устанавливается газовое реле 5, а в верхнюю часть этого трубопровода на фланце дна расширителя устанавливается реле уровня масла.

Выхлопная труба 4 устанавливается на крышке бака трансформатора. В верхней части трубы находится стеклянная мембрана, разрывающаяся при аварийном выбросе масла из трансформатора. Трансформатор должен устанавливаться таким образом, чтобы аварийный выброс масла не был направлен на близко стоящее оборудование.

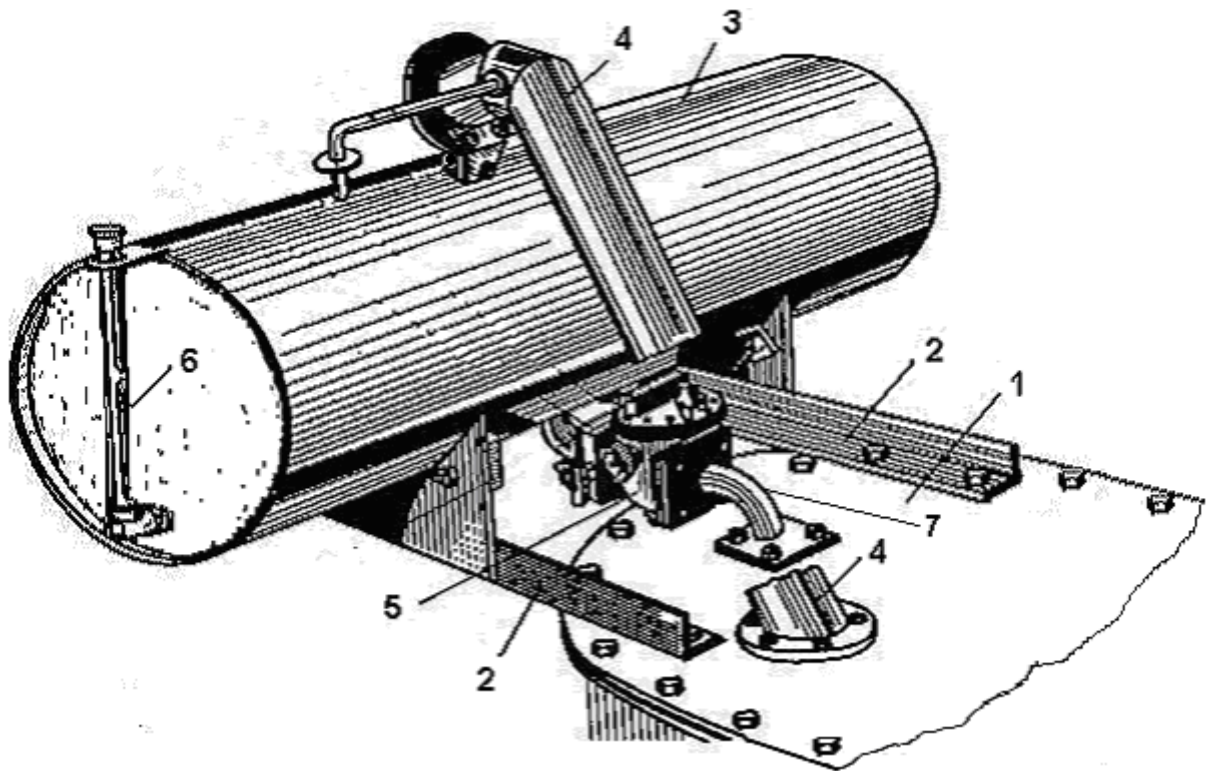


Рис. 4.2. Монтаж отдельных узлов трансформатора

Воздухоосушитель соединяет надмасляное пространство в расширителе с окружающим воздухом. Присоединение к трансформатору термосифонного фильтра выполняется фланцевыми соединениями, расположенными в верхней и нижней частях бака трансформатора.

После окончания монтажа всех узлов доливают сухое масло в бак трансформатора с заполнением его системы охлаждения и термосифонного фильтра. Температура заливаемого масла должна быть не ниже 10°C . При этом температура активной части должна быть выше температуры масла. Масло под давлением подается через вентиль, расположенный в нижней части бака трансформатора.

4.4. Включение трансформатора

Перед включением трансформатора проводятся его испытания, измерения и проверки в объеме, предусмотренном [2,14]:

- измерение сопротивления изоляции обмоток;
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь;
- испытание изоляции обмоток повышенным напряжением промышленной частоты;
- измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- проверка коэффициента трансформации;
- проверка группы соединений обмоток;

измерение потерь холостого хода;
испытания трансформаторного масла;
испытания бака на герметичность;
проверка переключающего устройства (РПН), устройств охлаждения и средств защиты масла.

Результаты измерений, испытаний и проверок оформляются соответствующими актами и протоколами.

Первое включение трансформатора под напряжение допускается проводить не ранее чем через 12 ч после последней доливки масла. На время первого пробного включения трансформатора максимальная защита устанавливается с нулевой выдержкой времени, сигнальные контакты газовой защиты пересоединяются на отключение.

Включение трансформатора производят толчком на номинальное напряжение на время не менее 30 мин для прослушивания трансформатора и наблюдения за его состоянием. При нормальной работе трансформатора издаваемый им гул должен быть умеренным и равномерным. Не должны прослушиваться потрескивания внутри бака трансформатора.

Трансформатор отключают в случае сильного или неравномерного гудения; потрескиваний внутри бака трансформатора; ненормально возрастающей температуры масла; выброса масла из расширителя или разрыва диафрагмы выхлопной трубы; течи масла и при других признаках нарушения нормальной работы.

При удовлетворительных результатах первого включения с трансформатора снимается напряжение, изменяется уставка максимальной защиты, сигнальные контакты газовой защиты пересоединяются на сигнал. Затем несколько раз включают и отключают трансформатор на номинальное напряжение для отстройки дифференциальной защиты от бросков тока намагничивания.

При удовлетворительных результатах пробных включений трансформатор включается под нагрузку и сдается в эксплуатацию.

Глава 5. Монтаж оборудования распределительных устройств

5.1. Шины распределительных устройств

Шины распределительных устройств (РУ) выполняются гибкими и жесткими. В качестве проводникового материала используется, как правило, алюминий. Гибкие шины представляют собой сталеалюминиевые провода, подвешиваемые к опорным конструкциям (порталам) с помощью гирлянд подвесных изоляторов.

Жесткие шины прокладываются по опорным изоляторам, устанавливаемым на различных конструкциях (рис. 5.1,а). Шина 1

закрепляется в шинодержателе, состоящем из планок 2 и 5 и стяжных шпилек 6. Нижняя планка 2 крепится к опорному изолятору 3 винтом 4. Для выполнения такого крепления в верхней части изолятора при его изготовлении армируется металлическая втулка с внутренней резьбой.

Шинодержатели при переменном токе более 600 А не должны создавать замкнутого магнитного контура вокруг шины. Для этого одна из накладок или один из стяжных болтов должны быть выполнены из немагнитного материала.

К оборудованию РУ шины крепятся с помощью аппаратных зажимов. На рис. 5.1, б показано болтовое крепление гибкой шины 1 с опрессованным наконечником 2 к аппаратному зажиму 3.

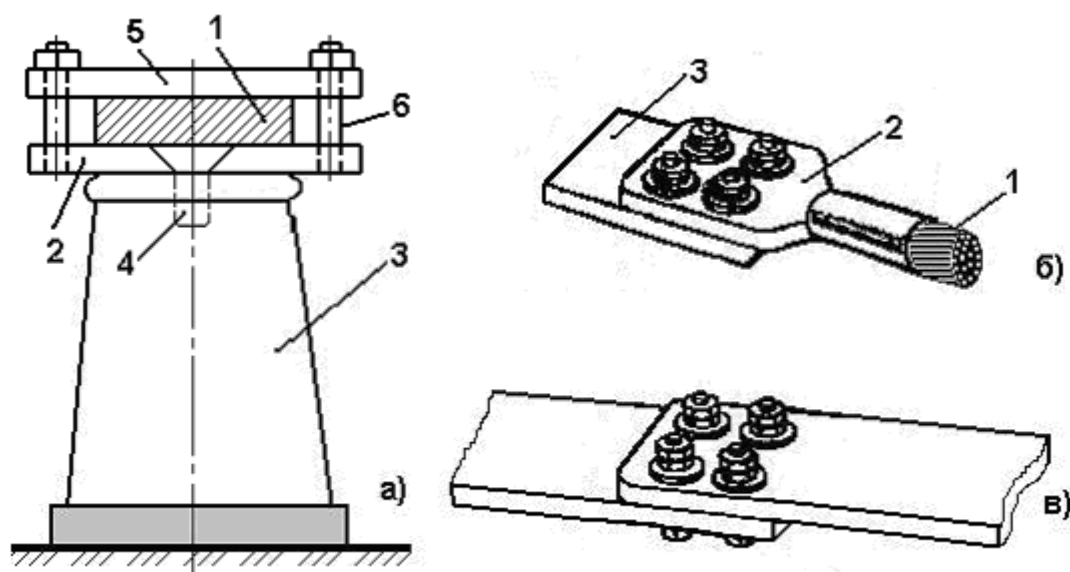


Рис. 5.1. Крепление и соединение шин

При монтаже жестких шин часто возникает необходимость их изгиба. Для наиболее распространенных плоских шин прямоугольного сечения радиус изгиба шины на плоскость должен быть не менее двойной толщины шины, при изгибе на ребро – не менее двойной ширины шины. При изгибе шины в штопор длина изгибаемой части должна быть не менее 2,5-кратной ширины шины.

Жесткие шины соединяют между собой сваркой или болтовым контактным соединением. Сварные соединения, выполняются, как правило, полуавтоматической сваркой на постоянном токе в среде аргона.

При монтаже болтовых соединений (рис. 5.1,в) в соединяемых шинах с помощью шаблона размечаются, а затем сверлятся отверстия. Диаметр отверстий должен быть больше диаметра болтов на 1...2 мм. Контактные поверхности обрабатываются на специальных станках или напильником и покрываются слоем нейтральной смазки.

При затяжке болтовых соединений шин применяются средства стабилизации давления, например тарельчатые пружины (шайбы). Затяжка болтовых соединений осуществляется в два приема:

затяжка до полного сжатия тарельчатой пружины;
ослабление затяжки приблизительно на четверть оборота.

Гибкие шины не должны иметь перекруток, расплеток, лопнувших проволок. Стрелы провеса не должны отличаться от проектных более чем на $\pm 5\%$. Соединения между смежными аппаратами должны быть выполнены одним отрезком шины (без разрезания). Присоединение ответвлений в шинном пролете должно быть выполнено без разрезания гибкой шины.

5.2. Коммутационные аппараты

Коммутационные аппараты (выключатели, разъединители) поставляются на монтажную площадку в собранном виде с комплектом металлоконструкций, позволяющих производить монтаж аппаратов, исключая сварочные работы.

Монтаж и регулировку коммутационных аппаратов следует производить в соответствии с монтажными инструкциями предприятий-изготовителей. Перед монтажом коммутационные аппараты освобождаются от заводской упаковки и осматриваются: проверяется состояние изоляторов, армировочных швов, прочность крепления отдельных элементов.

Выключатели и разъединители устанавливаются на опорные конструкции (фундамент). Выверяется вертикальность и горизонтальность установки аппарата. На опорную конструкцию устанавливается привод, проверяется и регулируется совместная работа привода и коммутационного аппарата.

К аппаратным зажимам полюсов подводится ошиновка. Монтаж ошиновки выполняется таким образом, чтобы в элементах выключателя и разъединителя не возникали механические напряжения от, пружинящего действия шин, температурных изменений их длины. Металлические части аппаратов, нормально не находящиеся под напряжением, подсоединяются к заземляющему устройству.

Особое внимание при монтаже разъединителя уделяется работе контактной системы. Оси контактов каждого полюса должны совпадать; полюса разъединителя должны замыкаться и размыкаться одновременно; контактное давление должно соответствовать заводским нормам.

Замеченные неисправности и дефекты в работе контактной системы устраняются специально предусмотренными в конструкции разъединителя регулировками.

Разъединители выполняются, как правило, с заземляющими ножами. Поэтому при монтаже проверяется работа блокировок от неправильных

операций с главными и заземляющими ножами разъединителя: при включенных главных ножах блокировка не должна позволять включение заземляющих ножей; при включенных заземляющих ножах блокировка не должна позволять включение главных ножей разъединителя.

5.3. Измерительные трансформаторы, аппараты защиты от перенапряжений, конденсаторные установки

Перед монтажом *измерительных трансформаторов* проводится их осмотр. Проверяется целостность изоляции, исправность швов армировки, уровень масла в маслонаполненных трансформаторах, его электрическая прочность, измеряются характеристики изоляции обмоток.

Ревизия трансформаторов с выемкой активной части допускается лишь в том случае, когда имеются внешние признаки или результаты измерений, указывающие на возможные внутренние повреждения.

При монтаже измерительных трансформаторов должна быть обеспечена вертикальность и горизонтальность их установки на опорной конструкции.

В период монтажа измерительных трансформаторов напряжения их первичные и вторичные обмотки с целью безопасности закорачиваются, поскольку случайные прикосновения обмоток с временными проводами освещения, сварки, измерений могут вызвать трансформацию напряжения, опасного для жизни.

Все вторичные обмотки измерительных трансформаторов заземляются с целью безопасного обслуживания вторичных цепей при эксплуатации.

Высоковольтные вводы смонтированного трансформатора напряжения должны быть закорочены до его включения под напряжение. Корпус трансформатора должен быть заземлен.

Перед монтажом *разрядников и ограничителей перенапряжений* осматривается их фарфоровая крышка, в которой не должно быть трещин и сколов, проверяется состояние швов армировки и положение герметизирующих прокладок. Легкое встряхивание или покачивание аппарата не должны вызывать внутреннего шума или позвякивания.

Аппараты в полимерных крышках имеют меньшую массу, меньшую вероятность повреждения при транспортировке, хранении и монтаже, более надежны.

После установки аппарата защиты от перенапряжения на опорную конструкцию (фундамент) выполняется его ошиновка и подключение к заземляющему устройству. Все металлические части и швы армировки покрываются влагостойкой краской.

При монтаже *конденсаторных установок* должна быть обеспечена горизонтальная установка каркасов и вертикальная установка

конденсаторов. Расстояние между дном конденсаторов нижнего яруса и полом помещения должно быть не менее 100 мм.

Паспорта конденсаторов (таблички с техническими данными) должны быть обращены в сторону прохода, из которого будет производиться их обслуживание.

Токоведущие шины и заземляющие проводники должны монтироваться таким образом, чтобы обеспечить удобство смены любого конденсатора во время эксплуатации. Ошиновка не должна создавать изгибающих усилий в выводных изоляторах конденсаторов.

5.4. Заземляющие устройства

Монтаж заземляющих устройств (ЗУ) состоит из следующих операций:

- подготовки земляной траншеи;
- установки заземлителей (вертикальных и горизонтальных) и соединения их между собой;
- прокладки заземляющих проводников;
- соединений заземляющих проводников с заземлителями и заземляемыми частями оборудования.

В качестве заземлителей используются в первую очередь естественные заземлители: железобетонные фундаменты зданий и сооружений, металлические трубы водопровода, металлические оболочки бронированных кабелей, проложенных в земле. Не допускается использовать в качестве естественных заземлителей трубопроводы горючих жидкостей и газов, трубопроводы канализации, алюминиевые оболочки кабелей.

При недостаточном сопротивлении естественных заземлителей устанавливают искусственные заземлители (рис. 5.2,а). С этой целью по периметру объекта (подстанции) роется траншея глубиной 0,7...0,8 м. В дно траншеи заглубляются вертикальные заземлители (электроды) длиной 3...5 м, в качестве которых используется стальной прокат:

- круглый диаметром не менее 16 мм;
- трубный диаметром не менее 32 мм;
- угловой сечением не менее 100 мм².

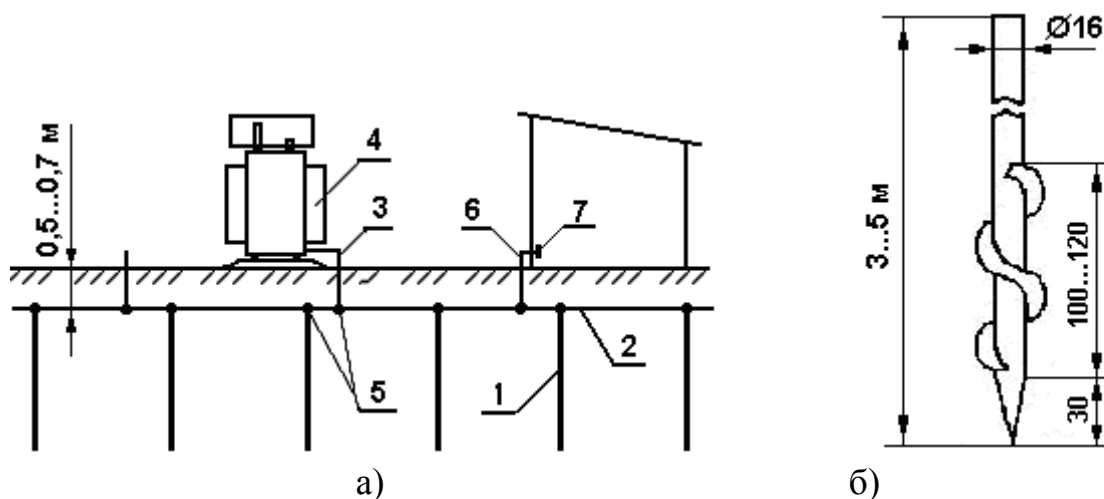


Рис. 5.2. Принципиальная схема ЗУ (а) и вертикальный заземлитель, подготовленный к заглублению вкручиванием (б): 1 – заземлитель вертикальный (электрод); 2 – заземлитель горизонтальный 3 – заземляющий проводник; 4 – металлические части оборудования, подлежащие заземлению; 5 – места сварки; 6 – ввод заземляющих проводников в здание; 7 – заземляющая шина

Заглубление электродов в грунт выполняется ударным способом, вдавливанием или вкручиванием. Для вкручивания применяется электрозаглубитель - дрель с редуктором, понижающим частоту вращения ниже 100 об/мин и соответственно увеличивающим вращающий момент на ввертываемом электроде. Нижнему концу электродов придается форма бурава (рис. 5.2,б).

После заглубления в грунт верхние концы электродов, выступающие на 150...200 мм над дном траншеи, соединяются между собой горизонтальными заземлителями. В качестве горизонтальных заземлителей используется, как правило, полосовая сталь сечением не менее 100 мм^2 или стальная проволока диаметром не менее 10 мм.

В открытых РУ дополнительно прокладываются продольные и поперечные горизонтальные заземлители, объединенные между собой в заземляющую сетку. Это необходимо для выравнивания электрического потенциала на территории РУ при стекании с ЗУ тока замыкания на землю.

Все соединения вертикальных и горизонтальных заземлителей выполняются сваркой. Места сварки покрывают битумным лаком. При высокой коррозионной активности почвы по отношению к стали в качестве искусственных заземлителей используется оцинкованный стальной прокат.

Каждая металлическая часть электроустановки, подлежащая заземлению, присоединяется к заземлителям с помощью отдельного заземляющего проводника. Последовательное соединение двух и более элементов электроустановки одним заземляющим проводником не допускается.

Присоединение заземляющих проводников к заземлителям выполняется сваркой, а к металлическим частям оборудования, как правило, с помощью болтового соединения (для обеспечения возможности проведения измерений).

По окончании монтажа ЗУ составляется акт скрытых работ с указанием привязки ЗУ к стационарным ориентирам. Траншея засыпается грунтом и утрамбовывается.

Заземление оборудования, находящегося внутри зданий, выполняется присоединением этого оборудования с помощью заземляющих проводников к заземляющей шине. Эта шина должна быть соединена с наружным контуром заземления не менее чем двумя заземляющими проводниками в разных точках.

Заземляющая шина крепится непосредственно к стенам зданий и сооружений с помощью дюбелей и строительного монтажного пистолета. Крепление выполняется на высоте 0,4...0,6 м от уровня пола через каждые 1,5 м.

Соединения отдельных полос заземляющей шины выполняются сваркой внахлестку. Длина нахлеста должна быть не менее двойной ширины шины.

После монтажа все открыто проложенные элементы ЗУ окрашиваются чередующимися продольными или поперечными полосами желтого и зеленого цвета.

5.5. Монтаж комплектных распределительных устройств

Распределительные устройства (РУ) на напряжение 6...10 кВ собираются, как правило, из комплектных ячеек полной заводской готовности. Силовое оборудование ячеек (выключатели, трансформаторы напряжения) может располагаться на выкатных тележках (ячейки КРУ) или стационарно в сборных камерах одностороннего обслуживания (камеры КСО).

Монтаж комплектных РУ выполняется в два этапа. *На первом этапе* в ходе выполнения общестроительных работ устраиваются предусмотренные строительными чертежами проемы, ниши, кабельные каналы, устанавливаются закладные детали и опорные конструкции под оборудование, выполняется монтаж заземляющего устройства и сети общего освещения.

Поверхности всех опорных металлических конструкций для установки оборудования должны быть выверены по горизонтали. Стыки этих конструкций свариваются с помощью накладок из полосовой стали для обеспечения непрерывности цепи заземления.

На втором этапе на опорные конструкции устанавливаются комплектные ячейки РУ, выполняются соединения сборных шин, проверяется совпадение разъединяющих контактов первичных и

вторичных цепей и заземляющих контактов путем медленного вкатывания тележек в рабочее положение.

Прокладку силовых кабелей выполняют после установки ячеек на место. В каналах кабели раскладывают в соответствии с кабельным журналом. После разделки кабелей и монтажа концевых муфт на кабели у каждой муфты вешают маркировочную бирку с надписью в соответствии с кабельным журналом.

Монтажные работы по первичным цепям завершают проверкой уровня масла в маслонаполненном оборудовании (при необходимости доливают чистое, сухое, прошедшее испытания трансформаторное масло до уровня отметки на маслоуказателе) и проверкой работы выключателей, разъединителей, вспомогательных контактов и блокировочных устройств. Эту проверку производят в соответствии с требованиями инструкций предприятия-изготовителя.

Одновременно с работами по первичным цепям на втором этапе работ выполняют монтаж вторичных цепей. В релейных отсеках комплектных ячеек устанавливают приборы и аппараты защиты, управления, сигнализации, измерения и учета электроэнергии, демонтированные на время транспортировки.

В соответствии с проектом прокладывают, разделяют и подключают контрольные кабели, кабели питания оперативным током и кабели освещения. В соответствии с кабельным журналом на концы кабелей вешают маркировочные бирки с надписями.

Перед сдачей РУ в эксплуатацию восстанавливают поврежденную отделку ячеек, окрашивают места сварки. На фасадах ячеек выполняют четкие надписи в соответствии с наименованием присоединений. У всех приводов выключателей и разъединителей делают надписи с указанием «Включено» и «Отключено».

На фазах каждой секции сборных шин РУ предусматривают места для наложения переносного заземления и наносят условный знак заземления. Шины в этих местах зачищают и смазывают тонким слоем технического вазелина.

На дверях, выходящих из помещения РУ наружу или в другое помещение, с внешней стороны делают надписи с наименованием РУ и закрепляют стандартные металлические предупредительные плакаты.

Испытания комплектных распределительных устройств
Испытания выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов, разрядников и другого оборудования РУ производятся по нормам [2,14].

У выкатных тележек выполняется проверка механизма доводки и блокировки в рабочем и испытательном положениях. При попытке вывода тележки из закрепленного положения с включенным выключателем последний должен отключаться. Отключение

выключателя должно происходить раньше перемещения тележки, вызывающего размыкание первичных разъединяющих контактов.

Проверяется действие защитных шторок, обеспечивающих безопасность при производстве ремонтных работ. Эта проверка производится выдвиганием тележки в ремонтное положение. При этом шторки под действием собственной массы должны закрывать окна. При вкатывании тележки шторки должны автоматически подниматься, открывая окна для прохода подвижных контактов первичной цепи.

Проверка работы механических блокировок производится многократным (четыре-пять раз) вкатыванием тележки. При этом не должно быть перекосов и заеданий.

Давление ламелей разъединяющих контактов первичных цепей должно быть в пределах 10...15 кг.

Измеряются переходные сопротивления первичных разъединяющих контактов, болтовых контактных соединений сборных шин, разъединяющих контактов вторичных цепей, связи заземления выкатной тележки с корпусом. Измерения проводятся двойным мостом, микрометром или методом амперметра-вольтметра.

Переходное сопротивление первичных контактов $R_{\text{п}}$ не должно превышать значений, указанных в табл. 5.1.

Т а б л и ц а 5.1

$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	400	600	1000	1600	2000
$R_{\text{п}}, \text{мкОм}$	75	60	50	40	33

Переходное сопротивление контактов сборных шин не должно превышать более чем в 1,2 раза сопротивления целого участка шины такой же длины. Переходное сопротивление разъединяющих контактов вторичных цепей должно быть не более 4000 мкОм. Переходное сопротивление связи заземления выкатной тележки с корпусом не должно превышать 100 мкОм.

Сопротивление изоляции первичных цепей, измеренное мегаомметром на напряжение 2500 В, должно быть не ниже 100 МОм. Сопротивления изоляции вторичных цепей, измеренное мегаомметром на напряжение 500–1000 В, должно быть не ниже 0,5 МОм.

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции первичных цепей проводится до присоединения силовых кабелей. Все тележки должны быть установлены в рабочее положение, выключатели – включены. Тележки с трансформаторами напряжения должны быть выкачены. Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин. Величина испытательного напряжения для керамической изоляции РУ–10(6) кВ составляет 42 (32) кВ; для твердой органической изоляции – 37,8 (28,8) кВ.

Испытания изоляции вторичных цепей производится напряжением промышленной частоты 1 кВ в течение 1 мин.

Упрощение монтажа РУ с выключателями нагрузки достигается в настоящее время применением моноблочных конструкций, выпускаемых, в частности, фирмой Schneider Electric (блок RM6) и ОАО «ПО Элтехника» (КРУ «Ладога»). В моноблочной конструкции в герметичный бак, заполненный элегазом с низким избыточным давлением, заключены все рабочие части устройства (выключатели нагрузки, заземляющие разъединители, сборные шины). Плавкие предохранители, используемые в комбинации с выключателями нагрузки, помещены в отдельные герметичные кожухи.

Расширение РУ осуществляется за счет простого присоединения дополнительного моноблока на уровне сборных шин без необходимости работы с элегазом.

Использование моноблочных конструкций позволяет не только сократить объем электромонтажных работ, но и существенно уменьшить габариты РУ. Кроме того, моноблочные конструкции РУ практически не требуют эксплуатационного обслуживания в течение всего срока службы.

Раздел 2. Эксплуатация электрооборудования

Глава 6. Организация эксплуатации электрооборудования

6.1. Общие сведения об эксплуатации оборудования

После завершения электромонтажных, пусконаладочных работ и приемо-сдаточных испытаний начинается использование электрооборудования по назначению в технологическом процессе предприятия, то есть эксплуатация этого оборудования.

Под термином «эксплуатация» понимается стадия жизненного цикла оборудования, на которой реализуются, поддерживаются и восстанавливаются его технические характеристики, предусмотренные проектом и нормативными документами.

Персонал, осуществляющий техническую эксплуатацию электрооборудования, подразделяется:

на *административно-технический*, организующий техническое обслуживание оборудования, оперативное управление оборудованием и ремонтные работы;

оперативный, осуществляющий техническое обслуживание и оперативное управление (проведение осмотров, оперативных переключений, подготовку рабочего места, допуск к работе, надзор за работающими);

ремонтный, выполняющий все виды работ по ремонту оборудования электроустановок.

Эксплуатационный персонал должен иметь соответствующую выполняемой работе квалификационную подготовку и группу по электробезопасности.

Организационные и технические положения по эксплуатации оборудования изложены в *Правилах технической эксплуатации электроустановок потребителей* [1], являющиеся обязательными для всех отраслей народного хозяйства. Применительно к конкретным условиям каждого предприятия разрабатываются и утверждаются руководителем электрохозяйства местные инструкции, базирующиеся на указанных Правилах.

Основные этапы эксплуатации оборудования, показаны на рис. 6.1. Для реализации и поддержания требуемых технических характеристик оборудования проводится его *техническое обслуживание* – комплекс работ, включающий в себя осмотры, межремонтное обслуживание, профилактические испытания и диагностирование состояния оборудования.

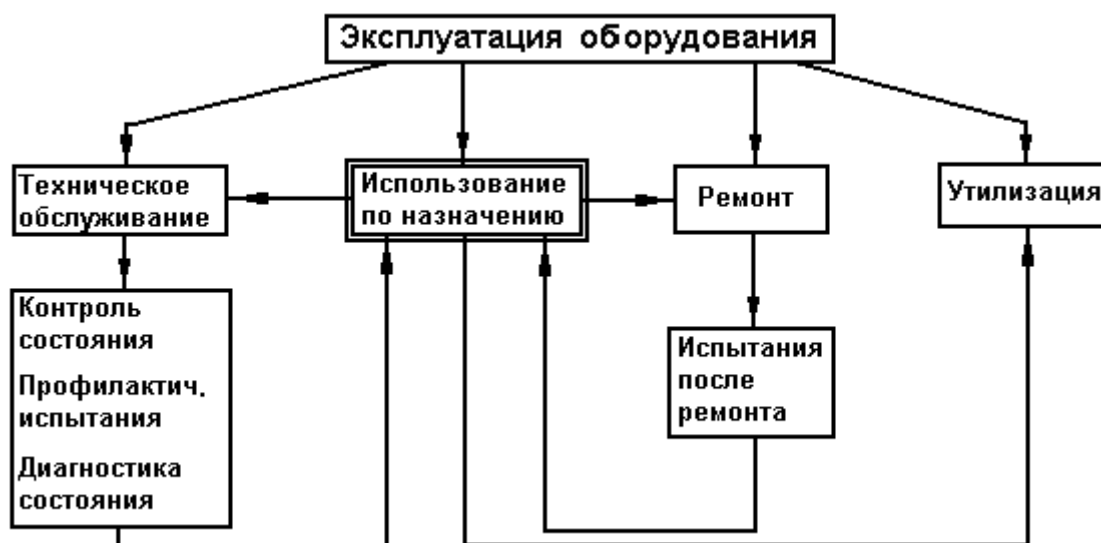


Рис. 6.1. Основные этапы эксплуатации оборудования

Осмотры оборудования выполняются с целью визуального контроля состояния этого оборудования. Различают плановые и внеочередные осмотры оборудования. Периодичность плановых осмотров регламентируется [1], а также с учетом конкретных условий работы оборудования – местными инструкциями.

Внеочередные осмотры оборудования проводятся, например, при резких изменениях условий его работы, после стихийных бедствий, отключения оборудования релейной защитой.

При *межремонтном обслуживании* электрооборудования выполняются технические мероприятия в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя, в частности чистка изоляции, смазка трущихся частей, а также устраняются выявленные при осмотрах мелкие неисправности и дефекты оборудования.

В процессе эксплуатации происходит износ оборудования, сопровождающийся изменением его технических характеристик. Осмотры далеко не всегда позволяют выявить техническое состояние оборудования и возможность дальнейшего его использования по назначению. В частности, невозможно визуально оценить состояние изоляции кабеля, состояние масла трансформатора и его твердой изоляции.

Более достоверная, чем при осмотрах, оценка технического состояния и возможности дальнейшего использования оборудования по назначению осуществляется профилактическими испытаниями (измерениями параметров) и диагностированием состояния оборудования.

Объем и нормы *профилактических испытаний* регламентируются [1], а конкретные сроки этих испытаний определяются техническим руководителем предприятия (главным энергетиком) с учетом рекомендаций заводских инструкций и местных условий эксплуатации оборудования.

Основными задачами *диагностирования* оборудования являются:
определение вида технического состояния;
поиск места отказа или неисправностей;
прогнозирование технического состояния.

При определении вида технического состояния дается заключение об исправности (неисправности) и работоспособности (неработоспособности) оборудования. При прогнозировании технического состояния дается оценка остаточного ресурса и нижняя граница вероятности безотказной работы оборудования для заданного интервала времени.

Общий порядок проведения диагностирования оборудования регламентируется [1].

По результатам осмотров, профилактических испытаний и диагностирования оборудования оценивается необходимость и целесообразность его ремонта.

Ремонт оборудования – это комплекс работ для поддержания работоспособности и требуемых технических характеристик оборудования путем замены или восстановления изношенных или отказавших элементов с последующей регулировкой, наладкой и испытаниями оборудования.

По назначению различают восстановительный ремонт, реконструкцию и техническое перевооружение. *Восстановительный ремонт* осуществляется без изменения конструкции отдельных узлов и всего устройства в целом. Технические характеристики оборудования остаются неизменными.

По объему работ восстановительные ремонты делятся на текущие и капитальные. При *капитальном ремонте* проводится полная разборка оборудования с заменой или восстановлением любых его частей. При таком ремонте достигается практически полное восстановление ресурса оборудования.

К *текущим ремонтам* относятся ремонты, проводимые для обеспечения работоспособности оборудования и состоящие в замене или восстановлении его отдельных частей, например быстро изнашивающихся деталей. Эти ремонты проводятся в период между двумя капитальными ремонтами.

При *реконструкции* производится изменение конструктивного исполнения отдельных узлов, замена отдельных материалов при практически неизменных технических характеристиках оборудования.

При *техническом перевооружении* некоторые узлы и материалы заменяются более совершенными, технические характеристики оборудования улучшаются.

Для оценки состояния оборудования после проведения ремонтных работ проводятся *испытания*, объем которых регламентируется [1,14].

При эксплуатации оборудования происходит не только его физический, но и *моральный износ*, обусловленный появлением нового оборудования, характеризующегося более высокими технико-экономическими показателями.

При экономической неэффективности восстановительного ремонта, особенно морально устаревшего оборудования, выполняется его *утилизация* – последняя стадия эксплуатации оборудования.

6.2. Связь эксплуатации и надежности оборудования

Процесс эксплуатации оборудования сопровождается его износом - изменением характеристик под действием окружающей среды и эксплуатационных режимов работы.

К воздействиям *окружающей среды* относятся ее температура, влажность, загрязненность, химическая активность, а также солнечная радиация, интенсивность грозовой деятельности, ветер, гололед и другие факторы.

В *эксплуатационных режимах* оборудование подвергается рабочим нагрузкам, систематическим и аварийным перегрузкам, перегрузкам от токов коротких замыканий, воздействию рабочих напряжений и

перенапряжений (грозовых, коммутационных, феррорезонансных) и других факторов.

Перечисленный комплекс факторов при их совместном воздействии на оборудование приводит к ухудшению его характеристик, которое в конечном итоге может привести к отказу оборудования. Под *отказом* понимается событие, заключающееся в потере работоспособности оборудования, после которого оно не может выполнять свои функции.

К отказу оборудования могут привести нарушения условий транспортировки и хранения оборудования, а также случайные факторы, в частности ошибочные действия эксплуатационного персонала.

При отказе оборудования может возникнуть ущерб, значение которого зависит от категории приемников электроэнергии: опасность для жизни людей, расстройство сложного технологического процесса, массовый недоотпуск продукции, простои рабочих и механизмов и другие виды ущерба.

Из изложенного следует, что безотказная (а в более широком смысле надежная) работа оборудования тесно связана с различными сторонами его эксплуатации: транспортировкой, хранением, условиями и режимами работы, обслуживанием, ремонтами. Поэтому эксплуатация должна быть организована таким образом, чтобы обеспечивалась надежная работа электрооборудования и предотвращались возможные негативные последствия (ущербы) при ее нарушении.

Под *надежностью* понимается свойство оборудования выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования.

Надежность является одним из свойств оборудования, которое проявляет себя только в процессе эксплуатации. Надежность оборудования закладывается при его проектировании, обеспечивается при изготовлении и расходуется при эксплуатации.

Все оборудование, а тем более совокупность электроустановок и систем состоят из большого количества различных элементов. Эти элементы можно разделить на две группы: невозстанавливаемые и восстанавливаемые.

Невосстанавливаемыми являются элементы, работоспособность которых после отказа восстановлению не подлежит (тиристор, лампа накаливания). *Восстанавливаемыми* являются элементы, работоспособность которых после отказа подлежит восстановлению в процессе эксплуатации за счет проведения ремонта (трансформатор, линия электропередачи).

Надежность является комплексным свойством оборудования, которое в зависимости от назначения и условий эксплуатации характеризуется безотказностью, долговечностью и сохраняемостью, а

для восстанавливаемого оборудования - дополнительно ремонтпригодностью.

Безотказность - свойство оборудования непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени. Эта наиболее общая и наиболее важная характеристика надежности определяется следующим показателями:

вероятностью безотказной работы;
интенсивностью отказов и наработкой до отказа (невосстанавливаемые элементы);

параметром потока отказов и наработкой на отказ (восстанавливаемые элементы).

Долговечность - свойство оборудования сохранять работоспособность до наступления предельного состояния. Предельное состояние оборудования определяется невозможностью его дальнейшей эксплуатации вследствие экономической неэффективности, требований безопасности или морального износа. При достижении предельного состояния оборудование подлежит капитальному ремонту или утилизации.

Показателями долговечности являются срок службы восстанавливаемых элементов и срок между ремонтами для восстанавливаемых элементов. Для восстанавливаемых элементов понятия безотказности и долговечности совпадают. Для восстанавливаемых элементов долговечность определяется системой обслуживания и ремонта в процессе эксплуатации.

Оборудование может изменять свои свойства не только в процессе использования по назначению, но и при транспортировке, хранении, нахождении в бездействии. В этих условиях характеристикой надежности является *сохраняемость* - свойство оборудования непрерывно сохранять исправное и работоспособное состояние в течение и после транспортировки и хранения.

Показателем сохраняемости оборудования является срок сохраняемости.

Для планирования технического обслуживания и ремонта оборудования важной характеристикой надежности является *ремонтпригодность* - приспособленность оборудования к предупреждению и обнаружению причины возникновения отказов и устранению их последствий путем проведения ремонта.

Основным показателем ремонтпригодности является среднее время восстановления.

Выбор показателей надежности или их совокупности определяется не только назначением оборудования, его местом в технологическом процессе, но и условиями использования. В частности, при эксплуатации воздушной линии электропередачи необходимо учитывать

климатические условия, в которых проходит трасса линии: район по ветру, гололеду, интенсивности грозовой деятельности, пляске проводов, диапазон изменения температуры окружающей среды.

Правильный анализ и учет условий использования оборудования позволяют обоснованно организовать систему его технического обслуживания и ремонта.

6.3. Показатели надежности оборудования

Показатели надежности имеют вероятностно-статистическую природу и исследуются методами теории вероятностей и математической статистики, изучающими случайные события и величины.

При оценке надежности оборудования в качестве случайного события рассматривается отказ, в качестве случайной величины - время безотказной работы T . Поэтому в качестве одного из основных показателей безотказности принимается вероятность безотказной работы $P(t)$ за время эксплуатации t .

Вероятность безотказной работы - вероятность того, что время безотказной работы T будет больше времени эксплуатации t

$$P(t) = \text{Вер}(T > t). \quad (6.1)$$

Вероятность $P(t)$ является функцией времени (рис. 6.2) и представляет собой функцию распределения случайной величины - времени безотказной работы.

Распределение случайной величины подчиняется определенным законам. При оценке надежности часто используются известные из теории вероятностей экспоненциальный и нормальный законы распределения случайной величины. Приведенное на рис. 6.2 распределение случайной величины $P(t)$ можно описать экспоненциальным законом.

По аналогии с вероятностью безотказной работы, *вероятность отказа* $Q(t)$ - это вероятность того, что время безотказной работы T будет меньше времени эксплуатации t :

$$Q(t) = \text{Вер}(T < t). \quad (6.2)$$

Вероятность безотказной работы $P(t)$ и вероятность отказа $Q(t)$ на интервале эксплуатации t образуют полную группу событий и, следовательно, связаны соотношением

$$P(t) + Q(t) = 1, \quad (6.3)$$

которое иллюстрируется рис. 6.2.

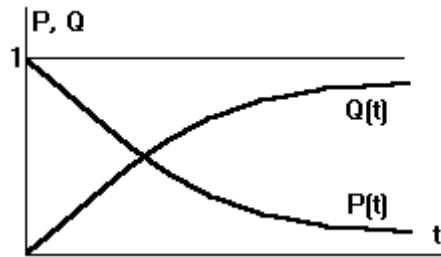


Рис. 6.2. Зависимости вероятности безотказной работы $P(t)$ и вероятности отказа $Q(t)$ от времени эксплуатации

Статистически вероятность безотказной работы определяется отношением числа однотипных элементов N , безотказно проработавших время t , к числу элементов N_0 , работоспособных в начальный момент времени $t=0$

$$P(t)^* = N/N_0. \quad (6.4)$$

Кроме функций распределения случайных величин $Q(t)$ и $P(t)$ при анализе надежности часто применяется их дифференциальная характеристика. В частности, дифференциальная характеристика вероятности отказа

$$f(t) = dQ(t)/dt \quad (6.5)$$

представляет собой плотность распределения случайной величины $Q(t)$. Очевидно, что функция распределения и плотность распределения случайной величины связаны соотношением

$$Q(t) = \int_0^t f(t)dt. \quad (6.6)$$

Важным показателем безотказности невосстанавливаемых элементов является *интенсивность отказов* $\lambda(t)$, под которой понимается вероятность возникновения отказа, определенная для рассматриваемого интервала времени Δt при условии, что до начала этого интервала отказ не возник.

Из определения интенсивности отказов следует, что

$$Q(t, t+\Delta t) = P(t) \lambda(t) \Delta t. \quad (6.7)$$

В соответствии с (6.5)

$$Q(t, t+\Delta t) = f(t)\Delta t. \quad (6.8)$$

Тогда

$$\lambda(t) = f(t) / P(t). \quad (6.9)$$

Таким образом, интенсивность отказов представляет собой условную (относительную) плотность распределения отказов в любой момент времени.

Статистически $\lambda(t)$ показывает, какая доля отработавших к моменту времени t элементов откажет в единицу времени после этого момента

$$\lambda(t)^* = \Delta m / N \Delta t, \quad (6.10)$$

где Δm - разность между числом отказов к моменту времени $t + \Delta t$ и числом отказов к моменту времени t ;
 N - количество однотипных элементов.

Интенсивность отказов однозначно определяет вероятность безотказной работы оборудования. В соответствии с основной формулой надежности

$$P(t) = \exp\left[-\int_0^t \lambda(t) dt\right]. \quad (6.11)$$

Если интенсивность отказов при эксплуатации принять за постоянную величину, не зависящую от времени $\lambda(t) = \lambda_0$, то для вероятности безотказной работы будет получен экспоненциальный закон распределения

$$P(t) = \exp(-\lambda_0 t), \quad (6.12)$$

один из основных в теории надежности.

Показателем безотказности невосстанавливаемых элементов является *средняя наработка до отказа* T_0 . Этот показатель, представляющий собой математическое ожидание случайной величины - наработки оборудования до отказа, выражается через вероятность безотказной работы зависимостью

$$T_0 = \int_0^{\infty} P(t) dt. \quad (6.13)$$

Геометрически величина T_0 равна площади фигуры под кривой вероятности безотказной работы $P(t)$ (рис. 6.2).

Статистически средняя наработка до отказа определяется отношением суммы наработок однотипных элементов до отказа к количеству N этих элементов, если к концу интервала наблюдения все элементы отказали,

$$T_0^* = \sum_{i=1}^N \frac{t_i}{N}. \quad (6.14)$$

Характерная для большинства восстанавливаемого оборудования зависимость интенсивности отказов от времени эксплуатации показана на рис. 6.3,а. Эта зависимость, называемая «кривой жизни» технического изделия, имеет три характерные временные области 1, 2 и 3.

Область 1 - период приработки оборудования после монтажа или ремонта, когда интенсивность отказов достаточно высокая.

Область 2 - период нормальной эксплуатации оборудования с практически неизменной интенсивностью отказов. Это область характеризуется внезапными отказами случайного характера.

Область 3 - период старения отдельных узлов и оборудования в целом. Эта область характеризуется увеличением интенсивности износных отказов.

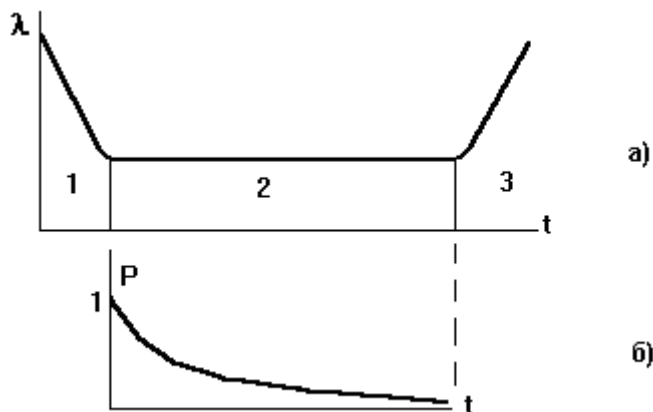


Рис. 6.3. Зависимость интенсивности отказов от времени эксплуатации (а) и распределение вероятности безотказной работы оборудования (б)

Эксплуатация оборудования систем электроснабжения должна быть организована таким образом, чтобы не допустить отказов оборудования по причине его износа.

В период нормальной эксплуатации восстанавливаемое оборудование систем электроснабжения последовательно пребывает в состоянии работоспособности и ремонта, обусловленного случайным отказом. Последовательность отказов, происходящих один за другим в случайные моменты времени, образует поток отказов, основным показателем которого является *параметр потока отказов* $\omega(t)$.

Этот параметр представляет собой плотность вероятности возникновения отказа в рассматриваемый момент времени. Иными словами, это математическое ожидание числа отказов в единицу времени.

Статистически параметр потока отказов определяется как

$$\omega(t)^* = \frac{\Delta m}{N\Delta t}, \quad (6.15)$$

где m - количество отказов за время t ;
 N - количество однотипных элементов.

Поток отказов может иметь различный характер. Наибольшее распространение в практике нашел простейший поток, характеризуемый свойствами: ординарности, стационарности и отсутствия последействия.

Ординарность выражается в том, что за малый промежуток времени ($t \rightarrow 0$) вероятность появления двух и более отказов стремится к нулю, то есть в системе не произойдет более одного отказа.

Стационарность заключается в том, что параметр потока отказов является постоянным, то есть $\omega(t) = \omega_0 = \text{const}$.

Отсутствие последействия состоит в том, что отказы, произошедшие ранее, не влияют на возникновение последующих отказов.

Если поток отказов в период нормальной эксплуатации рассматривать как простейший, то в период нормальной эксплуатации распределение вероятности безотказной работы будет определяться экспоненциальным законом (см. рис. 6.3, б)

$$P(t) = \exp(-\omega_0 t). \quad (6.16)$$

Наработка на отказ восстанавливаемого оборудования в период его нормальной эксплуатации при экспоненциальном законе распределения отказов составит

$$T_0 = 1/\omega_0. \quad (6.17)$$

В качестве основного показателя ремонтпригодности восстанавливаемого оборудования используется *среднее время восстановления* T_B , представляющее собой математическое ожидание времени восстановления.

Статистически среднее время восстановления определяется как

$$T_B^* = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m t_{Bi}, \quad (6.18)$$

где t_{Bi} - время восстановления оборудования после i -го отказа;
 m - количество отказов.

В качестве показателя долговечности используется *средний срок службы* $T_{сл}$ - математическое ожидание срока службы от начала эксплуатации до достижения предельного состояния.

Статистически средний срок службы определяется отношением суммы сроков службы $t_{\text{сли}}$ однотипных элементов к количеству N этих элементов:

$$T_{\text{сл}}^* = \sum_{i=1}^N \frac{t_{\text{сли}}}{N}. \quad (6.19)$$

Основным показателем сохраняемости восстанавливаемого и невосстанавливаемого оборудования является *средний срок сохраняемости* - математическое ожидание срока сохраняемости. Для оценки влияния условий хранения оборудования этот показатель определяется как

$$T_{\text{сохр}} = 1/\omega_t, \quad T_{\text{сохр}} = 1/\lambda_t, \quad (6.20)$$

где ω_t , λ_t - параметр потока отказов и интенсивность отказов оборудования при определенных условиях его хранения в течение срока t .

По приведенным выше показателям надежности можно определить комплексные показатели надежности оборудования:

коэффициент готовности

$$k_{\text{Г}} = \frac{T_0}{T_0 + T_{\text{В}}}; \quad (6.21)$$

коэффициент простоя

$$k_{\text{П}} = \frac{T_{\text{В}}}{T_0 + T_{\text{В}}}. \quad (6.22)$$

Комплексные показатели надежности связаны соотношением

$$k_{\text{Г}} = 1 - k_{\text{П}}. \quad (6.23)$$

Рассмотренные выше показатели позволяют не только разносторонне оценить надежность оборудования, но и обосновать комплекс технических, организационных и экономических мероприятий, повышающих надежность и эффективность эксплуатации оборудования.

Вот некоторые из мероприятий:

накопление статистических данных по надежности оборудования и организация обратной связи с проектными организациями и заводами-изготовителями;

выбор оптимальной продолжительности ремонтного цикла и цикла технического обслуживания с целью использования оборудования до предельного состояния, но исключения его работы в области износовых отказов;

выбор рациональной системы технического обслуживания и ремонта оборудования;

рациональное обеспечение обслуживания и ремонтных работ материалами и запасными частями;

совершенствование системы контроля и диагностирования оборудования, позволяющей: выявлять дефекты на ранней стадии их развития, достоверно прогнозировать состояние оборудования, эффективно уменьшать время отыскания дефектов и устранения отказов за счет совершенствования технических и диагностических средств;

вынос режима послеремонтной приработки оборудования в ремонтную зону;

повышение квалификации эксплуатационного персонала;

своевременная замена (утилизация) физически и морально изношенного оборудования.

Ниже рассматривается качественная оценка некоторых из указанных мероприятий повышения надежности и эффективности эксплуатации оборудования.

6.4. Оценка продолжительности ремонтного цикла

Эксплуатация электрооборудования предприятий осуществляется в основном на базе системы планово-предупредительного ремонта и обслуживания (ППР). Сущность системы ППР заключается в том, что через определенные промежутки времени оборудование подвергается плановым профилактическим осмотрам, проверкам, испытаниям и различным видам ремонта.

Ремонтный цикл $T_{рк}$ представляет собой интервал времени между двумя капитальными ремонтами оборудования, а для нового оборудования - интервал времени между вводом оборудования в эксплуатацию и первым капитальным ремонтом.

Под *структурой ремонтного цикла* понимают порядок расположения и чередования различных видов технического обслуживания в пределах одного ремонтного цикла.

Главной задачей при определении продолжительности и структуры ремонтного цикла является обеспечение требуемого уровня надежности оборудования при наиболее полном использовании его работоспособности. Кроме того, периодичность обслуживания и ремонтов оборудования является исходной информацией для оценки общего объема работ, численности ремонтного персонала, потребности в материалах и запасных частях.

Определение продолжительности ремонтного цикла представляет собой сложную многокритериальную оптимизационную задачу, решение которой должно выполняться как по техническим, так и экономическим критериям. Рассмотрим использование различных

критериев лишь для качественной оценки продолжительности ремонтного цикла $T_{рк}$.

Наиболее просто поставленная задача решается, если в качестве критерия можно принять предельное значение некоторого параметра (параметров), скорость изменения которого может контролироваться при эксплуатации. В частности, в [1] приводятся предельные показатели для трансформаторного масла (пробивное напряжение, кислотное число, температура вспышки и другие). При приближении показателей масла к предельным значениям выполняется его замена.

Оценку продолжительности ремонтного цикла можно выполнить по нормам ежегодных амортизационных отчислений на капитальный ремонт p_k :

$$T_{рк} = \frac{z_k}{p_k K}, \quad (6.24)$$

где z_k – стоимость одного капитального ремонта;
 K – стоимость оборудования.

Нормы p_k отчислений на капитальный ремонт оборудования распределительных сетей составляют [4]:

силовые трансформаторы – 0,029;

кабельные линии – 0,003;

воздушные линии на деревянных опорах – 0,017;

воздушные линии на железобетонных опорах – 0,006.

Простота исходной информации при использовании выражения (6.24) привлекательна, однако ответ на вопрос о наиболее полном использовании работоспособности оборудования здесь не очевиден.

Для периода нормальной эксплуатации (см. рис. 6.3), когда поток отказов можно считать простейшим, вероятность безотказной работы при продолжительности ремонтного цикла $t = T_{рк}$ распределяется по экспоненциальному закону

$$P(T_{рк}) = \exp(-\omega T_{рк}). \quad (6.25)$$

Если задаться допустимым значением вероятности безотказной работы P_d (или вероятности отказа Q_d) в пределах ремонтного цикла, то продолжительность этого цикла составит

$$T_{рк} = -\frac{\ln P_d}{\omega} = -\frac{\ln(1 - Q_d)}{\omega}. \quad (6.26)$$

Использование выражения (6.26) для оценки $T_{рк}$ ограничивается недостаточной исходной информацией, особенно в отношении значения P_d (или Q_d).

При выполнении плановых ремонтов полностью не исключается вероятность аварийных отказов оборудования. Поток этих отказов будем считать простейшим, характеризуемым параметром потока отказов ω .

Отсутствие аварийных отказов при вероятности $P(T_{рк}) = \exp(-\omega T_{рк})$ обусловит затраты на плановый капитальный ремонт внутри срока $T_{рк}$. Наличие отказов при вероятности $Q(T_{рк}) = 1 - \exp(-\omega T_{рк})$ обусловит затраты на аварийно-восстановительные ремонты.

Приведем суммарные затраты на плановые капитальные и случайные аварийные ремонты к одному году эксплуатации

$$Z_{t=1} = \frac{z_k}{T_{рк}} \exp(-\omega T_{рк}) + \frac{z_a}{T_o} [1 - \exp(-\omega T_{рк})], \quad (6.27)$$

где z_k – стоимость одного капитального ремонта;

z_a – стоимость одного аварийно-восстановительного ремонта;

$T_o = 1/\omega$ – наработка на отказ.

Взяв производную от затрат по продолжительности ремонтного периода и приравняв ее нулю

$$\frac{dZ_{t=1}}{dT_{рк}} = -\frac{z_k}{T_{рк}^2} \exp(-\omega T_{рк}) - \omega \frac{z_k}{T_{рк}} \exp(-\omega T_{рк}) + \omega^2 z_a \exp(-\omega T_{рк}) = 0, \quad (6.28)$$

получим продолжительность ремонтного цикла, отвечающую минимуму полных затрат

$$T_{рк} = \frac{z_k}{2\omega z_a} \left(1 + \sqrt{1 + 4 \frac{z_a}{z_k}}\right). \quad (6.29)$$

Определение $T_{рк}$ по выражению (6.29) позволяет использовать в расчетах относительное значение затрат z_k/z_a , что заметно сокращает требуемый объем исходной информации.

Существующая в настоящее время периодичность проведения ремонтов некоторых видов оборудования систем электроснабжения приведена в табл. 6.1 [5, 12].

Т а б л и ц а 6.1

Оборудование	Периодичность ремонта, лет	
	текущего	капитального
Силовые трансформаторы 10/04кВ	3	12
КТП внутренней установки	3	12
КТП наружной установки	1	8
Выключатели масляные 10 кВ	1	3
Выключатели нагрузки 10 кВ	1	3
Разъединители 10 кВ: внутренней установки	1	4
наружной установки	1	3
Конденсаторные установки до 10 кВ	0,5	4
Трансформаторы тока до 10 кВ	1	3
Воздушные линии 0,4-10 кВ: на деревянных опорах	3	6
на ж.б. опорах	4...5	8...10
Воздушные линии 35-110 кВ: на деревянных опорах	-	6
на метал. и ж.б. опорах	-	12
Кабельные линии до 10 кВ	1	20

6.5. Оценка продолжительности цикла технического обслуживания

Техническое обслуживание (ТО) - это система технических мероприятий, обеспечивающая работоспособность оборудования в период между капитальными ремонтами. Система ТО включает в себя:

- регулярные осмотры оборудования;
- выполнение требований эксплуатационно-ремонтной документации, в частности, инструкций заводов-изготовителей;
- контроль технического состояния (работоспособности) оборудования, осуществляемый профилактическими испытаниями, измерениями и диагностированием оборудования;
- устранение мелких неисправностей и дефектов;
- текущие ремонты оборудования.

Все мероприятия ТО выполняются периодически. Очевидно, что разные виды работ ТО имеют различную периодичность, например, осмотры могут выполняться ежедневно, а текущий ремонт – один раз в несколько лет. Продолжительность цикла i -й работы ТО обозначим T_{toi} .

Поскольку стоимость ТО входит в себестоимость продукции, вопрос о сроках и объемах ТО в большинстве случаев является вопросом технико-экономическим.

Пусть затраты, связанные с выполнением i -й работы ТО, составляют величину Z_{toi} . Поток возникновения дефектов в

оборудовании, приводящих к его отказам, будем считать простейшим, характеризуемым параметром ω . Выявление дефекта в процессе проведения ТО обусловит затраты на проведение ремонта по устранению этого дефекта

$$Z_{di} = \omega T_{toi} z_d, \quad (6.30)$$

где z_d – стоимость ремонта по устранению дефекта.

Затраты на аварийные ремонты в интервале T_{toi} при условии, что ТО не проводится, составят

$$Z_{ai} = \omega T_{toi} z_a, \quad (6.31)$$

где z_a – стоимость одного аварийного ремонта.

Очевидно, что продолжительность интервала T_{toi} должна определяться из условия

$$Z_{toi} + Z_{di} \leq Z_{ai}. \quad (6.32)$$

С учетом (6.30) и (6.31) получим

$$T_{toi} \geq \frac{Z_{toi}}{\omega(z_{ai} - z_{di})}. \quad (6.33)$$

По выражению (6.33), имеющему смысл при $z_{ai} > z_{di}$, можно оценить периодичность каждой i -й работы ТО.

6.6. Оценка периодичности контроля работоспособности оборудования

Периодический контроль работоспособности оборудования позволяет выявлять его техническое состояние и, следовательно, своевременно принимать меры по предотвращению отказов. Периодичность контроля можно оценить по критерию затрат, пользуясь выражением (6.33). Однако рассмотрим этот вопрос с позиций критерия надежности.

Система электроснабжения состоит из большого количества элементов. С позиций надежности систему электроснабжения (линия, трансформатор, коммутационный аппарат...) можно рассматривать как схему последовательно соединенных элементов. Для обоснования периодичности контроля работоспособности системы необходимо иметь данные о параметрах потока отказов каждого элемента, а также времени и условиях его эксплуатации.

Полагая поток отказов каждого элемента системы простейшим, определим вероятность безотказной работы системы в течение времени t :

$$P(t) = \prod_{i=1}^N p_i(t), \quad (6.34)$$

где $p_i(t)$ – вероятность безотказной работы i -го элемента;
 N – количество последовательно включенных элементов в системе.

В силу стационарности потоков отказов

$$p_i(t) = \exp(-\omega_i t). \quad (6.35)$$

Тогда вероятность безотказной работы системы

$$P(t) = \prod_{i=1}^N \exp(-\omega_i t) = \exp(-t \sum_{i=1}^N \omega_i) = \exp(-\omega_0 t) = \exp(-\frac{t}{T_0}), \quad (6.36)$$

где ω_0 – параметр потока отказов системы;
 T_0 – средняя наработка на отказ системы.

Очевидно, что период T_k контроля работоспособности системы должен быть таким, чтобы в течение этого периода количество отказов оборудования было бы минимальным. Другими словами, период T_k не должен превышать время безотказной работы системы.

Интегрируя (6.36), определим это время:

$$T_k = \int_0^{T_k} \exp(-\frac{t}{T_0}) dt = -T_0 \exp(-\frac{T_k}{T_0}) + T_0 = T_0 (1 - \exp(-\frac{T_k}{T_0})) = T_0 Q_k, \quad (6.37)$$

где Q_k – вероятность отказа в интервале контроля T_k .

Более точное определение периода T_k может быть выполнено по заданной вероятности отказа Q_k (или вероятности безотказной работы) в течение этого периода.

6.7. Сопоставление систем ремонта оборудования

Поскольку стоимость ремонта электрооборудования входит в себестоимость продукции предприятия, вопрос о сроках и объемах этих работ в большинстве случаев является вопросом технико-экономическим.

Сопоставим три системы ремонта оборудования:

планово-предупредительную;

аварийно-восстановительную;

по действительному техническому состоянию оборудования.

Первая система предусматривает планово-предупредительные ремонты (ППР) оборудования. Эта система ремонта в настоящее время является наиболее распространенной. Основным количественным показателем вывода оборудования в плановый ремонт является

календарное время его работы (без учета режима работы, условий окружающей среды и других факторов).

Основным недостатком системы ППР является возможность вывода в ремонт еще достаточно работоспособного оборудования. Кроме того, применение системы ППР полностью не исключает возможности аварийного отказа оборудования в межремонтном периоде.

Вторая система предполагает восстановление работоспособности оборудования только после его отказа. Эта аварийно-восстановительная система ремонта (АВР) не предусматривает выполнения плановых капитальных ремонтов оборудования. Техническое обслуживание (чистка изоляции, замена смазки) и текущий ремонт (замена быстроизнашивающихся элементов) в системе АВР могут предусматриваться в таком же объеме, как и в системе ППР.

Третья система предусматривает вывод оборудования в ремонт по техническому состоянию (РТС), то есть при достижении оборудованием предельного состояния. Важнейшая роль в этой системе отводится диагностическому контролю состояния оборудования, определению характера и места нахождения дефекта на ранней стадии его развития, прогнозированию дальнейшего технического состояния оборудования.

Применение этой системы, как и системы ППР, полностью не исключает возможности аварийного отказа оборудования в межремонтном периоде.

Поскольку вопрос о выборе системы обслуживания и ремонта оборудования является технико-экономическим, рассмотрим структуру затрат при различных системах [4]:

$$Z_1 = Z_{o1} + Z_{k1} + Z_{a1}; \quad (6.38)$$

$$Z_2 = Z_{o2} + Z_{a2}; \quad (6.39)$$

$$Z_3 = Z_{o3} + Z_{k3} + Z_{a3} - Z_{p3}, \quad (6.40)$$

где Z_o , Z_k и Z_a затраты на техническое обслуживание, капитальные и аварийно-восстановительные ремонты в системах ППР, АВР и РТС соответственно;

Z_{p3} – экономия затрат от максимального использования работоспособности оборудования в системе РТС, представляющая собой неамортизированную часть стоимости элементов оборудования, заменяемых до истечения нормативного срока службы.

Поскольку в настоящее время наиболее распространенной является система ППР, сравним эту систему с другими системами обслуживания и ремонта оборудования.

Сравнение систем ППР и АВР. Затраты на обслуживание и текущий ремонт в обеих системах будем считать одинаковыми и исключим из рассмотрения.

Тогда

$$Z_1 = Z_{к1} + Z_{a1} = Z_{a1}(1 + Z_{к1}/Z_{a1}); \quad (6.41)$$

$$Z_2 = Z_{a2}. \quad (6.42)$$

Поток отказов оборудования при той и другой системе ремонта будем считать простейшим, а параметр потока отказов представим двумя составляющими

$$\omega = \omega' + \omega''. \quad (6.43)$$

Первая составляющая ω' обусловлена причинами, не зависящими от деятельности эксплуатационного персонала (например, наезд автотранспорта на опору ВЛ). Вторая составляющая ω'' обусловлена причинами, зависящими от деятельности персонала (например, пробой изоляции рабочим напряжением, выгорание контактного соединения).

С учетом (6.43) затраты на аварийно-восстановительные работы в той и другой системе можно представить в виде

$$Z_{a1} = (z_{o1}'\omega_1' + z_{o1}''\omega_1'')T_1; \quad (6.44)$$

$$Z_{a2} = (z_{o2}'\omega_2' + z_{o2}''\omega_2'')T_2, \quad (6.45)$$

где T_i – период эксплуатации;

z_{oi}' и z_{oi}'' – удельные затраты на ремонт.

Очевидно, что

$$\omega_1' = \omega_2' = \omega', \quad \omega_1'' = \omega'' < \omega_2'', \quad z_{o1}' = z_{o2}' = z_o' \quad \text{и} \quad z_{o1}'' = z_{o2}'' = z_o''. \quad (6.46)$$

Тогда, принимая $T_1 = T_2 = 1$, получим

$$Z_{a1} = (z_o'\omega' + z_o''\omega''); \quad (6.47)$$

$$Z_{a2} = (z_o'\omega' + z_o''\omega''\delta), \quad (6.48)$$

где $\delta > 1$ – коэффициент, учитывающий увеличение отказов оборудования, обусловленных зависящими от деятельности персонала причинами, при системе АВР по сравнению с системой ППР.

Выразим из (6.47) и (6.48) затраты Z_{a2} через затраты Z_{a1} :

$$Z_{a2} = Z_{a1}[1 + \varphi(\delta - 1)], \quad (6.49)$$

где φ – доля отказов оборудования, обусловленных зависящими от деятельности персонала причинами, в общем количестве отказов.

Из сопоставления выражений (6.41) и (6.49) можно оценить эффективность каждой системы. При выполнении условия

$$Z_{к1}/Z_{a1} < \varphi(\delta - 1) \quad (6.50)$$

более эффективной является система ППР, а при выполнении условия

$$Z_{к1}/Z_{a1} > \varphi (\delta-1) \quad (6.51)$$

более эффективна система АВР.

Для оценки эффективности системы обслуживания и ремонта по условиям (6.50) и (6.51) в качестве исходной информации требуются стоимостные показатели ремонта и статистические данные по отказам оборудования различного вида.

В частности, для городских распределительных сетей значение φ составляет 0,3; 0,15 и 0,9...1, а отношение $Z_{к1}/Z_{a1}$ находится в пределах 3,0...3,3; 2,5...3,0 и 3,5...4,0 для кабельных, воздушных линий электропередачи и оборудования трансформаторных подстанций соответственно [4]. Уровень приведенных показателей лишь при $\delta > 10$, $\delta > 15$ и $\delta > 5$ оправдывает применения системы ППР для кабельных, воздушных линий электропередачи и оборудования трансформаторных подстанций городских распределительных сетей.

Сравнение систем ППР и РТС. Сравнение выполним без учета составляющей Z_{p3} в выражении (6.40) и при равенстве затрат $Z_{к1} = Z_{к3}$ на проведение капитальных ремонтов. Выражения для затрат будут иметь вид

$$Z_1 = Z_{o1} + Z_{a1} = Z_{o1}(1 + Z_{a1}/Z_{o1}); \quad (6.52)$$

$$Z_3 = Z_{o3} + Z_{a3}. \quad (6.53)$$

Очевидно, что затраты на техническое обслуживание в системе РТС будут в k раз больше, чем в системе ППР. Количество аварийных отказов при использовании системы РТС должно уменьшиться в n раз по сравнению с системой ППР. Таким образом, затраты при использовании системы РТС составят

$$Z_3 = kZ_{o1} + nZ_{a1} = Z_{o1}(k + nZ_{a1}/Z_{o1}), \quad (6.54)$$

где $k > 1$, $n < 1$.

Из сравнения выражений (6.52) и (6.54) следует, что при выполнении условия

$$Z_{a1}/Z_{o1} < (k - 1)/(1 - n) \quad (6.55)$$

более эффективной является система ППР, а при выполнении условия

$$Z_{a1}/Z_{o1} > (k - 1)/(1 - n) \quad (6.56)$$

более эффективна система РТС.

Для оборудования городских распределительных сетей, в частности, для оборудования трансформаторных подстанций

($n = 0,1 \dots 0,5$; $k \cong 1,1$) применение системы РТС является вполне оправданным [4].

Выполненное (хотя и достаточно упрощенное) сравнение эффективности различных стратегий обслуживания и ремонта оборудования указывает:

на недостаточную обоснованность наиболее широко применяемой в настоящее время системы ППР;

возможность использования для оборудования распределительных сетей более простой системы АВР;

экономическую целесообразность анализа технического состояния оборудования при его обслуживании и ремонте.

6.8. Оценка эффективности капитального ремонта оборудования

Эмпирические формулы для определения продолжительности ремонтного цикла, составленные на основе обобщенного опыта эксплуатации и статистических данных, вполне приемлемы для практических оценок. Однако в каждом конкретном случае вопрос о выводе оборудования в ремонт должен решаться по результатам экспертизы его технического состояния, оценки эффективности и целесообразности ремонта.

Текущие ремонты практически не влияют на рыночную стоимость оборудования, они поддерживают заданную продолжительность ремонтного цикла. Капитальный ремонт непосредственно влияет на рыночную стоимость оборудования, поэтому необходимо оценить эффективность и целесообразность этого ремонта с позиций изменения рыночной стоимости оборудования.

Применяемая в статистике аналитическая оценка износа исходит только из фактора возраста и не учитывает реального состояния конкретного оборудования. Считается, что объект, отработавший 50...60% своего срока службы (примерное время, когда требуется капитальный ремонт), характеризуется аналитическим износом 25...35%. Приведенные цифры имеют среднестатистическое значение и не относятся к конкретному состоянию оборудования (до или после капитального ремонта), не учитывают изменения его стоимости.

Стоимостный подход позволяет ответить на вопрос: выгоден или не выгоден капитальный ремонт. Как любой бизнес-проект, капитальный ремонт характеризуется затратами и результатом. Экономический результат ремонта заключается в повышении рыночной остаточной стоимости оборудования. Динамика изменения этой стоимости от продолжительности эксплуатации показана на рис. 6.4.

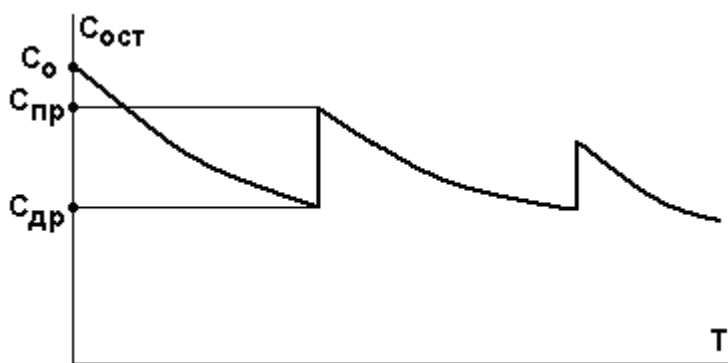


Рис. 6.4. Изменение остаточной стоимости оборудования при его эксплуатации

В результате капитального ремонта остаточная стоимость увеличивается, но не достигает первоначального значения C_0 , так как всегда имеет место неустранимый износ. Экономический результат ремонта равен разности стоимости оборудования после ремонта и стоимости этого оборудования до ремонта $C_{пр} - C_{др}$.

Для оценки стоимости оборудования до и после ремонта воспользуемся эмпирической формулой для расчета коэффициента физического износа (журнал «Оборудование: рынок, предложение, цены», №3, 2000 г.)

$$K_{из} = (0,208 - 0,0034B)T^{0,7}, \quad (6.57)$$

где B – оценка технического состояния оборудования по 50-балльной шкале;

T – хронологический возраст оборудования в годах.

Остаточная стоимость оборудования до капитального ремонта составляет

$$C_{др} = C_0(1 - K_{из}), \quad (6.58)$$

где C_0 – первоначальная стоимость оборудования.

Остаточная стоимость оборудования после капитального ремонта $C_{пр}$ может быть оценена в результате маркетинговых исследований или по выражениям (6.57) и (6.58) при достаточно высокой оценке технического состояния ($B = 45 \dots 50$).

Затраты на ремонт Z_p включают в себя стоимость материалов и запасных частей, технологической энергии (на сварку, резку, термообработку), заработную плату ремонтного персонала с начислениями, накладные расходы. Калькуляцию затрат на ремонт можно выполнить, используя нормативы затрат, предусмотренные системой ППР.

Альтернативой ремонту является покупка нового оборудования, стоимость которого составляет C_n . Выгодность капитального ремонта выражается в положительности экономического эффекта

$$\mathcal{E} = C_n - C_{др} - Z_p > 0. \quad (6.59)$$

Если старое оборудование невозможно продать по остаточной стоимости, вместо стоимости до капитального ремонта следует принять утилизационную стоимость оборудования C_y . Тогда условие выгодности капитального ремонта приобретает вид

$$\mathcal{E} = C_n - C_y - Z_p > 0. \quad (6.60)$$

Таким образом, оценка стоимости оборудования до и после ремонта в сопоставлении с затратами на его проведение дает возможность оценить эффективность и целесообразность ремонта.

В качестве примера оценим эффективность капитального ремонта трансформатора ТМ-1000/10 с хронологическим возрастом 10...12 лет и техническим состоянием, оцениваемым в 20, 30 и 40 баллов. Стоимость нового трансформатора составляет 200000 руб. Стоимость трансформатора такого же возраста, но в отличном состоянии ($B=45...50$) в соответствии с (6.57) и (6.58) составляет 160000 руб. Стоимость ремонта зависит от его сложности:

- 30000 руб. ремонт без замены обмоток;
- 90000 руб. ремонт с частичной сменой обмоток;
- 150000 руб. ремонт с полной сменой обмоток.

Расчет эффективности капитального ремонта трансформатора сведен в табл. 6.2. Видно, что капитальный ремонт трансформатора при техническом состоянии, оцениваемом в 20 баллов и требующем ремонта с полной сменой обмоток, не эффективен.

Т а б л и ц а 6.2

B	$K_{из}$	$C_{др}$	$C_{пр}$	C_n	Z_p	\mathcal{E}
20	0,75	54000			150000	-4000
30	0,57	93000			90000	17000
40	0,39	132000			30000	38000
			160000	200000		

Таким образом, оценка стоимости оборудования до и после капитального ремонта в сопоставлении с затратами на его проведение делает возможным принять обоснованное управленческое решение в отношении эффективности ремонта оборудования.

6.9. Обеспечение оборудования запасными частями

При организации эксплуатации оборудования существенную роль играет обоснованное обеспечение его запасными частями и материалами.

Достаточность запасных частей способствует быстрому и качественному проведению технического обслуживания и ремонта оборудования. Дефицит запасных частей приводит к увеличению простоев технологического оборудования; избыток - увеличивает расходы предприятия на приобретение, доставку и хранение запасных частей.

Основная задача обеспечения оборудования запасными частями заключается в предварительном определении их номенклатуры, а затем количества и сроков поставки запасных частей каждого наименования.

При определении *номенклатуры* запасных частей учитываются:
конструктивные особенности оборудования;
технологические возможности по замене его элементов в зависимости от средств технического обслуживания и ремонта;
квалификация эксплуатационного персонала;
наименования изделий, подлежащих заменам при проведении планово-предупредительных ремонтов.

Определение *количества* запасных частей может выполняться на основе имеющихся статистических данных и методов теории вероятностей.

При определении количества запасных частей на основе *статистических данных* учитывается опыт обслуживания и ремонта аналогичного оборудования, эксплуатируемого на других предприятиях. Однако в этом случае требуется корректировка количества запасных частей, учитывающая специфику работы конкретного предприятия: степень загрязненности окружающей среды, климатические условия, продолжительность работы оборудования с перегрузкой (недогрузкой) и другие факторы.

При расчете количества запасных частей с учетом *вероятностного характера* их расходования используется параметр потока заявок x на запасные части [19]. Показатель x представляет собой количество запросов на определенную запасную часть в единицу времени (сутки, месяц, квартал, год).

По показателю x определяется среднее количество или математическое ожидание запасных частей $M[z]=xT$, расходуемых за время планирования T . Обоснование такого количества запасных частей является слишком приближенным, поскольку вероятность расходования за время T не более z запасных частей составляет лишь 50%.

Очевидно, что для практических расчетов количества запасных частей z требуется большее значение вероятности их использования.

Воспользуемся теоремой Пуассона, в соответствии с которой вероятность расходования за время T ровно k запасных частей составляет:

$$P(k) = \frac{M[z]^k}{k!} \exp(-M[z]). \quad (6.61)$$

Вероятность того, что за время T будет израсходовано не более z запасных частей, составит:

$$P(z) = \sum_{k=0}^z P(k). \quad (6.62)$$

С учетом (6.61) эта вероятность определится по выражению

$$P(z) = \exp(-M[z]) \sum_{k=0}^z \frac{M[z]^k}{k!}. \quad (6.63)$$

Пользуясь выражением (6.63), при заданном значении $P(z)$ и предварительно вычисленном $M[z]$ можно установить требуемое количество запасных частей z , расходуемых за время T . Поскольку непосредственная вычислительная процедура по выражению (6.63) достаточно сложная, в практических расчетах пользуются таблицами или номограммами.

В качестве примера в табл. 6.3 для $M[z]=1,2...7$ приведены отношения $z/M[z]$ при трех значениях $P(z) = 90, 95$ и 99% .

Т а б л и ц а 6.3

$M[z]$	$z/M[z]$ при $P(z),\%$		
	90	95	99
1	1,8	2,3	3,4
2	1,65	2,0	2,65
3	1,57	1,83	2,4
4	1,5	1,75	2,25
5	1,47	1,67	2,05
6	1,4	1,63	2,0
7	1,37	1,6	1,85

Для достаточно больших значений z ($z > 20$) при вычислениях можно пользоваться приближенными эмпирическими формулами. Так, например, для $P(z)=95\%$

$$z = 5 + 1,12M[z] \quad \text{при } 20 < z \leq 60...70; \quad (6.64)$$

$$z = 10 + 1,06M[z] \quad \text{при } z > 60...70. \quad (6.65)$$

При технико-экономическом обосновании рациональных *сроков поставки* запасных частей в качестве исходных данных принимаются [18]:

Z - полный спрос запасных частей за время планирования T ;

c_o - удельные затраты на хранение запасных частей;

c_n - затраты на поставку запасных частей.

Полагается, что внутри интервала планирования T поставка запчастей осуществляется партиями $z=Z/n$, где n - искомое количество поставок за время T . Внутри каждого интервала t_n между поставками расход запасных частей является линейной функцией времени (рис. 6.5).

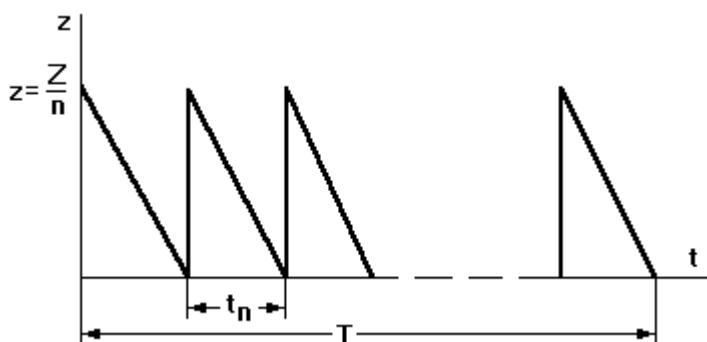


Рис. 6.5. График поступления и расходования запасных частей

Среднее количество запасных частей, хранящихся на складе в интервале планирования T , составляет $Z/2n$.

Затраты на хранение запасных частей составят $Zc_oT/2n$, а затраты на их поставку - $c_n n$.

Полные затраты за время планирования T будут

$$Z = Zc_oT/2n + c_n n. \quad (6.66)$$

Дифференцируя функцию затрат по переменной n и приравнивая производную нулю, получим

$$\frac{dZ}{dn} = -\frac{Zc_oT}{2n^2} + c_n = 0. \quad (6.67)$$

Оптимальное количество поставок запасных частей за интервал планирования T составит:

$$n = \sqrt{\frac{Zc_oT}{2c_n}}. \quad (6.68)$$

Оптимальный интервал между поставками $t_n=T/n$, а оптимальное количество запасных частей в одной поставке $z=Z/n$.

Таким образом, оптимизируя количество и сроки поставки запасных частей, можно повысить эффективность эксплуатации оборудования, сокращая сроки его простоя. При этом сокращается объем неиспользуемых запасных частей, затраты на их приобретение, доставку и хранение.

6.10. Эксплуатационная техническая документация

Важным фактором организации эффективной эксплуатации оборудования является качество и полнота эксплуатационной документации, которая существенно влияет на затраты труда, средств и времени. Основой такой документации являются отраслевые нормативные документы:

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;

Правила устройства электроустановок;

Нормы испытаний электрооборудования;

Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок;

ГОСТ, РД, заводские инструкции по эксплуатации и другие документы.

Эти общие нормативные документы не могут учесть всех специфических особенностей конкретных объектов. Поэтому на каждом предприятии кроме отраслевых нормативных документов должна быть своя техническая документация, отражающая структуру и специфику этого предприятия и способствующая эффективной эксплуатации электрооборудования.

Необходимый объем технической документации устанавливается [1] и в зависимости от структуры и мощности предприятия, количества и состава электрооборудования делится на три группы:

техническая документация по объекту;

структурному подразделению (отделу, цеху, участку);

рабочему месту.

В первую группу входит следующая основная техническая документация:

генеральный план предприятия с нанесенными зданиями, сооружениями и подземными коммуникациями;

акты наладки, испытаний и приемки электроустановок в эксплуатацию;

исполнительные рабочие схемы электрических соединений;

технические паспорта основного электрооборудования;

производственные инструкции по эксплуатации электроустановок;

должностные инструкции по рабочим местам, включая инструкции по охране труда и другие.

Основная техническая документация в структурном подразделении (цехе) включает в себя:

журналы учета электрооборудования с указанием его технических данных и инвентарных номеров;

исполнительные чертежи воздушных и кабельных линий и заземляющих устройств;

схемы электроснабжения по объекту в целом и по структурным подразделениям;

производственные инструкции по эксплуатации электроустановок подразделения, должностные инструкции, инструкции по охране труда;

списки работников, имеющих право отдавать распоряжения, выдавать наряды-допуски, допускать к работе, выполнять оперативные переключения.

Непосредственно на рабочих местах (подстанциях, распределительных устройствах) должна быть следующая документация:

оперативная однолинейная схема электрических соединений, на которой отмечается фактическое положение коммутационных аппаратов;

журнал учета электрооборудования;

кабельный журнал;

оперативный журнал;

журнал учета работ по нарядам и распоряжениям;

листки осмотра оборудования;

журнал неисправностей и дефектов электрооборудования;

ведомости показаний контрольно-измерительных приборов;

ведомости профилактических испытаний, измерений и контроля состояния оборудования;

месячные, годовые и многолетние планы-отчеты работ по обслуживанию и ремонту оборудования;

Все изменения в электроустановках, выполненные в процессе их эксплуатации, должны своевременно отражаться на схемах и чертежах. Оперативная техническая документация должна периодически проверяться вышестоящим оперативным или административно-техническим персоналом.

Глава 7. Эксплуатация воздушных линий электропередачи

7.1. Осмотр воздушных линий

При техническом обслуживании воздушных линий (ВЛ) периодически проводятся их осмотры. Осмотр – это обход ВЛ с визуальной проверкой состояния трассы и всех элементов ВЛ. График

осмотров ВЛ утверждается техническим руководителем предприятия в соответствии с требованиями [1]:

осмотр ВЛ по всей длине - не реже 1 раза в год;

отдельные участки ВЛ, включая участки, подлежащие ремонту, не реже 1 раза в год должны осматриваться административно-техническим персоналом;

для ВЛ напряжением 35 кВ и выше не реже 1 раза в 10 лет должны проводиться верховые осмотры (осмотры с подъемом на опору);

для ВЛ напряжением 35 кВ и выше, проходящих в зонах с высокой степенью загрязнения или по открытой местности, а также для ВЛ напряжением 35 кВ и выше, эксплуатируемых 20 и более лет, верховые осмотры должны проводиться не реже 1 раза в 5 лет;

для ВЛ напряжением 0,38...20 кВ верховые осмотры должны проводиться при необходимости.

По мере необходимости осмотры ВЛ проводятся в темное время суток для выявления коронирования и опасности перекрытия изоляции и возгорания деревянных опор.

Внеочередные осмотры ВЛ или их участков должны проводиться при образовании на проводах и тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек и после стихийных бедствий (бурь, ураганов, пожаров) в зоне прохождения ВЛ, а также после отключения ВЛ релейной защитой и неуспешного АПВ.

Трасса ВЛ. При осмотрах ВЛ, проходящих в лесных массивах, обращают внимание на зарастание просек, их ширину и противопожарное состояние.

Правилами охраны электрических сетей для ВЛ устанавливается охранная зона в виде земельного участка и воздушного пространства, ограниченная вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии от крайних проводов при неотклоненном их положении на расстоянии:

для линий напряжением до 1000 В – 2 м;

линий до 20 кВ включительно – 10 м;

линий 35 кВ – 15 м;

линий 110 кВ – 20 м;

линий 220 кВ – 25 м.

В охранной зоне без письменного согласования с организацией, эксплуатирующей ВЛ, не должны проводиться какие-либо работы, складирование материалов, свалки мусора и тому подобное.

При прохождении ВЛ в населенной местности расстояния по горизонтали от крайних проводов при наибольшем их отклонении до ближайших зданий и сооружений должны быть не менее:

2 м - для ВЛ напряжением до 20 кВ;

4 м - для ВЛ напряжением 35...110 кВ;

6 м для ВЛ напряжением 220 кВ.

Опоры. При осмотре опор обращают внимание на их отклонения от вертикального положения, разворот и уклон траверс, прогибы (кривизну) элементов опор. В местах заглубления опор не должно быть проседания или вспучивания грунта. У железобетонных фундаментов металлических опор и железобетонных приставок деревянных опор не должно быть трещин и сколов бетона с обнажением стальной арматуры.

На опорах должны присутствовать их порядковые номера, информационные знаки с указанием ширины охранной зоны, а в населенной местности – предупредительные плакаты безопасности. Номер или условное обозначение ВЛ должны быть указаны на концевых опорах линии, первых опорах ответвлений, опорах в местах пересечений ВЛ одинакового напряжения, опорах пересечения с железными дорогами, опорах участков параллельно идущих линий при расстоянии между ними менее 200 м.

У деревянных опор не должно быть видимого загнивания деревянных частей, следов обгорания или расщепления. Внешнее загнивание опор определяется визуально, наличие внутреннего загнивания – путем простукивания древесины молотком в сухую и неморозную погоду. Звонкий звук указывает на здоровую древесину, глухой – на наличие в ней внутреннего загнивания.

Проверяется состояние бандажей (хомутов), сочленяющих деревянную стойку с железобетонной приставкой. Не должно быть ослабления бандажей, поражения их коррозией.

У металлических опор проверяются сварные швы и болтовые соединения, состояние антикоррозийного покрытия и степень поражения элементов опор коррозией в местах нарушения этого покрытия. Не допускается сквозное поражение коррозией металлических элементов опор, появление трещин в металле и сварных швах. У фундаментов металлических опор не должно быть зазора между пятой опоры и железобетонным фундаментом.

У железобетонных опор проверяется состояние антикоррозийного покрытия и степень поражения коррозией металлических траверс. Особое внимание уделяется осмотру железобетонной стойки опоры, в которой не должно быть трещин и других повреждений бетона. Трещины способствуют коррозии арматуры и, следовательно, уменьшению прочности опоры.

Провода и тросы. У проводов и тросов не должно быть обрывов и оплавлений отдельных проволок, набросов на провода посторонних предметов.

У ВЛ с изолированными проводами проверяется состояние изоляции проводов в местах их соприкосновения с деревьями и

отдельными сучьями, состояние изолирующей оболочки соединительных и ответвительных зажимов.

Изоляторы и арматура. Изоляторы ВЛ не должны иметь трещин, ожогов от перекрытия и других видимых повреждений глазури. Все изоляторы в гирляндах должны быть чистыми и целыми. По интенсивности коронирования изоляторов определяется степень их загрязненности. У ВЛ со штыревыми изоляторами не должно быть срывов изоляторов со штырей или крючьев, обрыва вязки провода к изолятору, не должно быть выпадения и ослабления крючьев (штырей) или их изломов.

При оценке состояния арматуры обращают внимание на ее комплектность (наличие всех болтов, гаек, шплинтов, замков), отсутствие трещин, деформации, видимых следов коррозии. На поверхности овальных и опрессованных соединителей не должно быть следов коррозии, трещин и других механических повреждений. Гасители вибрации должны быть на установленном при монтаже месте.

У *трубчатых разрядников* проверяется направление зоны выхлопа, состояние поверхности разрядника, которая не должна иметь ожогов электрической дугой, трещин, расслоений и глубоких царапин.

У *заземляющих устройств* проверяется состояние (целостность и степень поражения коррозией) заземляющих проводников и их соединений с заземлителями.

При оценке состояния проводов, изоляторов, арматуры и других элементов ВЛ, расположенных достаточно высоко, целесообразно использовать бинокль.

Все замеченные при осмотрах дефекты и неисправности ВЛ заносятся в листок осмотра, форма которого приводится ниже.

Предприятие _____
Район (участок) _____

ЛИСТОК ОСМОТРА

ВЛ _____ кВ _____ наименование

Вид осмотра _____

Номер опоры, пролета	Замеченные неисправности

Осмотр произведен от опоры № _____ до опоры № _____
« ____ » _____ 20 __ г.

_____ ф.и.о. _____ ПОДПИСЬ

Листок осмотра принял _____ дата _____ ПОДПИСЬ

Все дефекты и неисправности в зависимости от их характера устраняются при техническом обслуживании или плановом ремонте ВЛ. Повреждения аварийного характера должны быть устранены немедленно.

7.2. Профилактические измерения и испытания

При техническом обслуживании ВЛ периодически проводятся профилактические проверки, измерения и испытания, периодичность которых должна соответствовать требованиям [1,14,21].

Опоры. Отклонение от вертикального положения металлических, железобетонных и деревянных опор должно быть не более 1:200, 1:150 и 1:100 соответственно. Отклонение от горизонтали (уклон) траверс железобетонных и деревянных опор должен быть не более 1:100 и 1:50. У деревянных опор разворот траверс относительно линии, перпендикулярной оси ВЛ, не должен превышать 5°; у железобетонных и стальных опор – 100 мм.

В зонах с высокой степенью загрязненности атмосферы измеряется поперечное сечение металлических элементов опор, уменьшившееся в

результате коррозии. Для этой цели используются ультразвуковые толщиномеры, позволяющие измерять остаточное сечение элемента без предварительной его очистки от грязи и ржавчины. Допустимый коррозионный износ поперечного сечения металлических элементов опор и тросовых оттяжек не должен превышать 20% от площади первоначального сечения.

У стоек железобетонных опор измеряется ширина раскрытия трещин. Трещины шириной до 0,3 мм должны закрашиваться влагостойкой краской; 0,3...0,6 мм – затираться полимерцементным раствором. Стойки опор при ширине раскрытия трещин более 0,3 мм и их количестве более двух в одном сечении должны быть усилены железобетонным бандажом, а при длине таких трещин более 3 м необходима замена опоры.

В тросовых оттяжках железобетонных анкерно-угловых опор измеряется тяжение. Измеренные тяжения не должны отличаться от проектных значений более чем на 20%.

Один из методов измерения, не требующий специальных приборов, основан на зависимости между периодом собственных колебаний оттяжки и величиной тяжения в ней. В оттяжке рукой возбуждаются колебания и с помощью секундомера определяется период ее собственных колебаний. Величина тяжения T рассчитывается по формуле [12]

$$T = \frac{4lm}{\tau^2}, \text{ Н} \quad (7.1)$$

где l – длина оттяжки, м;

m – масса оттяжки, кг;

τ – период собственных одноволновых колебаний, с.

Тяжения в оттяжках можно определить по упругой деформации (прогибу) натянутого стального каната, поскольку существует прямая зависимость между тяжением T и силой P , вызывающей прогиб f каната: $P = Tf$. Выполненные по указанному принципу измерители тяжения в оттяжках (ИТО) позволяют осуществлять измерения с погрешностью, не превышающей 2%.

Степень внешнего или внутреннего загнивания деревянных опор определяется приборами, принцип действия которых основан на измерении хода и усилия, с которым игла прокалывает древесную стойку. Граница между здоровой и загнившей частями древесины определяется по резкому изменению этого усилия. Загнившую древесину игла прокалывает с усилием менее 300 Н.

В результате измерений определяется диаметр здоровой части древесины при внешнем загнивании (или эквивалентный диаметр при

внутреннем загнивании). Стойка деревянной опоры бракуется и подлежит замене при диаметре здоровой части менее:

12 см (ВЛ до 35 кВ);

15 см (ВЛ 35 кВ и выше с проводами сечением до 120 мм²);

18 см (ВЛ 35 кВ и выше с проводами сечением более 120 мм²).

Провода и тросы. Стрелы провеса проводов и тросов должны отличаться от проектных значений не более чем на 5%. Расстояния от проводов ВЛ до поверхности земли должны быть не менее:

5 м - для ВЛ до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами;

6 м – то же, но с голыми проводами;

6 м - для ВЛ выше 1 кВ с изолированными проводами;

7 м - для ВЛ напряжением до 110 кВ в населенной местности;

6 м - то же, но в ненаселенной местности;

5 м - то же, но в труднодоступной местности;

8 м - для ВЛ напряжением 220 кВ в населенной местности;

7 м - то же, но в ненаселенной местности;

6 м - то же, но в труднодоступной местности.

Расстояния от проводов ВЛ до различных объектов и сооружений в местах пересечений и сближений ВЛ с этими объектами должны быть не менее установленных [2, 21].

При уменьшении площади поперечного сечения проводов вследствие обрыва, истирания или оплавления отдельных проволок более чем на 16% (алюминиевые провода) и более чем на 33% (сталеалюминиевые провода) дефектный участок провода должен быть заменен.

У изолированных проводов определяются размеры повреждения изоляции. Места незначительного повреждения изоляции ремонтируются с помощью термоусаживаемых ремонтных лент или манжет. При значительных повреждениях изоляции дефектный участок вырезается и заменяется новым.

Изоляторы и арматура. Сопротивление одного фарфорового изолятора гирлянды, измеренное мегаомметром, должно быть не менее 300 МОм. Такие измерения могут выполняться только на отключенной линии. Без отключения линии измеряется распределение напряжения по изоляторам гирлянды. Для этого используется измерительная изолирующая штанга. Напряжения на фарфоровых изоляторах гирлянды составляют от 5 до 20 кВ на одном изоляторе. Наибольшее напряжение приложено к изолятору со стороны провода, а наименьшие напряжения – к изоляторам в середине гирлянды. Сумма напряжений на изоляторах гирлянды не должна отличаться от фазного напряжения ВЛ более чем на $\pm 10\%$ у металлических и железобетонных опор и более чем на $\pm 20\%$ у деревянных опор.

В качестве примера в табл. 7.1 приведено усредненное распределение напряжения по гирлянде из 7 фарфоровых изоляторов для ВЛ напряжением 110 кВ. Нумерация изоляторов начинается от траверсы опоры.

Т а б л и ц а 7.1

Напряжение, кВ, на одном изоляторе						
1	2	3	4	5	6	7
9	6	5	7	8,5	10	18,5

Изолятор бракуется, если напряжение на нем меньше 50% указанного.

Испытания и измерения установленных на ВЛ стеклянных подвесных изоляторов, изоляторов всех типов для подвески грозозащитного троса и полимерных изоляторов не производятся; их контроль осуществляется только внешним осмотром. Стеклянные изоляторы бракуются и подлежат замене при появлении на поверхности стекла волосянных трещин.

Сцепная арматура бракуется, если ее поверхность сплошь поражена коррозией, на поверхности есть трещины, следы оплавления и механической деформации, шарнирные соединения имеют износ более 10%.

У *трубчатых разрядников* измеряются внешний и внутренний искровые промежутки и диаметр дугогасительного канала. Длина внешнего искрового промежутка должна соответствовать проектному значению, длина внутреннего искрового промежутка не должна отличаться от проектного более чем на 5 мм. Диаметр дугогасительного канала в зависимости от типа разрядника не должен превышать начальный диаметр более чем в 1,3...1,5 раза.

Заземляющие устройства. Измерения сопротивлений ЗУ выполняются ежегодно в период наибольшего высыхания грунта.

Сопротивления повторных заземлений нулевого провода ВЛ напряжением до 1 кВ должны быть не более 30 Ом. В сетях такого напряжения, работающих с глухозаземленной нейтралью, измеряется полное сопротивление петли «фаза-нуль» и рассчитывается ток однофазного короткого замыкания. По величине этого тока проверяется надежность срабатывания защитного аппарата, установленного в начале линии.

На ВЛ напряжением выше 1 кВ сопротивления ЗУ устанавливаются в зависимости от удельного сопротивления грунта ρ и должны быть не более величин, указанных в табл. 7.2.

Т а б л и ц а 7.2

Удельное сопротивление грунта ρ , Ом·м	Сопротивление ЗУ, Ом
до 100	10
более 100 до 500	15
более 500 до 1000	20
более 1000 до 5000	30
более 5000	$6 \cdot 10^{-3} \rho$

Результаты измерений оформляются соответствующими протоколами.

Проверка ЗУ со вскрытием грунта производится не менее чем у 2% опор от общего числа опор с заземлителями. Указанную проверку следует проводить в населенной местности и на участках с наиболее агрессивными и плохо проводящими грунтами. Элемент заземлителя должен быть заменен, если коррозией разрушено более 50% его сечения.

7.3. Определение места повреждения

Проведение периодических осмотров, профилактических измерений и испытаний не гарантирует безотказной работы ВЛ. В практической эксплуатации всегда имеют место случайные повреждения ВЛ: однофазные и многофазные замыкания, обрывы проводов и другие повреждения. Одной из важных задач эксплуатации ВЛ является быстрое определение места повреждения и проведение ремонтно-восстановительных работ. При большой протяженности и разветвленности распределительных сетей указанная задача может эффективно решаться только при использовании специальных технических средств, определяющих поврежденную линию и расстояние до места повреждения.

Технические средства для определения места повреждения (ОМП) широко используются при эксплуатации ВЛ всех классов напряжений. В зависимости от класса напряжения средства ОМП можно разделить на два вида: средства ОМП в сетях с большими токами замыкания на землю (110-220 кВ) и средства ОМП в сетях с малыми токами замыкания на землю (6...35 кВ).

Линии электрических сетей с большими токами замыкания на землю характеризуются достаточно большой протяженностью. Методы и средства ОМП здесь основаны на измерении и запоминании параметров аварийного режима (токов и напряжений прямой, обратной и нулевой последовательности) и вычислении расстояния до мест повреждения. В

таких сетях используются, как правило, двусторонние методы, основанные на фиксации токов и напряжений по концам ВЛ.

Для измерения и запоминания токов и напряжений используются полупроводниковые и микропроцессорные фиксирующие приборы. По сравнению с полупроводниковыми, микропроцессорные фиксирующие приборы позволяют реализовать более сложные алгоритмы ОМП, более приспособлены к перепрограммированию при изменении параметров сети, более точные. Опыт эксплуатации микропроцессорных приборов ОМП показал, что погрешность определения расстояния до места повреждения не превышает 5 %.

При повреждении на контролируемой линии средства ОМП осуществляют в темпе процесса лишь функции измерения и запоминания токов и напряжений аварийного режима. Обработка результатов измерения выполняется уже после отключения линии релейной защитой.

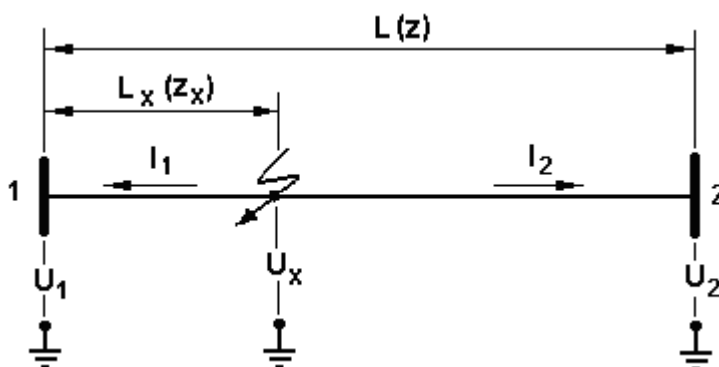


Рис. 7.1. Напряжения и токи в линии в момент повреждения

Пусть в некоторой точке линии, соединяющей подстанции 1 и 2, (рис. 7.1), происходит повреждение, например однофазное короткое замыкание. Индикаторы, установленные по концам линии, фиксируют в аварийном режиме токи и напряжения. Параметры аварийного режима связаны соотношениями

$$U_1 + I_1 z_x = U_x, \quad U_2 + I_2 (z - z_x) = U_x, \quad (7.2)$$

где U_1 , U_2 и U_x – напряжения нулевой последовательности по концам линии и в месте повреждения;

I_1 , I_2 – токи нулевой последовательности по концам линии;

z , z_x – сопротивления нулевой последовательности линии и участка до места повреждения.

Приравнивая левые части выражений (7.2), получим

$$z_x = \frac{I_2 z + U_2 - U_1}{I_1 + I_2}. \quad (7.3)$$

Поделив правую и левую части последнего выражения на удельное сопротивление проводов линии z_0 , получим искомое расстояние до места повреждения:

$$L_x = \frac{I_2 z + U_2 - U_1}{z_0 (I_1 + I_2)}. \quad (7.4)$$

Параметры линии z и z_0 вводятся с клавиатуры устройства при его установке. Величина L_x в километрах выдается на дисплей устройства. Возможность исключения из расчетных выражений напряжения U_x показывает независимость результата ОМП от сопротивления в месте повреждения.

Существенной особенностью структуры распределительных сетей 6...35 кВ является их разветвленность. Расстояния до мест многофазных замыканий в этих сетях определяются средствами ОМП, установленными на питающих подстанциях (односторонние средства ОМП). Однако даже высокая точность этих средств не позволяет указать место повреждения вследствие разветвленности сетей.

На рис. 7.2 показана разветвленная электрическая сеть. После отключения повреждения выключателем Q и определения расстояния до места повреждения возникает задача определения аварийного участка разветвленной сети, поскольку повреждения в точках $K1$, $K2$ или $K3$ являются равноудаленными от питающей подстанции.

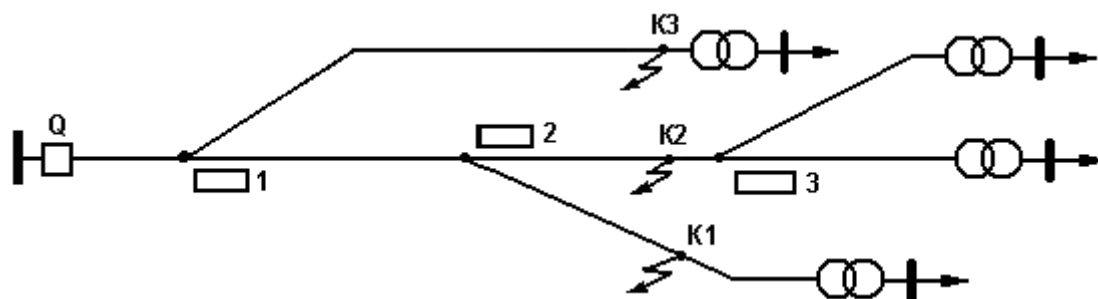


Рис. 7.2. Расстановка указателей поврежденного участка в разветвленной сети

Для ориентирования при поиске места повреждения в местах разветвления сети устанавливаются указатели поврежденного участка, фиксирующие факт протекания тока короткого замыкания. По положениям указателей 1, 2 и 3 эксплуатационный персонал правильно определяет направление поиска места повреждения. В частности, при замыкании в точке $K1$ факт протекания тока короткого замыкания будет зафиксирован только указателем 1.

В электрических сетях с изолированной нейтралью (6...35 кВ) ток однофазного замыкания на землю имеет емкостной характер, а по величине значительно (на один-два порядка) меньше тока нагрузки.

Малая величина токов замыкания на землю исключает возможность применения рассмотренных выше методов и средств ОМП.

В соответствии с [1] допускается работа сети с заземленной фазой до устранения повреждения; при этом эксплуатационный персонал обязан отыскать и устранить повреждение в кратчайший срок. Отыскание места однофазных замыканий на землю осуществляется с помощью переносных приборов, измеряющих вблизи ВЛ уровень магнитного поля токов нулевой последовательности.

Принцип определения места замыкания на землю в разветвленной сети иллюстрируется схемой (рис. 7.3), состоящей из линий W_1 , W_2 , W_3 и W_4 . При замыкании в точке K через место повреждения протекают емкостные токи нулевой последовательности, замыкающиеся через распределенные емкости линий, представленные на рис. 7.3 сосредоточенными емкостями C_1 , C_2 , C_3 , C_4 и C_4' . Распределение этих токов в линиях сети показано эякурами.

Величины токов, растекающихся по линии W_4 влево (I_{04}') и вправо (I_{04}'') от места замыкания пропорциональны суммарным емкостям на землю:

$$I_{04}' = k(C_4' + C_1 + C_2 + C_3); \quad I_{04}'' = k(C_4''), \quad (7.5)$$

где k – коэффициент пропорциональности.

Наибольший уровень емкостных токов нулевой последовательности имеет место в поврежденной линии до места замыкания, после которого уровень этих токов резко уменьшается.

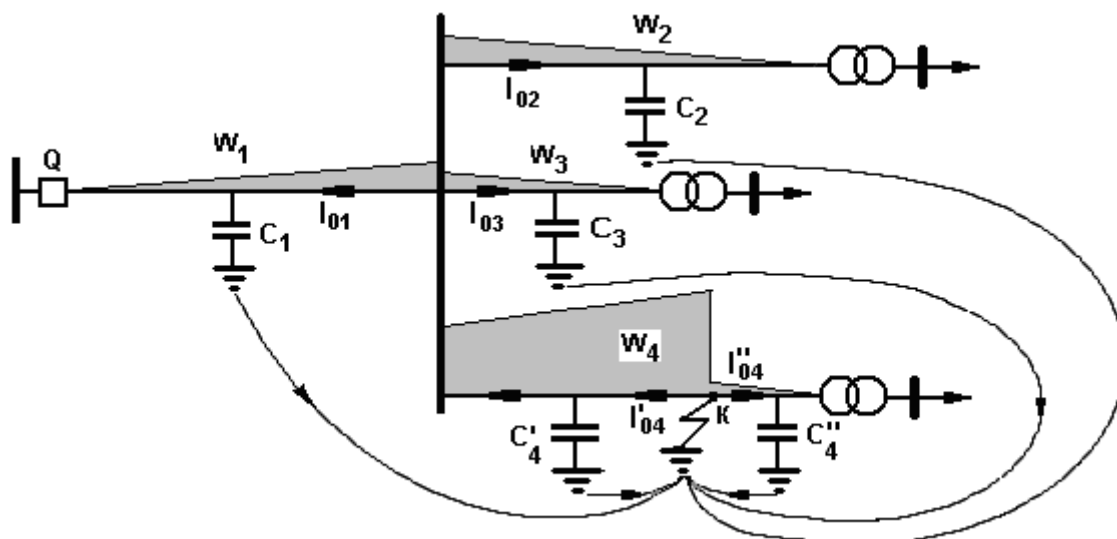


Рис. 7.3. Схема сети и эякура показаний переносного прибора в различных ее участках

Применение переносных приборов, реагирующих на магнитные поля основной частоты (50 Гц), затруднено вследствие значительного

влияния на измерения рабочих токов линий. Поэтому при поиске мест замыканий на землю используют приборы, реагирующие на высшие гармонические составляющие магнитного поля токов нулевой последовательности. В этом случае влияние токов нагрузки на результаты измерения существенно меньше.

7.4. Борьба с гололедом

Гололедно-изморозевые отложения на проводах и тросах ВЛ происходят при температуре воздуха около -5°C и скорости ветра $5\text{...}10$ м/с. Полная масса гололедно-изморозевых отложений приводится к форме полого цилиндра льда с толщиной стенки, равной b (рис. 7.4).

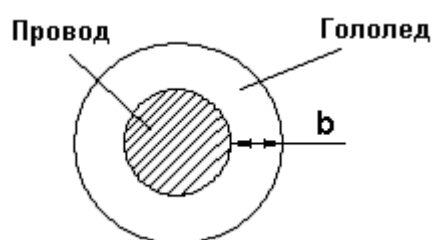


Рис. 7.4. Идеализированное представление гололеда на проводах

По толщине стенки гололеда при повторяемости 1 раз в 25 лет территория страны делится на 8 районов:

- I район $b = 10$ мм;
- II район $b = 15$ мм;
- III район $b = 20$ мм;
- IV район $b = 25$ мм;
- V район $b = 30$ мм;
- VI район $b = 35$ мм;
- VII район $b = 40$ мм;
- особый $b \geq 45$ мм.

Карты районирования страны приводятся в [2].

Гололед обуславливает дополнительные механические нагрузки на все элементы ВЛ. При значительных гололедных отложениях возможны обрывы проводов, тросов, разрушения арматуры, изоляторов и даже опор ВЛ. Гололед может откладываться по фазным проводам достаточно неравномерно. Стрелы провеса проводов с гололедом и без гололеда могут отличаться на несколько метров. Такая разрегулировка стрел провеса, а также неодновременный сброс гололеда при его таянии, вызывающий «подскок» отдельных проводов, могут привести к перекрытию воздушной изоляции. Гололед является одной из причин «пляски» проводов, способной привести к их схлестыванию.

На небольших участках ВЛ производится, как правило, механическое удаление гололеда. Для этой цели используются шесты,

веревки и другие подручные средства. При механическом удалении гололеда без отключения ВЛ должны использоваться шесты из бакелита, стеклопластика и другого изоляционного материала.

Основным методом борьбы с гололедом при эксплуатации протяженных ВЛ является его плавка за счет нагревания проводов протекающим по ним током. Существует достаточно большое количество схем плавки гололеда, определяемых схемой электрической сети, нагрузкой потребителей, возможностью отключения линий и другими факторами.

Схема плавки гололеда переменным током искусственного короткого замыкания показана на рис. 7.5,а.

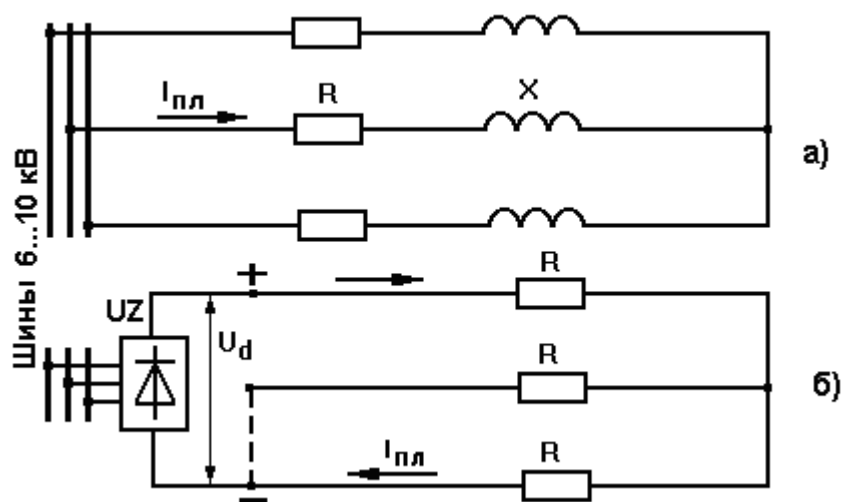


Рис. 7.5. Принципиальные схемы плавки гололеда переменным (а) и выпрямленным (б) током

ВЛ одним концом подключается к источнику питания, которым, как правило, служат шины 6 - 10 кВ подстанций или отдельный трансформатор, провода на другом конце ВЛ замыкаются. Напряжение и мощность источника выбираются таким образом, чтобы обеспечить протекание по проводам ВЛ тока в 1,5...2 раза превышающего длительно допустимый ток [12, 21]. Такое превышение допустимого длительного тока оправдано кратковременностью процесса плавки (~1 ч), а также более интенсивным охлаждением провода в зимний период. Следует помнить, что допустимые длительные токи приводятся в справочной литературе для температуры воздуха 25°С.

Ориентировочные величины токов при различной продолжительности плавки гололеда переменным током приведены в табл. 7.3, в последнем столбце которой указан ток, предупреждающий образование гололеда на проводах.

Для ВЛ напряжением 220 кВ и выше с проводами сечений 240 мм² и более плавка гололеда переменным током требует очень больших

мощностей источника питания (десятки МВ·А). Для параметров проводов ВЛ такого класса справедливо соотношение $R \ll X$. Полная мощность источника увеличивается за счет большой и бесполезной для плавки гололеда реактивной нагрузки. На таких ВЛ плавка гололеда осуществляется выпрямленным током [12].

Т а б л и ц а 7.3

Марка провода	Ток плавки, А, при продолжительности, мин			Ток предупр., А
	30	60	100	
АС 50	330	270	240	160
АС 70	410	330	290	205
АС 95	510	400	350	245
АС 120	565	450	400	275
АС 150	660	525	460	325
АС 185	750	600	520	375
АС 240	860	690	610	440

Принципиальная схема плавки гололеда выпрямленным током показана на рис. 7.5,б. Выпрямитель UZ подключается к шинам 6 - 10 кВ подстанций или отдельному трансформатору. Используются, как правило, две схемы плавки гололеда выпрямленным током: «фаза – фаза» и «фаза – две фазы».

Параметры выпускаемых отечественной промышленностью нерегулируемых выпрямительных блоков, подключаемых к переменному напряжению 10 кВ:

- выпрямленное напряжение 14 кВ;
- выпрямленный ток 1200 А;
- мощность на выходе 16800 кВт.

Для получения большей мощности выпрямительные блоки можно включать последовательно или параллельно.

ОАО НИИПТ разработана на базе управляемого трехфазного мостового выпрямителя установка для плавки гололеда, подключаемая к серийному силовому трансформатору или шинам соответствующего напряжения (до 35 кВ). В отличие от нерегулируемых выпрямительных блоков эта установка позволяет при плавке гололеда плавно изменять выходные параметры в диапазоне:

- выпрямленное напряжение 0...50 кВ;
- выпрямленный ток 0...1200 А;
- мощность на выходе 0...60000 кВт.

Эксплуатационный персонал ВЛ должен контролировать процесс гололедообразования и обеспечивать своевременное включение схем плавки гололеда. ВЛ, на которых производится плавка гололеда, должны

быть оснащены сигнализаторами гололеда, работоспособность которых должна проверяться ежегодно перед наступлением зимнего периода.

Следует отметить, что плавка гололеда должна проводиться в районах интенсивного гололедообразования ($b > 20$ мм) с частой пляской проводов. В других случаях применение плавки гололеда должно обосновываться технико-экономическими расчетами.

7.5. Ремонт воздушных линий

При ремонтах ВЛ выполняется комплекс мероприятий, направленных на поддержание или восстановление первоначальных эксплуатационных характеристик ВЛ путем ремонта или замены отдельных ее элементов.

Для ВЛ напряжением до 10 кВ структура ремонтного цикла представляет собой чередование текущего и капитального ремонтов: Т-К-Т-К... Продолжительность ремонтного цикла для ВЛ на деревянных опорах составляет 5 лет, на железобетонных опорах – 10 лет.

Для ВЛ напряжением 35 кВ и выше предусматриваются только капитальные ремонты с периодичностью:

не реже 1 раза в 5 лет для ВЛ на деревянных опорах;

не реже 1 раза в 10 лет для ВЛ на железобетонных и металлических опорах.

Перечень работ, относящихся к текущим и капитальным ремонтам ВЛ, устанавливается типовыми инструкциями по эксплуатации ВЛ [21].

Объем ремонтных работ определяется по результатам предшествующих осмотров, испытаний и измерений. Поэтому для планирования ремонтов ВЛ ведется следующая эксплуатационно-техническая документация:

паспорта ВЛ;

листки осмотров;

ведомости проверки загнивания деревянных опор;

ведомости проверки линейной изоляции;

ведомости измерений габаритов и стрел провеса проводов и тросов;

ведомости измерений сопротивлений заземляющих устройств;

журналы неисправностей ВЛ;

журналы учета работ на ВЛ и другие документы.

На основании этих документов составляется многолетний график работ, в котором указывается перечень всех ВЛ и годы их вывода в ремонт в соответствии с техническим состоянием. На основании многолетнего графика составляются годовые графики работ.

По форме организации капитальный ремонт ВЛ может выполняться децентрализованно, централизованно и по смешанной форме. При децентрализованной форме ремонт выполняется силами предприятия, эксплуатирующего ВЛ.

Наиболее прогрессивной формой капитального ремонта ВЛ является централизованный ремонт, выполняемый по договору подряда строительно-монтажной организацией, специализирующейся на строительстве ВЛ. Бригады централизованного ремонта могут быть комплексными, выполняющими все виды ремонтных работ, или специализированными, выполняющими определенные виды работ, например замену опор.

Основными преимуществами централизованного ремонта являются высокое качество и сокращение сроков ремонтных работ. Это достигается высокой квалификацией персонала, использованием передовых методов организации и проведения работ, высокой степенью их механизации.

Законченные работы по капитальному ремонту ВЛ должны приниматься техническим руководителем предприятия, о чем делается отметка в плане-графике работ. Все работы, произведенные на ВЛ, должны оформляться соответствующими актами с указанием объема выполненных работ, даты выполнения, фамилии производителя работ.

В паспорте ВЛ должны отражаться все основные выполненные работы (замена опор, проводов, изоляторов) и изменение характеристик ВЛ, например появление новых пересечений.

8. Эксплуатация кабельных линий электропередачи

8.1. Осмотр кабельных линий

При техническом обслуживании кабельных линий (КЛ) периодически проводят их осмотры с целью визуального обнаружения неисправностей и дефектов.

КЛ на напряжение до 35 кВ, проложенные открыто, должны осматриваться не реже 1 раза в 6 месяцев; проложенные в земле - не реже 1 раза в 3 месяца.

Не реже 1 раза в 6 месяцев выборочные осмотры КЛ должны проводиться административно-техническим персоналом.

Внеочередные осмотры КЛ должны проводиться в период паводков и после ливневых дождей, когда возможны сдвиги почвы и попадание грунтовых вод в подземные кабельные сооружения, а также после отключения КЛ релейной защитой.

При осмотрах трасс КЛ, проложенных в земле, проверяется наличие знаков привязки линии к постоянным ориентирам (или пикетов на незастроенной территории), обозначающих трассу. На трассе КЛ не должно быть вспучивания или проседания грунта, не должно производиться каких-либо работ, раскопок, складирования строительных материалов, свалок мусора.

Правилами охраны электрических сетей для КЛ, проложенной в земле, устанавливается охранная зона в размере 1 м с каждой стороны от крайних кабелей. Любые работы в охранной зоне КЛ должны выполняться с разрешения и под наблюдением организации, эксплуатирующей КЛ.

В местах выхода кабеля из земли, например на стену здания или опору ВЛ, должна быть защита кабеля от механических повреждений.

Осмотры КЛ, проложенных в кабельных сооружениях (тоннелях, эстакадах и других), должны проводить два человека. В первую очередь проверяется с помощью газоанализатора отсутствие в кабельных сооружениях газов, состояние освещения и вентиляции.

Проверяется общее состояние кабельных сооружений, наличие средств пожаротушения, отсутствие посторонних предметов. Все металлические конструкции кабельных сооружений должны быть покрыты негорючим антикоррозийным составом.

Кабельные туннели должны быть оборудованы средствами для отвода ливневых и почвенных вод. Эти средства должны находиться в исправном состоянии.

По температуре внутри кабельных сооружений косвенно контролируется тепловой режим кабелей. Температура воздуха внутри сооружений должна превышать температуру наружного воздуха не более чем на 10°C.

На открыто проложенных кабелях должны быть стойкие к воздействию окружающей среды бирки, прикрепляемые в начале и конце кабеля и через 50 м. На этих бирках указываются: марка и сечение кабеля, напряжение, номер или другое условное обозначение линии. На бирках муфт должны быть отмечены номер муфты и дата ее монтажа.

Проверяется состояние антикоррозийного покрова металлических оболочек кабелей, расстояния между кабелями, состояние соединительных и концевых кабельных муфт, отсутствие следов вытекания масла или кабельной мастики.

Все замеченные при осмотрах дефекты и неисправности КЛ заносятся в листок осмотра. Эти дефекты и неисправности в зависимости от их характера устраняются при текущем техническом обслуживании. Повреждения аварийного характера должны быть устранены немедленно.

8.2. Допустимые нагрузки при эксплуатации

Для каждой КЛ при вводе в эксплуатацию устанавливается допустимая токовая нагрузка. Эта нагрузка определяется по условию, что температура жил кабеля будет не выше длительно допустимой температуры $\Theta_{\text{доп}}$, нормируемой [2, 14].

Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией величина $\Theta_{\text{доп}}$ зависит от номинального напряжения $U_{\text{ном}}$ (см. табл. 8.1).

Т а б л и ц а 8.1

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	до 3	6	10	20	35
$\Theta_{\text{доп}}, ^\circ\text{C}$	80	65	60	55	50

Для кабелей:

с изоляцией из полиэтилена и поливинилхлорида $\Theta_{\text{доп}} = 70^\circ\text{C}$;

с изоляцией из сшитого полиэтилена $\Theta_{\text{доп}} = 90^\circ\text{C}$;

с резиновой изоляцией $\Theta_{\text{доп}} = 65^\circ\text{C}$.

Перегрев изоляции кабеля выше $\Theta_{\text{доп}}$ заметно ускоряет процесс ее старения и, следовательно, сокращает срок службы кабеля.

Непосредственное измерение температуры жилы кабеля представляет значительные трудности. Поэтому для проверки теплового режима кабель нагружают током и снимаются показания термодатчиков, установленных на стальной броне (оболочке или шланге) кабеля.

Температура жилы кабеля $\Theta_{\text{ж}}$ рассчитывается по формуле

$$\Theta_{\text{ж}} = \Theta_{\text{б}} + \Delta\Theta, \quad (8.1)$$

где $\Theta_{\text{б}}$ – температура брони (оболочки или шланга), измеренная при испытании;

$\Delta\Theta$ – превышение температуры жилы кабеля над температурой брони (оболочки или шланга).

Величина $\Delta\Theta$ рассчитывается по эмпирической формуле или определяется по номограммам [7, 24]. Одна из таких номограмм для кабелей с алюминиевыми жилами, находящихся в эксплуатации от 5 до 25 лет, приведена на рис. 8.1.

Токовая нагрузка КЛ, при которой $\Theta_{\text{ж}} = \Theta_{\text{доп}}$, соответствует допустимой длительной нагрузке.

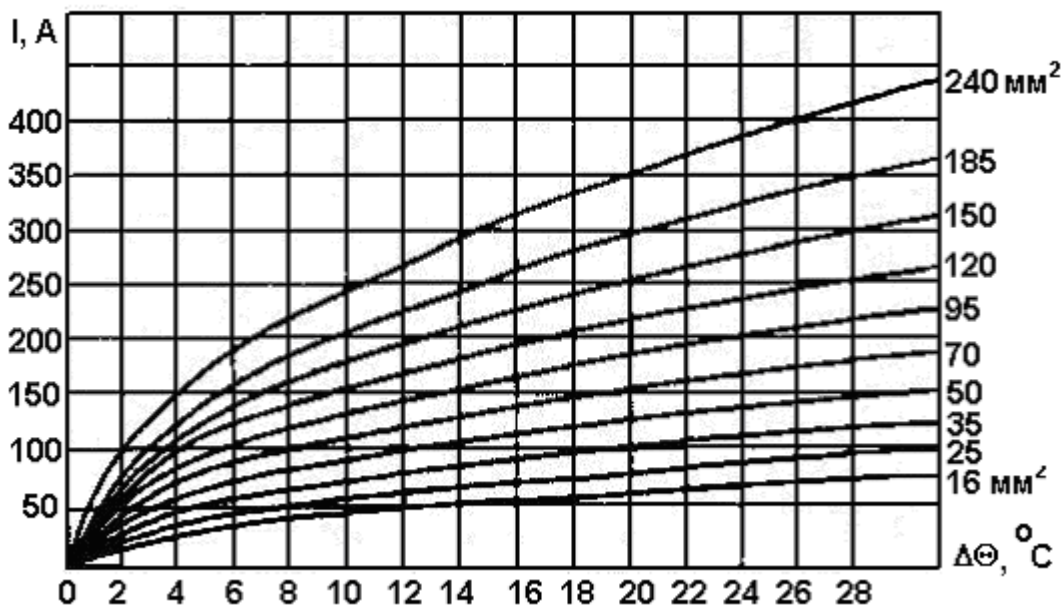


Рис. 8.1. Разность температур между броней и алюминиевыми жилами кабелей напряжением 10 кВ

В практической эксплуатации действительную токовую нагрузку кабеля I сопоставляют с длительно допустимым током $I_{\text{доп}}$, приводимым в справочной литературе [2]. Длительный режим работы кабеля считается допустимым при выполнении условия

$$I \leq kI_{\text{доп}}, \quad (8.2)$$

где k – поправочный коэффициент.

Принимаемые по справочным данным [2] поправочные коэффициенты учитывают реальную температуру охлаждающей среды, количество кабелей в земляной траншее, удельное тепловое сопротивление грунта, срок службы кабеля и другие факторы.

При эксплуатации КЛ допускаются кратковременные перегрузки, например, на период ликвидации аварии [1]. Допустимые перегрузки кабелей напряжением до 10 кВ в зависимости от вида изоляции составляют:

- кабели с бумажной изоляцией - на 30%;
- изоляцией из полиэтилена и поливинилхлорида - на 15%;
- резины - на 18%;
- сшитого полиэтилена - на 25%;

для кабелей со всеми видами изоляции, находящихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузки должны быть снижены до 10%.

Указанные перегрузки допускаются продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток. Суммарная продолжительность перегрузки в год не должна превышать 100 ч.

Для кабелей напряжением 20-35 кВ с бумажной изоляцией перегрузки не допускаются [1].

Контроль нагрузочного режима КЛ осуществляется снятием графиков нагрузки, выполняемым не реже 2 раз в год. Причем один раз контроль осуществляется в период зимнего максимума нагрузки.

8.3. Профилактические измерения и испытания

Особое внимание при техническом обслуживании КЛ уделяется кабельной изоляции. Одним из средств контроля состояния изоляции является измерение ее сопротивления, выполняемое мегаомметром. Схемы измерения фазной и междуфазной изоляции кабеля показаны на рис. 8.2. Отсчет величины сопротивления изоляции осуществляется приблизительно через 1 минуту после начала процесса измерения. Сопротивление изоляции кабелей на напряжение до 1 кВ должно быть не менее 0,5 МОм. Сопротивление изоляции кабелей на напряжение выше 1 кВ не нормируется.

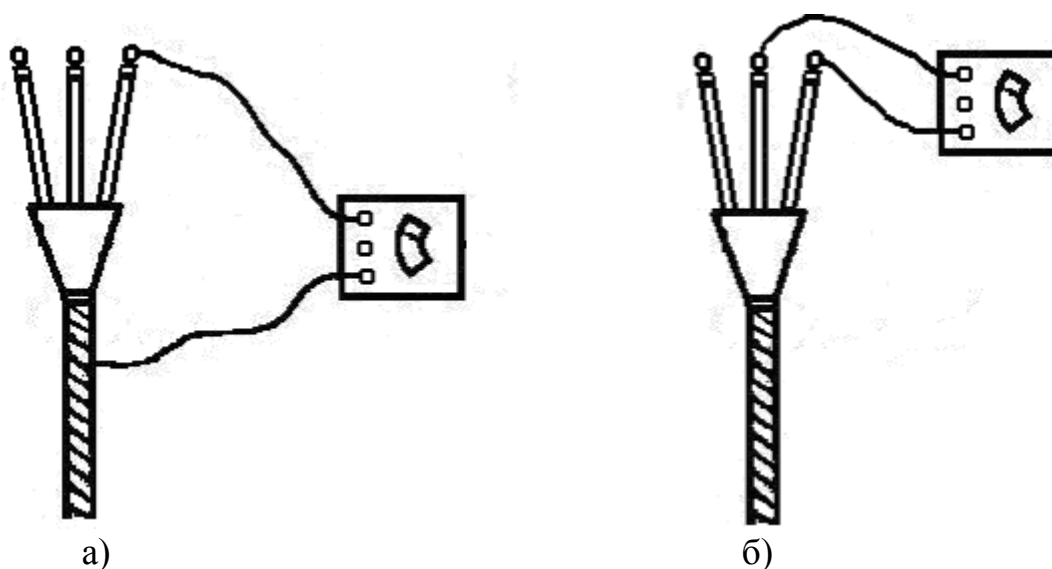


Рис. 8.2. Измерение сопротивления фазной (а) и междуфазной (б) изоляции кабеля

Электрическая прочность изоляции КЛ проверяется испытанием повышенным выпрямленным напряжением. Величина испытательного напряжения $U_{исп}$ и длительность его приложения t в зависимости от вида кабельной изоляции приведены в табл. 8.2.

Испытательное напряжение прикладывается поочередно к каждой жиле кабеля, при этом две другие жилы кабеля и его металлическая оболочка (экран) должны быть заземлены. Испытательное напряжение поднимается плавно со скоростью 1...2 кВ/с до требуемого значения и поддерживается неизменным в течение времени, указанного в табл. 8.2.

При проведении испытаний повышенным напряжением измеряются токи утечки и их несимметрия по фазам.

Т а б л и ц а 8.2

$U_{\text{ном}}$, кВ	до 1	3	6	10	20	35
Бумажная пропитанная изоляция						
$U_{\text{исп}}$, кВ / t , мин	2,5/5	15-25/5	36/5	60/5	100/5	175/5
Пластмассовая изоляция и СПЭ-изоляция						
$U_{\text{исп}}$, кВ / t , мин	2,5/5	7,5/5	36/5	60/5		
Резиновая изоляция						
$U_{\text{исп}}$, кВ / t , мин		6/5	12/5	20/5		

Изоляция кабеля считается удовлетворительной, если не произошло ее пробоя, а токи утечки и коэффициент несимметрии этих токов по фазам не превысили значений, приведенных в табл. 8.3.

Т а б л и ц а 8.3

$U_{\text{ном}}$, кВ	6	10	20	35
$I_{\text{ут}}$, мА	0,2	0,5	1,5	1,8
$I_{\text{ут max}}/I_{\text{ут min}}$	2	3	3	3

У кабелей с пластмассовой защитной оболочкой (шлангом) дополнительным испытаниям повышенным выпрямленным напряжением подвергается защитная оболочка. Испытательное выпрямленное напряжение –10 кВ в течение 1 мин подается между металлической оболочкой (экраном) и землей. При неуспешных испытаниях отыскивается место повреждения пластмассовой оболочки и выполняется ее ремонт.

На вертикальных участках кабелей напряжением 20...35 кВ с бумажной изоляцией контролируется осушение изоляции. Этот контроль осуществляется с помощью термометров, укрепленных на броне кабеля в верхней, средней и нижней частях вертикального участка. Разность показаний термометров более чем на 2...3°С свидетельствует о сильном осушении изоляции и начавшемся процессе ее пробоя. В этом случае вертикальный участок кабеля должен быть выведен из эксплуатации и заменен.

У одножильных кабелей, собранных в трехфазную группу, измеряется токораспределение. Неравномерность распределения токов по фазам должна быть не более 10%.

После отсоединения кабеля от оборудования, профилактических испытаний, монтажа или перемонтажа кабельных муфт должны быть проверены фазировка кабеля и целостность его жил. Сущность

фазировки заключается в проверке соответствия фаз *A*, *B* и *C* кабеля фазам *A*, *B* и *C*, например, распределительного устройства, к шинам которого подключается кабель после отсоединения.

Определение целостности жил выполняется мегаомметром. Измерения сопротивления проводят между каждой парой фаз с одного конца кабеля. Жилы кабеля на другом конце замыкаются между собой. При целых жилах кабеля мегаомметр при всех измерениях должен показать нулевое сопротивление.

8.4. Определение мест повреждения

Несмотря на периодический осмотр кабельных трасс и проведение профилактических испытаний, при эксплуатации имеют место повреждения (случайные отказы) КЛ. Как правило, это пробой изоляции, реже – разрыв фаз.

Поврежденный кабель отсоединяется с обоих концов от оборудования и с помощью мегаомметра определяется *характер повреждения*: измеряется сопротивление изоляции между каждой фазой и заземленной металлической оболочкой и между каждой парой фаз. Измерения проводят с одного конца кабеля. Фазные жилы другого конца кабеля разомкнуты (для определения замыканий) или замкнуты и заземлены (для определения обрывов).

Результаты измерений могут не выявить характер повреждения, поскольку переходное сопротивление в месте повреждения может быть достаточно высоким, в частности, из-за затекания места пробоя изоляции маслоканифольным составом (заплывающий пробой) в кабелях с бумажной пропитанной изоляцией.

Для снижения переходного сопротивления изоляция кабеля в месте повреждения прожигается. Для этого на кабель подается напряжение, достаточное для пробоя изоляции в месте повреждения. После некоторого времени повторения пробоев переходное сопротивление в месте повреждения уменьшается, разрядное напряжение снижается, а ток разряда увеличивается. Изоляция прожигается этим током, переходное сопротивление в месте повреждения уменьшается.

После определения характера повреждения выбирается способ и аппаратура для определения места повреждения кабеля.

По точности определения места повреждения различают относительные и абсолютные методы. *Относительные методы* имеют определенную погрешность и позволяют определить лишь зону повреждения. Это импульсный, петлевой и емкостной методы.

Точное место повреждения позволяют найти *абсолютные методы* такие, как индукционный и акустический.

Импульсным методом определяется зона однофазного или многофазного замыкания, зона обрыва любого количества фазных жил.

В поврежденную линию посылается эталонный электрический импульс. По экрану измерительного прибора, проградуированному в мкс, измеряется интервал времени t_x между моментом подачи импульса и моментом прихода импульса, отраженного от места повреждения (рис. 8.3).

Скорость распространения электромагнитных волн в силовых кабелях практически не зависит от сечения и материала жил и составляет 160 ± 3 м/мкс. Расстояние до места повреждения вычисляется как $l_x = 80t_x$, м.

Для случая, приведенного на рис. 8.3, зона повреждения находится на расстоянии $l_x = 80 \cdot 3,5 = 280$ м от места измерения.

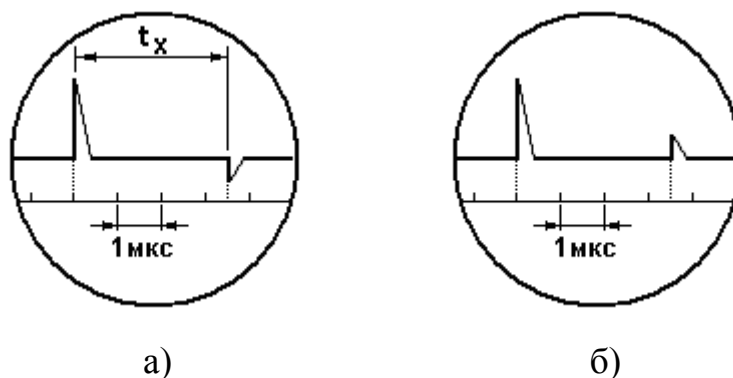


Рис. 8.3. Экран прибора при определении зоны повреждения кабеля импульсным методом: а – при замыкании; б – при обрыве

По знаку отраженного импульса судят о характере повреждения. Если посланный и отраженный импульс разного знака – повреждение типа замыкание (рис. 8.3,а), если одного знака – повреждение типа обрыв (рис. 8.3,б).

Петлевой метод применяется для определения зоны однофазных и двухфазных замыканий на землю. Этот метод основан на измерении омического сопротивления жил кабеля до места повреждения.

На одном конце кабеля замыкаются нормальная и поврежденная жилы (образуется петля). Измерения проводятся с другого конца кабеля (см. рис. 8.4). Для измерения сопротивлений R_2 и R_4 может использоваться, например, мост постоянного тока.

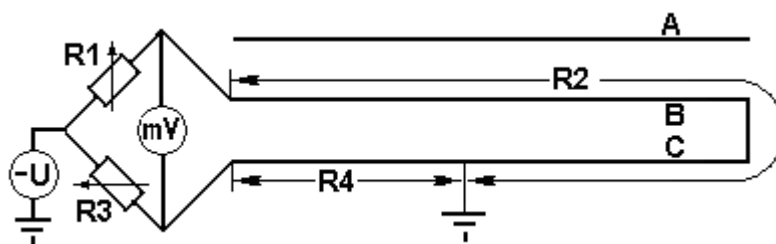


Рис. 8.4. Схема определение зоны повреждения петлевым методом

В одну диагональ моста включается источник постоянного напряжения $-U$, в другую – измерительный прибор, например милливольтметр mV . Регулируемыми сопротивлениями R_1 и R_3 достигается равновесие моста – нулевое показание милливольтметра.

Известно, что равновесие моста будет достигаться при выполнении соотношения

$$\frac{R_1}{R_3} = \frac{R_2}{R_4}, \quad (8.3)$$

где R_2 – сопротивление нормальной жилы и участка поврежденной жилы от конца кабеля до места повреждения;

R_4 – сопротивление участка поврежденной жилы от начала кабеля до места повреждения.

Поскольку сопротивление жилы кабеля пропорционально его длине, зона повреждения после достижения равновесия моста определяется несложными вычислениями

$$l_x = \frac{2lR_3}{R_1 + R_3}, \quad (8.4)$$

где l – длина кабеля.

Емкостной метод позволяет определить зону обрыва фазных жил кабеля. Метод базируется на измерении емкости между каждой жилой и заземленной металлической оболочкой кабеля.

Пусть измеренная емкость оборванной жилы составляет C_x , а измеренная емкость целой жилы – C . Расстояние до места обрыва составляет

$$l_x = l \frac{C_x}{C}. \quad (8.5)$$

При обрыве трех фазных жил емкость кабеля рассчитывается по известному выражению

$$C = \frac{b_0 l}{314}, \quad (8.6)$$

где b_0 – удельная емкостная проводимость кабеля, определяемая по справочным данным.

Индукционный метод позволяет определить место многофазных замыканий в кабеле после успешного прожига изоляции в месте повреждения. Метод основан на улавливании магнитного поля, создаваемого вокруг кабеля протекающим по нему током. Улавливание

поля производится с помощью специальной поисковой катушки, имеющей магнитный сердечник для концентрации поля.

По двум поврежденным жилам кабеля пропускается ток высокой частоты (800...1000 Гц) от звукового генератора G (рис. 8.5). Вокруг кабеля образуется магнитное поле высокой частоты. Поместив в это поле поисковую катушку, соединенную через усилитель с наушниками, можно прослушивать звуковой сигнал. Обслуживающий персонал, продвигаясь по трассе КЛ, прослушивает этот звуковой сигнал.

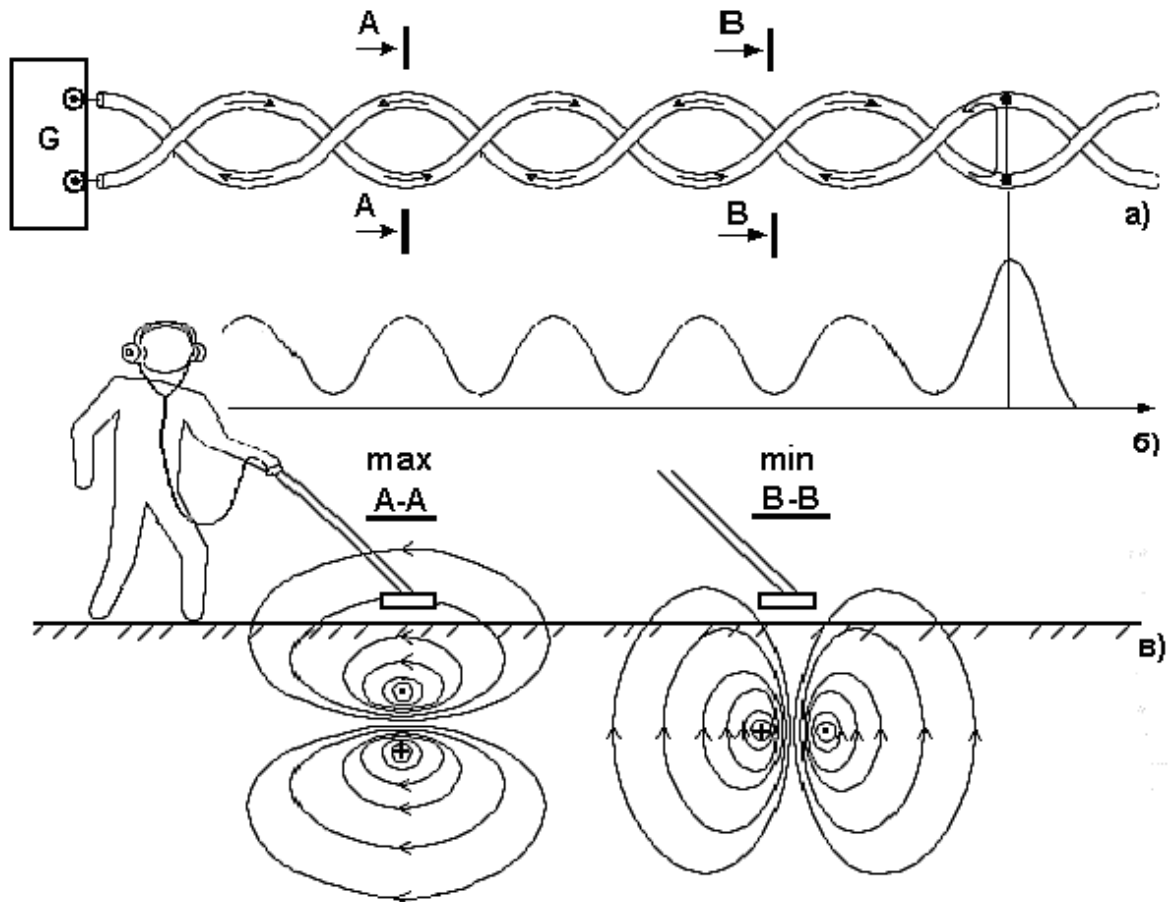


Рис. 8.5. Иллюстрация индукционного метода отыскания повреждения

Слышимость сигнала вдоль кабельной линии будет периодически изменяться от \max до \min . Это объясняется спиральным повивом жил кабеля. Преобладание над поверхностью земли магнитного поля одной жилы периодически меняется на преобладание противоположного магнитного поля другой жилы.

В месте короткого замыкания ток от генератора G меняет свое направление, интенсивность магнитного поля и, следовательно, слышимость сигнала в этом месте усиливаются. За местом повреждения звукового сигнала не будет.

Использование тока высокой частоты необходимо для отстройки звукового сигнала от фона промышленной частоты 50 Гц соседних кабелей.

Акустический метод позволяет определить место однофазных и многофазных замыканий в кабеле при заплывающем пробое.

В поврежденную жилу (в поврежденные жилы) периодически подаются импульсы постоянного напряжения, например, от накопительного конденсатора. В месте повреждения возникают разряды, вызывающие акустический шум. Уровень этого шума прослушивается с поверхности земли, например, с помощью стетоскопа или прибора с пьезодатчиком-преобразователем механических колебаний в электрические.

При практическом поиске мест повреждения КЛ используется сочетание относительных и абсолютных методов. С помощью относительного метода определяется зона повреждения, а затем в этой зоне отыскивается место повреждения абсолютным методом.

8.5. Ремонт кабельных линий

КЛ ремонтируются при их повреждениях, например при пробое изоляции кабеля, а основной операцией при ремонте КЛ является установки новой или замена существующей кабельной муфты. Таким образом, при эксплуатации КЛ используется система аварийно-восстановительного ремонта (система АВР)

При повреждении кабеля обслуживающий персонал должен отыскать место повреждения, а при прокладке кабеля в земляной траншее - раскопать участок траншеи в этом месте. Раскопки должны вестись осторожно, а при глубине более 0,4 м – только лопатами.

Объем работ при текущих и капитальных ремонтах КЛ определяется по результатам предшествующих осмотров, испытаний и измерений. Для планирования ремонтов КЛ ведется следующая эксплуатационно-техническая документация:

- паспорта КЛ;
- листки осмотров;
- кабельный журнал;
- акты скрытых работ с указанием пересечений и сближения кабелей со всеми подземными коммуникациями;
- акты на монтаж кабельных муфт;
- протоколы измерения сопротивления изоляции;
- протоколы испытаний изоляции КЛ повышенным напряжением;
- протоколы измерения сопротивлений заземляющих устройств;
- журналы неисправностей КЛ;
- журналы учета работ на КЛ и другие документы.

На основании этих документов составляется многолетний график работ, в котором указывается перечень всех КЛ и годы их вывода в ремонт в соответствии с техническим состоянием. На основании многолетнего графика составляются годовые графики работ.

При капитальном ремонте КЛ выполняются следующие основные работы:

- выборочное шурфление кабельных траншей с оценкой состояния кабелей и муфт;

- полное вскрытие кабельных каналов с исправлением раскладки кабелей, устранением коррозии оболочек, чисткой каналов, заменой или ремонтом конструкций для крепления кабелей;

 - переразделка дефектных муфт;

 - частичная или полная замена участков КЛ;

 - ремонт заземляющих устройств;

 - окраска металлических конструкций в кабельных сооружениях.

При окончании ремонтных работ проводятся испытания КЛ, объем которых рассмотрен в п. 8.3. Кроме того, КЛ испытываются под нагрузкой в течение 24 ч.

Все работы, выполненные при капитальном ремонте КЛ, принимаются по акту. Акты со всеми приложениями хранятся в паспорте КЛ.

9. Эксплуатация силовых трансформаторов

9.1. Осмотр трансформаторов

Осмотры трансформаторов являются средством визуального контроля их состояния при эксплуатации. Осмотры проводятся без отключения трансформаторов со следующей периодичностью:

- главных понижающих трансформаторов подстанций с постоянным дежурством персонала – 1 раз в сутки;

- остальных трансформаторов электроустановок с постоянным и без постоянного дежурства персонала – не реже 1 раза в месяц.

Внеочередные осмотры трансформаторов производятся:

- после неблагоприятных климатических воздействий, например после резкого изменения температуры окружающего воздуха;

- после срабатывания газовой защиты на сигнал;

- после отключения трансформатора газовой или дифференциальной защитой.

При осмотрах трансформаторов проверяются:

- показания всех измерительных приборов (термометров, термосигнализаторов, мановакуумметров и других);

- состояние внешней изоляции трансформатора (отсутствие трещин и сколов фарфора, степень загрязнения поверхности);

состояние ошиновки, кабельных вводов и доступных для наблюдения контактных соединений;

состояние фланцевых соединений маслопроводов и отсутствие течи масла;

наличие и уровень масла в расширителе и маслонаполненных вводах;

состояние контура заземления;

состояние маслоприемных устройств (гравийной засыпки);

при закрытой установке трансформаторов проверяется состояние помещения, исправность вентиляции, наличие средств пожаротушения.

Одним из показателей состояния трансформатора служит характер издаваемого им гула (прослушивание ведется при отключенных вентиляторах). Не должно быть потрескиваний и щелчков, связанных с разрядами в баке трансформатора; гудение должно быть равномерным без периодических изменений уровня или тона.

9.2. Режимы работы трансформаторов

Одной из главных задач эксплуатации трансформаторов является контроль режима их работы. Этот контроль осуществляется путем проверки нагрузки трансформатора, напряжения на обмотках, температуры масла и других параметров. На подстанциях с постоянным дежурством персонала контроль осуществляется с периодичностью 1...2 часа с фиксированием параметров режима в суточной ведомости.

На подстанциях без постоянного дежурства персонала контроль режима трансформаторов осуществляется при каждом посещении подстанции оперативным персоналом, но не реже 1 раза в месяц.

Силовые трансформаторы могут работать в различных режимах, характеризующихся нагрузкой, напряжением, условиями окружающей среды и другими факторами.

Номинальным режимом трансформатора называется режим его работы при номинальном напряжении, номинальной нагрузке и температуре охлаждающей среды (воздуха) +20°C.

Из приведенного определения видно, что длительный номинальный режим является идеализированным (практически недостижимым) режимом. Однако считается, что в таком режиме трансформатор способен проработать установленный заводом-изготовителем срок службы.

Нормальным называется режим работы трансформатора, при котором его параметры отклоняются от номинальных в пределах, допустимых стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами.

При нагрузке, не превышающей номинальную, допускается продолжительная работа трансформатора при *повышении напряжения*

на любом ответвлении любой обмотки на 10% сверх номинального напряжения данного ответвления. При этом напряжение на любой обмотке не должно быть выше наибольшего рабочего напряжения $U_{\text{раб max}}$, определяемого надежностью работы изоляции и нормируемого ГОСТ 721-77 в следующих пределах от номинального напряжения электрической сети $U_{\text{ном}}$:

$$\begin{array}{ll} U_{\text{ном}} = 6, 10 \text{ кВ} & U_{\text{раб max}} = 1,2 U_{\text{ном}}, \\ U_{\text{ном}} = 35, 110 \text{ кВ} & U_{\text{раб max}} = 1,15 U_{\text{ном}}, \\ U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ} & U_{\text{раб max}} = 1,1 U_{\text{ном}}. \end{array}$$

Допускается *режим параллельной работы* трансформаторов при условии, что ни один из них не будет перегружен. Для этого должны выполняться следующие условия:

группы соединений обмоток трансформаторов должны быть одинаковыми;

соотношение мощностей трансформаторов не более 1:3;

отличие коэффициентов трансформации не более чем на 0,5%;

отличие напряжений короткого замыкания не более чем на 10%;

произведена фазировка трансформаторов.

При параллельной работе трансформаторов и переменном графике их суммарной нагрузки возможна оптимизация количества работающих трансформаторов в течение суток. Критерий оптимальности – минимум потерь активной мощности.

Потери активной мощности в одном трансформаторе при его нагрузке, равной S , составляют

$$\Delta P = \Delta P_x + \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (9.1)$$

где $S_{\text{ном}}$, ΔP_x и ΔP_k – паспортные данные трансформатора: номинальная мощность, потери холостого хода и потери короткого замыкания (нагрузочные потери).

Потери активной мощности в n параллельно работающих трансформаторах при их суммарной нагрузке, равной S , составляют

$$\Delta P = n \Delta P_x + \frac{1}{n} \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2. \quad (9.2)$$

Из (9.1) и (9.2) видно, что при увеличении (с 1 до n) количества трансформаторов, работающих на одну и ту же нагрузку S , потери холостого хода увеличиваются в n раз, а нагрузочные потери уменьшаются в n раз.

Построим зависимости потерь мощности ΔP от нагрузки S для одного ($n=1$) и двух ($n=2$) трансформаторов (рис. 9.1). Видно, что при нагрузке $S = S_{12}$ потери мощности в одном и двух трансформаторах равны. При нагрузке $S < S_{12}$ целесообразно оставить в работе один трансформатор, а при нагрузке $S > S_{12}$ – два трансформатора.

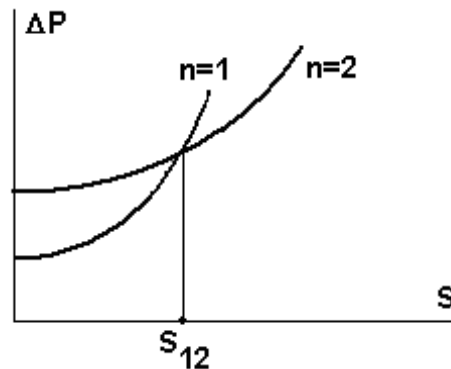


Рис. 9.1. Зависимости потерь мощности в параллельно работающих трансформаторах от нагрузки

Величина граничной мощности S_{12} или в общем случае граничной мощности $S_{n(n+1)}$ может быть вычислена после приравнивания выражений для потерь мощности в n и $(n+1)$ трансформаторах:

$$n\Delta P_x + \frac{1}{n}\Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 = (n+1)\Delta P_x + \frac{1}{n+1}\Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2. \quad (9.3)$$

Мощность S , выраженная из (9.3), и будет граничной мощностью

$$S_{n(n+1)} = S_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{n(n+1)\Delta P_x}{\Delta P_k}}. \quad (9.4)$$

При нагрузке $S < S_{n(n+1)}$ целесообразно оставить в работе n трансформаторов, а при нагрузке $S > S_{n(n+1)}$ – $(n+1)$ трансформаторов.

Режим регулирования напряжения. Устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) должны работать, как правило, в автоматическом режиме. Допускается дистанционное переключение РПН с пульта управления. На трансформаторах с переключением без возбуждения (ПБВ) правильность выбора коэффициента трансформации должна проверяться два раза в год – перед зимним максимумом и летним минимумом нагрузки.

Аварийные режимы. При отключении трансформатора защитой, не связанной с его внутренними повреждениями, например, максимальной токовой защитой, трансформатор может быть вновь включен в работу.

При отключении трансформатора защитами от внутренних повреждений (газовой, дифференциальной) этот трансформатор включается в работу только после осмотра, испытаний, анализа масла, анализа газа из газового реле и устранения выявленных дефектов.

При срабатывании газового реле на сигнал производится наружный осмотр трансформатора и отбор газа из газового реле для анализа. Если газ в реле негорючий, при наружном осмотре признаки повреждения не обнаружены, а отключение трансформатора вызывает недоотпуск электроэнергии, трансформатор может быть оставлен в работе до выяснения причин срабатывания газового реле на сигнал. После выяснения этих причин оценивается возможность дальнейшей нормальной эксплуатации трансформатора.

Аварийный вывод трансформатора из работы осуществляется:

при сильном и неравномерном шуме или потрескиваниях внутри бака трансформаторы;

ненормальном и постоянно возрастающем нагреве трансформатора при нагрузке, не превышающей номинальную, и нормальной работе устройств охлаждения;

выбросе масла из расширителя или разрыве диафрагмы выхлопной трубы;

течи масла или уменьшении уровня масла ниже уровня масломерного стекла в расширителе.

9.3. Режим перегрузки трансформаторов

Наиболее подверженным процессу старения элементом трансформатора является целлюлозная изоляция обмоток, фактически определяющая ресурс (срок службы) трансформатора. Основным фактором, влияющим на старение изоляции, является ее нагрев, обуславливающий термический износ изоляции. Существует так называемое 6-градусное правило: *увеличение температуры изоляции на 6 градусов сокращает срок ее службы вдвое.* Это правило справедливо в диапазоне температур 80...140°C.

Наиболее интенсивный нагрев изоляции обмоток происходит при перегрузке трансформаторов. Поэтому режиму перегрузки трансформаторов уделим особое внимание.

Перегрузки, обусловленные неравномерным суточным графиком нагрузки трансформатора, называются *систематическими*. Перегрузки, обусловленные аварийным отключением какого-либо элемента системы электроснабжения, называются *аварийными* перегрузками.

Допустимость систематических и аварийных перегрузок трансформаторов при их эксплуатации регламентируется Руководством

по нагрузке силовых масляных трансформаторов (ГОСТ 14209-97). Здесь учитываются система охлаждения трансформатора, температура охлаждающей среды, график нагрузки трансформатора и другие факторы.

С целью ознакомления с основными положениями ГОСТ 14209-97 рассмотрим сначала режим работы трансформатора при неизменной нагрузке S . Источником нагрева в трансформаторе является его активная часть. Масло нагревается от обмоток, его объем увеличивается, а плотность уменьшается. Нагретое масло поднимается в верхнюю часть бака и вытесняется в радиаторы системы охлаждения трансформатора (рис. 9.2,а). Проходя через радиаторы, масло остывает и поступает в нижнюю часть бака. Так происходит естественная циркуляция масла.

На тепловой диаграмме трансформатора (рис. 9.2,б) температура охлаждающего воздуха Θ_a принята неизменной (вертикальная прямая 1). Температура масла и температура витков обмотки увеличиваются практически линейно по высоте обмотки. Превышение температуры масла над температурой воздуха (прямая 2) в верхней части обмотки достигает величины $\Delta\Theta_{oa}$.

В силу дополнительных потерь в верхней части обмотки будет находиться наиболее нагретая точка обмотки h . Превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла (зависимость 3) в верхней части обмотки достигает величины $\Delta\Theta_{ho}$.

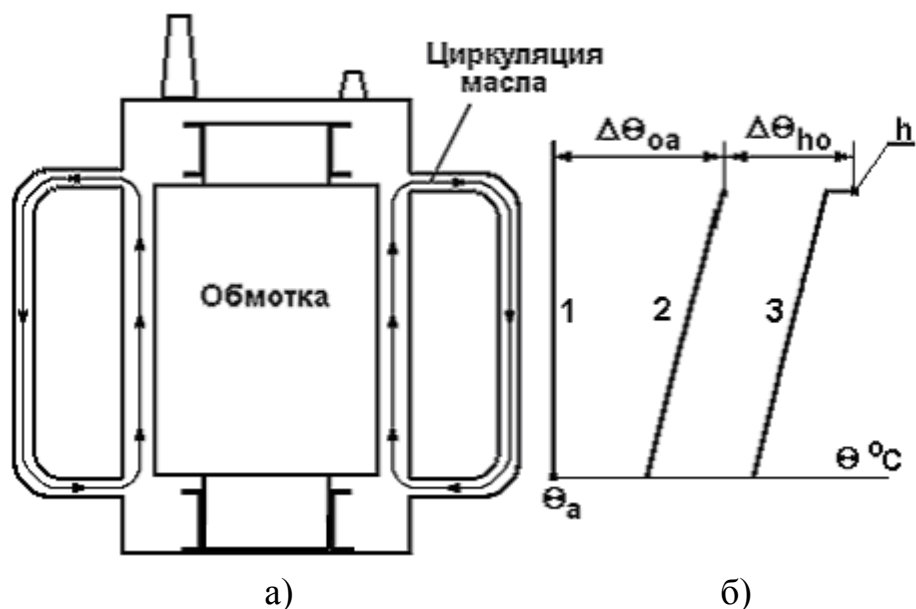


Рис. 9.2. Естественная циркуляция масла в трансформаторе (а) и тепловая диаграмма трансформатора (б)

Допустимость работы трансформатора в режиме перегрузки оценивается сопоставлением температуры масла в верхней части обмотки Θ_o и температуры наиболее нагретой точки обмотки Θ_h с их

предельными значениями. Эти предельные значения для распределительных трансформаторов (мощность до 2,5 МВ·А и напряжение до 35 кВ) и трансформаторов средней мощности (до 100 МВ·А) приведены в табл. 9.1. Здесь же указаны предельные перегрузки трансформаторов, обуславливающие предельные температуры $\Theta_{o \max}$ и $\Theta_{h \max}$ при температуре воздуха $\Theta_a=20^\circ\text{C}$.

Т а б л и ц а 9.1

	Распреде- лительные	Средней мощности
Режим систематических перегрузок: предельная перегрузка, о.е.	1,5	1,5
предельная температура наиболее нагретой точки обмотки, $\Theta_{h \max}$, $^\circ\text{C}$	140	140
предельная температура масла в верхних слоях, $\Theta_{o \max}$, $^\circ\text{C}$	105	105
Режим продолжительных аварийных перегрузок: предельная перегрузка, о.е.	1,8	1,5
предельная температура наиболее нагретой точки обмотки, $\Theta_{h \max}$, $^\circ\text{C}$	150	140
предельная температура масла в верхних слоях, $\Theta_{o \max}$, $^\circ\text{C}$	115	115

Действительная температура воздуха изменяется в течение суток, сезона, года. При одной и той же нагрузке трансформатора увеличение температуры воздуха вызовет увеличение температуры масла и обмотки. Таким образом, термический износ изоляции определяется как нагрузкой трансформатора, так и температурой окружающего воздуха.

При инженерных расчетах режимов перегрузки трансформаторов используется *эквивалентная температура* воздуха. Это условно постоянная температура, которая в течение рассматриваемого периода времени вызывает такой же износ изоляции, как и действительная изменяющаяся температура за тот же период времени.

Для разных районов страны эквивалентные сезонные и годовые температуры рассчитаны и приведены в [8]. Значения эквивалентных годовых, зимних и летних температур для некоторых населенных пунктов Северо-Западного региона приведены в табл. 9.2.

Т а б л и ц а 9.2

	Эквивалентная температура воздуха Θ_a , $^\circ\text{C}$
--	--

Населенный пункт	годовая	зимняя	летняя
Архангельск	5,8	-11,4	14,0
Вологда	7,4	-10,8	15,5
Воркута	0,5	-19,4	9,4
Калининград	9,9	-2,4	16,5
Кандалакша	4,5	-10,6	12,5
Кировск	2,9	-11,3	10,9
Мурманск	3,4	-9,5	10,7
Нарьян-Мар	2,0	-15,7	10,3
Новгород	8,3	-7,6	16,0
Петрозаводск	7,1	-8,8	15,1
Псков	8,8	-6,5	16,3
Санкт-Петербург	8,6	-6,8	16,4
Сыктывкар	6,5	-14,1	15,0
Череповец	7,7	-10,2	15,8

9.4. Расчет теплового режима трансформатора и термического износа изоляции

Практическое снятие суточного графика нагрузки трансформатора осуществляется с некоторым интервалом времени, внутри которого нагрузка считается неизменной. Поэтому график нагрузки представляет собой ступенчатый вид. На рис. 9.3,а приведен суточный ступенчатый график нагрузки трансформатора, снятый с временным интервалом 1 ч.

Для оценки допустимости перегрузки трансформатора суточный график его нагрузки преобразуется в эквивалентный по тепловому воздействию на изоляцию двухступенчатый график. На исходном графике проводится линия номинальной нагрузки $S_{ном}$. Пересечением этой линии с исходным графиком выделяется участок перегрузки продолжительностью t .

Часть графика нагрузки, расположенная ниже линии $S_{ном}$, состоит из интервалов Δt_i с нагрузкой S_i на каждом интервале ($i=1, 2, \dots, m$). Другая часть графика нагрузки, расположенная выше линии $S_{ном}$, состоит из интервалов Δt_j с нагрузкой S_j на каждом интервале ($j=1, 2, \dots, n$).

Эквивалентирование каждой части графика нагрузки проводится по условию одинакового теплового воздействия на изоляцию действительного переменного и эквивалентного неизменного графика нагрузки:

эквивалентная неизменная на интервале $(24 - t)$ предшествующая нагрузка S_1

$$S_1 = \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{24 - t}}; \quad (9.5)$$

эквивалентная неизменная на интервале t перегрузка S_2

$$S_2 = \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_n^2 \Delta t_n}{t}}. \quad (9.6)$$

Эквивалентный по тепловому воздействию на изоляцию двухступенчатый график нагрузки с предшествующей нагрузкой S_1 и перегрузкой S_2 показан на рис. 9.2,б.

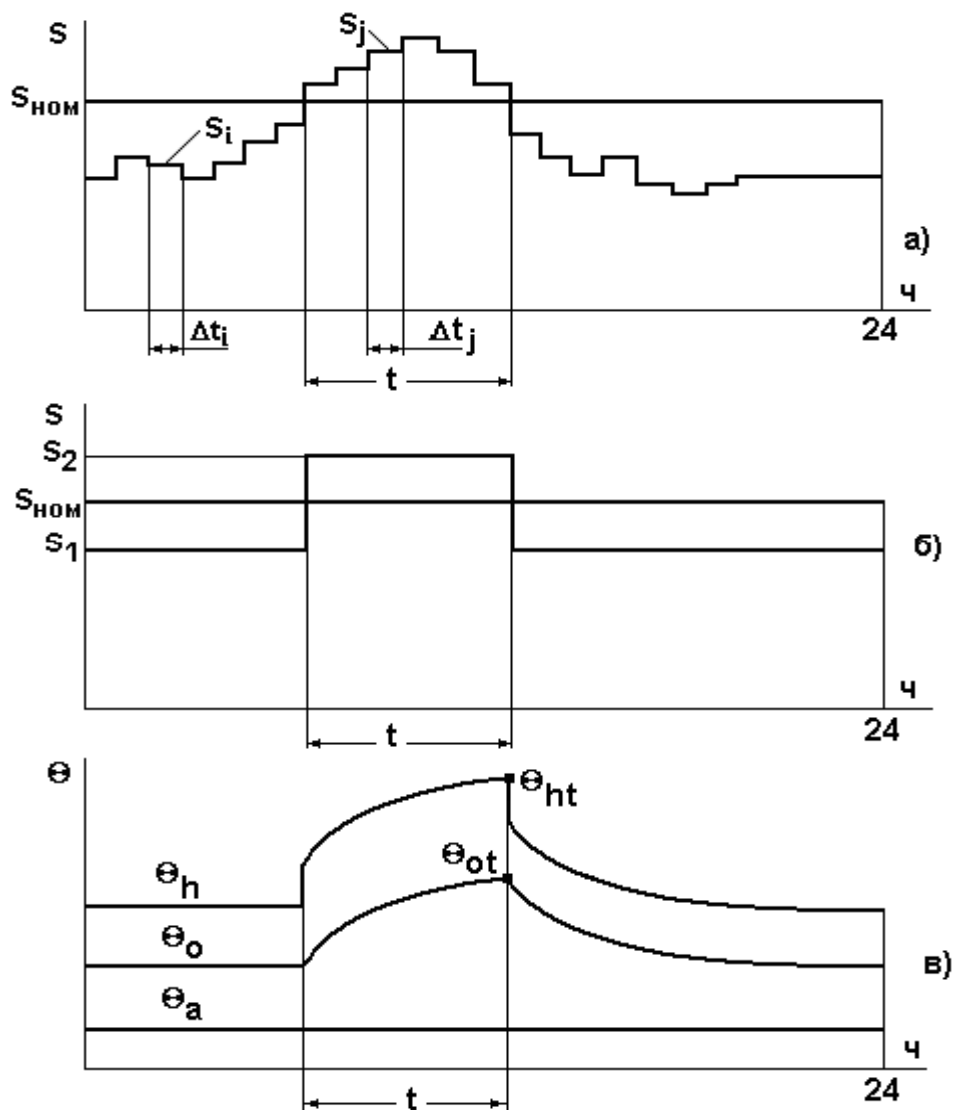


Рис. 9.3. Преобразование графика нагрузки (а) в эквивалентный двухступенчатый (б) и переходный тепловой режим трансформатора (в)

При оценке допустимости перегрузки трансформаторов удобно пользоваться относительными единицами. Относительные значения предшествующей нагрузки и перегрузки определяются отношениями

$$K_1 = \frac{S_1}{S_{\text{ном}}}, \quad K_2 = \frac{S_2}{S_{\text{ном}}}. \quad (9.7)$$

Рассмотрим расчет теплового режима трансформатора при изменении его нагрузки на примере двухступенчатого графика (рис. 9.3). Температура охлаждающей среды в течение суток принимается постоянной и равной эквивалентной температуре Θ_a .

Установившийся тепловой режим. В установившемся тепловом режиме, предшествующем перегрузке, температура масла Θ_o и наиболее нагретой точки обмотки Θ_h неизменны. Этому режиму соответствует участок графика с нагрузкой S_1 (в относительных единицах K_1) перед интервалом перегрузки t . Температура масла на выходе из обмотки $\Theta_{o K1}$ и температура наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_{h K1}$ вычисляются по следующим выражениям:

$$\Theta_{o K1} = \Theta_a + \Delta\Theta_{oa K1}; \quad (9.8)$$

$$\Theta_{h K1} = \Theta_a + \Delta\Theta_{oa K1} + \Delta\Theta_{ho K1}; \quad (9.9)$$

$$\Delta\Theta_{oa K1} = \Delta\Theta_{oar} \left(\frac{1 + RK_1^2}{1 + R} \right)^x; \quad (9.10)$$

$$\Delta\Theta_{ho K1} = \Delta\Theta_{hor} K_1^y. \quad (9.11)$$

Необходимые для расчетов показатели приведены в табл. 9.3.

Переходный тепловой режим в интервале t увеличения нагрузки от значения K_1 до значения K_2 . Тепловая постоянная времени металлических обмоток $\tau_{об}$ значительно меньше тепловой постоянной времени масла τ_o . Поэтому при увеличении нагрузки температура обмоток (по сравнению с температурой масла) увеличивается до нового установившегося значения практически мгновенно. В дальнейшем температуры обмоток и масла увеличиваются с одинаковой постоянной времени τ_o .

Т а б л и ц а 9.3

Название показателя	Обозн.	Трансформаторы	
		ТМН	ТДН

Показатель степени масла	x	0,8	0,9
Показатель степени обмотки	y	1,6	1,6
Отношение потерь $\Delta P_{кз}/\Delta P_{хх}$	R	5	6
Тепловая постоянная времени масла, ч	τ_0	3	2,5
Температура воздуха, °С	Θ_a	20	20
Превышение температуры масла на выходе из обмотки над температурой воздуха в номинальном режиме, °С	$\Delta\Theta_{оар}$	55	52
Превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла на выходе из обмотки в номинальном режиме, °С	$\Delta\Theta_{гор}$	23	26
Температура наиболее нагретой точки обмотки, при которой относительный износ изоляции равен единице, °С	Θ_h	98	98

Примечание. Индекс r соответствует номинальному значению параметра.

Изменения во времени температуры масла $\Theta_o(t)$ и температуры наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_h(t)$ вычисляются по следующим выражениям:

$$\Theta_o(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{оа}(t); \quad (9.12)$$

$$\Theta_h(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{оа}(t) + \Delta\Theta_{гор}(t); \quad (9.13)$$

$$\Delta\Theta_{оа}(t) = \Delta\Theta_{оа K1} + (\Delta\Theta_{оа K2} - \Delta\Theta_{оа K1})(1 - \exp(-\frac{t}{\tau_0})); \quad (9.14)$$

$$\Delta\Theta_{гор}(t) = \Delta\Theta_{гор} K_2^y; \quad (9.15)$$

где $\Delta\Theta_{оа K2}$ – превышение температуры масла над температурой воздуха при длительной нагрузке трансформатора, равной K_2 , рассчитываемое по формуле, аналогичной (9.11);

$t = 1, 2, 3 \dots t$ – текущее время, ч.

Температура масла на выходе из обмотки и температура наиболее нагретой точки обмотки к концу интервала перегрузки t соответственно составят Θ_{ot} и Θ_{ht} .

Переходный тепловой режим после интервала t при уменьшении нагрузки от значения K_2 до значения K_1 . После снижения нагрузки процесс уменьшения температуры масла $\Theta_o(t)$ и температуры наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_h(t)$ рассчитывается по следующим выражениям:

$$\Theta_o(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{oa}(t); \quad (9.16)$$

$$\Theta_h(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{oa}(t) + \Delta\Theta_{ho}(t); \quad (9.17)$$

$$\Delta\Theta_{oa}(t) = \Delta\Theta_{oaK1} + (\Delta\Theta_{oat} - \Delta\Theta_{oaK1})(1 - \exp(-\frac{t}{\tau_0})); \quad (9.18)$$

$$\Delta\Theta_{ho}(t) = \Delta\Theta_{hor} K_1^y; \quad (9.19)$$

где $t = 1, 2, 3 \dots 3\tau_0$ – текущее время.

При $t \cong 3\tau_0$ наступает установившийся тепловой режим, соответствующий нагрузке K_1 .

Расчет термического износа витковой изоляции. При номинальной нагрузке трансформатора, температуре воздуха $\Theta_a = 20^\circ\text{C}$ и номинальных значениях превышений температур $\Delta\Theta_{oar} = 55^\circ\text{C}$ и $\Delta\Theta_{hor} = 23^\circ\text{C}$ температура наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_h = 98^\circ\text{C}$ (см. табл. 9.3). Это базовая температура наиболее нагретой точки обмотки, при которой износ изоляции обмоток соответствует относительному сроку службы трансформатора, равному 1.

В установившемся тепловом режиме с нагрузкой K и температурой наиболее нагретой точки обмотки Θ_{hK} износ витковой изоляции за сутки определяется по выражению

$$V = 2^{(\Theta_{hK} - 98) / \Delta}, \quad (9.20)$$

где $\Delta = 6^\circ\text{C}$ – температурный интервал, принятый в соответствии с 6-градусным правилом износа изоляции.

Размерность относительного износа витковой изоляции – нормальные сутки. Например, для неизменной в течение суток нагрузки K , обуславливающей температуру наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_{hK} = 86^\circ\text{C}$, относительный износ витковой изоляции составит:

$$V = 2^{(86 - 98) / 6} = 0,25 \text{ норм. сут.} \quad (9.21)$$

Таким образом, за одни сутки при нагрузке K и температуре наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_{hK} = 86^\circ\text{C}$ витковая изоляция изнашивается так же как за 0,25 суток при нагрузке, обуславливающей температуру наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_h = 98^\circ\text{C}$.

В переходном тепловом режиме, когда температура наиболее нагретой точки обмотки является функцией времени $\Theta_h(t)$, износ изоляции на интервале времени $t_1 \leq t \leq t_2$ определяется как

t2

$$V = \int_{t1} 2^{[\Theta_h(t) - 98] / 6} dt. \quad (9.22)$$

На практике применяется более простой способ расчета термического износа изоляции в переходном тепловом режиме. Зависимость $\Theta_h(t)$ разбивается на n участков Δt_i , на каждом из которых изменение $\Theta_h(t)$ можно считать линейным. На каждом i -м участке величина $\Theta_h(t)$ заменяется средним значением температуры Θ_{hi} . Износ изоляции определяется как

$$V = \sum_{i=1}^n \Delta t_i 2^{(\Theta_{hi} - 98) / 6}. \quad (9.23)$$

Кроме аналитических выражений в [8] приводятся таблицы и номограммы, позволяющие при эксплуатации трансформаторов оценить допустимые перегрузки и износ изоляции, не прибегая к вычислениям.

9.6. Эксплуатация трансформаторного масла

Трансформаторное масло выполняет в трансформаторе три основные функции:

- изолирует находящиеся под напряжением узлы активной части;
- охлаждает нагревающиеся при работе узлы активной части;
- предохраняет твердую изоляцию обмоток от увлажнения.

Эксплуатационные свойства масла и его качество определяются химическим составом масла. Вновь поступившее масло должно иметь сертификат предприятия-поставщика, подтверждающий соответствие масла стандарту. Для масла, прибывшего вместе с трансформатором, соответствие стандарту подтверждается записью в паспорте трансформатора.

При каждом осмотре трансформаторов проверяется температура верхних слоев масла, контролируемая по термометрам или термосигнализаторам. Эта температура не должна превышать 95°C. В противном случае нагрузка трансформатора должна быть снижена.

Состояние масла оценивается по результатам испытаний, которые в зависимости от объема делятся на три вида.

1. *Испытания на электрическую прочность.* Здесь определяется пробивное напряжение масла $U_{пр}$, визуально (качественно) определяется содержание механических примесей и влаги.

Электрическая прочность - одна из основных характеристик диэлектрических свойств масла. Испытания масла на электрическую прочность проводятся в *стандартном маслопробойнике* (рис. 9.4), представляющем собой фарфоровый сосуд 1, в который вмонтированы два плоских электрода 2.

Масло заливается в маслопробойник и отстаивается в течение 20 минут для удаления из него воздушных включений. Напряжение на электродах маслопробойника плавно повышается до пробоя масла. С интервалом 10 мин. выполняются шесть пробоев. Первый пробой не учитывается, а среднее арифметическое пяти других пробоев принимается за пробивное напряжение масла.

Снижение пробивного напряжения свидетельствует об увлажнении масла, наличии в нем растворенного воздуха, загрязнении масла волокнами от твердой изоляции и другими примесями.

2. *Сокращенный анализ* масла. Здесь дополнительно к п.1 определяются температура вспышки масла и кислотное число.

Температура вспышки паров масла в закрытом тигле характеризует фракционный состав масла и служит для обнаружения в трансформаторе процессов разложения масла.

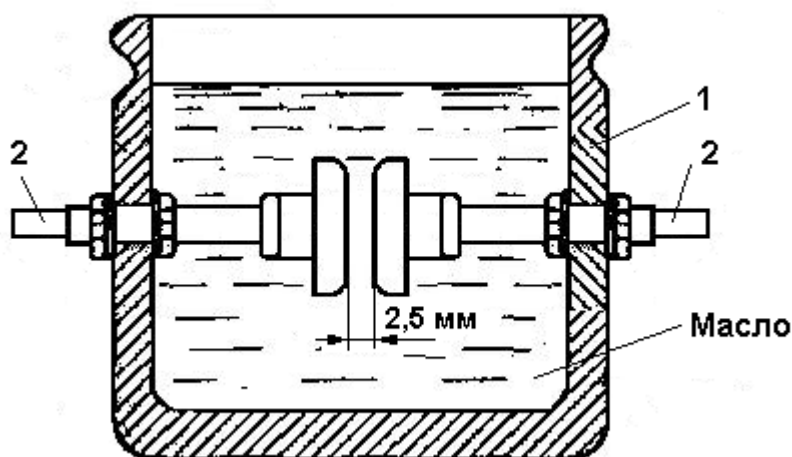


Рис. 9.4. Стандартный маслопробойник

Кислотное число – это количество едкого кали (KOH), выраженное в мг и необходимое для нейтрализации кислот, содержащихся в 1 г масла. Старение масла сопровождается увеличением в нем содержания кислотных соединений, поэтому кислотное число характеризует степень старения масла.

3. *Полный анализ* масла. Здесь дополнительно к п.2 определяются, количественное определение влаги и механических примесей, тангенс угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$, содержание водорастворимых кислот и щелочей, содержание антиокислительных присадок, температура застывания, газосодержание и другие показатели.

Величина диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$) характеризует степень загрязнения и старения масла.

Влагосодержание тщательно контролируется при эксплуатации трансформаторного масла. Ухудшение этого показателя характеризует нарушение герметичности трансформатора или его работу в

недопустимом нагрузочном режиме. В последнем случае происходит интенсивное старение целлюлозной изоляции и выделение ею влаги под воздействием повышенной температуры. Кроме того, масло содержит химически связанную воду, которая может выделяться в виде свободной воды в результате старения масла и под воздействием повышенной температуры.

Увеличение газосодержания (кислорода воздуха) приводит к интенсификации окислительных процессов в масле. Этот показатель косвенно характеризует и герметичность трансформатора.

Температура застывания актуальна для масла, эксплуатируемого в районах крайнего севера.

Различают масло свежее, регенерированное (восстановленное) и эксплуатационное. Характеристики свежего и регенерированного масла практически не отличаются. Для эксплуатационного масла установлены нормально допустимые и предельно допустимые показатели качества.

Нормально допустимые показатели гарантируют нормальную работу оборудования. При показателях масла, приближающихся к *предельно допустимым*, необходимо принять меры по восстановлению эксплуатационных свойств масла или провести его замену.

В табл. 9.4 приведены показатели трансформаторного масла в соответствии с сокращенным анализом.

Т а б л и ц а 9.4

Показатель масла	Оборудование, $U_{ном}$, кВ	Свежее масло	Регенерир. масло	Эксплуатац. масло	
				Норм. доп.	пред. доп.
$U_{пр}$, кВ	до 35	35	35	-	25
	до 150	60	60	40	35
	220	65	65	60	55
кисл. число, мг КОН/г	до 220	0,02	0,05	0,1	0,25
т-ра вспышки, °С	до 220	135	130	*	125

* - уменьшение не более чем на 5°С по сравнению с предыдущим анализом.

Для определения показателей масла берется его проба в сухую, чистую, стеклянную емкость вместимостью около 1 л с притертой стеклянной пробкой. Масло берется из нижних слоев через специальный сливной кран. Предварительно сливается некоторое количество масла (2...3 л) для ополаскивания стеклянной емкости. На емкости должна быть этикетка с указанием оборудования, из которого взята проба, даты, причины отбора пробы и фамилии лица, отобравшего пробу масла.

Периодичность отбора проб масла соответствует периодичности текущих ремонтов трансформатора.

Непосредственный контакт масла с атмосферным воздухом приводит к насыщению масла влагой и кислородом. В результате уменьшается электрическая прочность масла, ускоряются окислительные процессы в масле (масло стареет).

Для замедления процессов увлажнения и старения масла в него добавляют антиокислительные присадки, а в конструкции трансформатора предусматривают специальные устройства: термосифонные фильтры, воздухоосушители, пленочную и азотную защиты.

Антиокислительные присадки способствуют поддержанию требуемого качества масла длительное время, а также защищают другие изоляционные материалы трансформатора. Срок службы масла с такими присадками увеличивается в 2...3 раза. Стоимость присадок относительно невелика. Добавку присадок выполняют раз в 4...5 лет. Примером антиокислительной присадки служит технический пирамидон в количестве 3% от массы масла [10].

Термосифонный фильтр предназначен для поглощения влаги и продуктов окисления и старения масла в процессе эксплуатации. Общий вид термосифонного фильтра приведен на рис. 9.5,а. Корпус фильтра 1 заполнен адсорбентом 2 (силикагелем или другим веществом), поглощающим влагу и продукты окисления масла. С помощью патрубков 5 фильтр присоединен к верхней и нижней частям бака трансформатора. Масло через фильтр циркулирует за счет разности плотностей нагретого (в верхних слоях) и холодного (в нижних слоях) масла.

Количество адсорбента в фильтре составляет около 1% массы масла. Насыщенный влагой адсорбент удаляется через бункер 4, а через бункер 3 загружается свежий адсорбент. Использованный адсорбент регенерируется нагреванием до температуры 400...500°C.

Насыщение адсорбента влагой контролируется по изменению его окраски. В частности, добавка к силикагелю хлористого кобальта обуславливает его голубую окраску. Появление розовой окраски является признаком насыщения силикагеля влагой и продуктами старения масла.

Трансформаторы мощностью 1000 кВ·А и более должны эксплуатироваться с постоянно включенными термосифонными фильтрами.

Масло очень гигроскопично, и если расширитель непосредственно связан с атмосферой, то влага из воздуха поглощается маслом, снижая его изоляционные свойства. Для предотвращения этого расширитель

связывают с окружающей средой через *воздухоосушитель* (позиция 3 на рис. 9.5,б), заполненный силикагелем.

Принцип *пленочной защиты* (рис. 9.5,б) заключается в герметизации масла за счет установки внутри расширителя 2 эластичной емкости 1, предназначенной для компенсации температурного изменения объема масла. Эта емкость плотно прилегает к внутренней поверхности расширителя и масла, обеспечивая герметизацию последнего от окружающей среды.

Внутренняя полость эластичной емкости соединена с окружающей средой через воздухоосушитель 3, препятствующий конденсации влаги внутри емкости. Патрубок 4 соединяет расширитель с баком трансформатора.

Азотная защита (рис. 9.5,в) заключается в заполнении надмасленного пространства 1 герметичного расширителя сухим азотом. Компенсация температурных изменений объема масла осуществляется за счет связи надмасляного пространства с мягким резервуаром 2.

Несмотря на все применяемые защиты, в процессе длительной эксплуатации масло увлажняется и стареет. При приближении показателей масла к предельно допустимым его подвергают регенерации (восстановлению). На специальных установках масло центрифугируют, фильтруют, сушат, дегазируют.

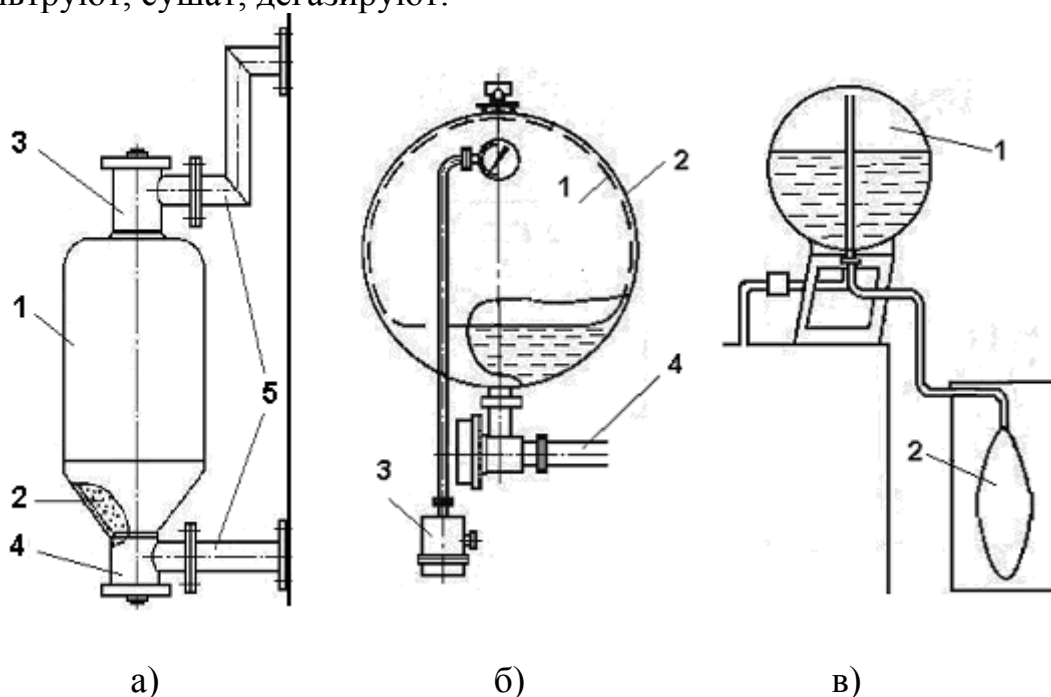


Рис. 9.5. Термосифонный фильтр (а), принципиальные схемы пленочной (б) и азотной (в) защит масла

При центрифугировании из масла удаляются твердые механические примеси и частично влага, имеющие большую плотность, чем масло. При фильтровании масло продавливается через пористую среду (картон,

бумагу), в которой задерживаются нерастворимые примеси и частично влага. Глубокая сушка масла выполняется распылением в вакууме или на цеолитовых установках, в которых масло фильтруется через слой молекулярных сит - цеолитов, задерживающих молекулы воды, но пропускающих молекулы масла. Растворенный в масле кислород удаляют в специальных дегазационных установках.

Стоимость регенерированного масла при полностью восстановленных эксплуатационных качествах не превышает 50-60% от стоимости нового масла.

Сложности эксплуатации трансформаторного масла: защита от окружающей среды, периодический контроль состояния, испытания, регенерация – обусловили широкое использование в распределительных сетях 6...35 кВ трансформаторов герметичного исполнения (ТМГ), изготавливаемых с номинальной мощностью до 1600 кВ·А. Эти трансформаторы полностью заполнены маслом и не имеют расширителя. Температурные изменения объема масла воспринимаются гофрированным баком.

В трансформаторах ТМГ контакт масла с окружающей средой полностью отсутствует, что исключает его увлажнение, окисление и шламообразование. Масло практически не меняет своих свойств в течение всего срока службы трансформатора. Поэтому при эксплуатации таких трансформаторов отсутствует необходимость периодического взятия проб и испытаний масла.

В настоящее время альтернативой трансформаторному маслу являются жидкие диэлектрики Midel 7131, Софексил ТСЖ и другие. Экологически чистый диэлектрик Midel 7131 (пробивное напряжение 55 кВ, кислотное число 0,02 мг КОН/г, температура вспышки 257°C) применяется там, где требуется высокая пожаробезопасность – в жилых, служебных, некоторых производственных помещениях.

Для улучшения свойств трансформаторного масла российский производитель трансформаторов ОАО "Уралэлектротяжмаш" использует смесь из минерального трансформаторного масла и Midel 7131. Этой фирмой изготавливаются трансформаторы, полностью заполненные Midel 7131.

Экологически чистый диэлектрик Софексил ТСЖ (пробивное напряжение 35 кВ, температура вспышки 300°C) является пожаробезопасным. В условиях сурового российского климата явным преимуществом Софексил ТСЖ является низкая температура застывания -75°C. Температура застывания стандартного трансформаторного масла -45°C. Недостаточно низкая температура застывания масла может привести к перегреву и повреждению трансформатора при его запуске в суровых климатических условиях (Сибирь, районы крайнего Севера).

Трансформаторы с экологически чистыми жидкими диэлектриками дороже традиционных масляных трансформаторов, но дешевле сухих трансформаторов и успешно конкурируют с последними в части пожарной безопасности в распределительных сетях 6...35 кВ.

9.7. Хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле

Необходимость контроля за изменением состава масла в процессе эксплуатации трансформаторов ставит вопрос о выборе такого аналитического метода, который смог бы обеспечить надежное качественное и количественное определение содержащихся в трансформаторном масле соединений. В наибольшей степени этим требованиям отвечает хроматография, представляющая собой комплексный метод, объединивший стадию разделения сложных смесей на отдельные компоненты и стадию их количественного определения. По результатам этих анализов проводится оценка состояния маслonaполненного оборудования.

Хроматографический анализ газов, растворенных в масле, позволяет выявить дефекты трансформатора на ранней стадии их развития, предполагаемый характер дефекта и степень имеющегося повреждения. Состояние трансформатора оценивается сопоставлением полученных при анализе количественных данных с граничными значениями концентрации газов и по скорости роста концентрации газов в масле. Этот анализ для трансформаторов напряжением 110 кВ и выше должен осуществляться не реже 1 раза в 6 месяцев [1, 14].

Основными газами, характеризующими определенные виды дефектов в трансформаторе, являются: водород H_2 , ацетилен C_2H_2 , этан C_2H_6 , метан CH_4 , этилен C_2H_4 , окись CO и двуокись CO_2 углерода.

Водород характеризует дефекты электрического характера (частичные, искровые и дуговые разряды в масле); ацетилен – перегрев активных элементов; этан – термический нагрев масла и твердой изоляции обмоток в диапазоне температур до $300^\circ C$; этилен – высокотемпературный нагрев масла и твердой изоляции обмоток выше $300^\circ C$; окись и двуокись углерода – перегрев и разряды в твердой изоляции обмоток.

С помощью анализа количества и соотношения этих газов в трансформаторном масле можно обнаружить следующие дефекты в трансформаторе.

1. *Перегревы токоведущих частей и элементов конструкции магнитопровода.* Основные газы: этилен или ацетилен. Характерные газы: водород, метан и этан. Если дефектом затронута твердая изоляция, заметно возрастают концентрации окиси и двуокиси водорода.

Перегрев токоведущих частей может определяться: выгоранием контактов переключающих устройств; ослаблением крепления электростатического экрана; ослаблением и нагревом контактных соединений отводов обмотки низкого напряжения или шпильки проходного изолятора ввода; лопнувшей пайкой элементов обмотки; замыканием проводников обмотки и другими дефектами.

Перегрев элементов конструкции магнитопровода может определяться: неудовлетворительной изоляцией листов электротехнической стали; нарушением изоляции стяжных шпилек, ярмовых балок с образованием короткозамкнутого контура; общим нагревом и недопустимыми местными нагревами от магнитных полей рассеяния в ярмовых балках, бандажах, прессующих кольцах; неправильным заземлением магнитопровода и другими дефектами.

2. Дефекты твердой изоляции. Эти дефекты могут быть вызваны перегревом изоляции от токоведущих частей и электрическими разрядами в изоляции. При перегреве изоляции от токоведущих частей основными газами являются окись и двуокись углерода, их отношение CO_2/CO , как правило, больше 13; характерными газами с малым содержанием являются водород, метан, этилен и этан; ацетилен, как правило, отсутствует.

При разрядах в твердой изоляции основными газами являются ацетилен и водород, а характерными газами любого содержания - метан и этилен. При этом отношение CO_2/CO , как правило, меньше 5.

3. Электрические разряды в масле. Это частичные, искровые и дуговые разряды. При частичных разрядах основным газом является водород; характерными газами с малым содержанием - метан и этилен. При искровых и дуговых разрядах основными газами являются водород и ацетилен; характерными газами с любым содержанием - метан и этилен.

После выявления дефекта и его подтверждения не менее чем двумя-тремя последующими измерениями следует планировать вывод трансформатора из работы прежде всего с дефектами группы 2. Чем раньше выведен из работы трансформатор с развивающимся дефектом, тем меньше риск его аварийного повреждения и объем ремонтных работ.

Если по результатам диагностики трансформатор должен быть выведен из работы, но по каким-то объективным причинам это невозможно осуществить, его следует оставить на контроле с учащенным отбором проб масла и хроматографическим анализом газов.

Хроматографический анализ газов, растворенных в масле, позволяет выявлять не только развивающиеся дефекты в трансформаторе, но и общее состояние изоляции его обмоток. Объективным показателем, позволяющим оценить степень износа изоляции обмоток трансформатора, является степень ее полимеризации, снижение которой

прямо характеризует глубину физико-химического разрушения (деструкции) изоляции в процессе эксплуатации. Деструкции целлюлозной изоляции сопутствует рост содержания в трансформаторном масле окиси и двуокиси углерода и образование фурановых производных. В частности, наличие суммарной концентрации CO и CO₂ более 1% может свидетельствовать о деградации целлюлозной изоляции. Образование фурановых производных является прямым следствием старения бумажной изоляции.

Метод жидкостной хроматографии позволяет определять и контролировать требуемое содержание в трансформаторном масле антиокислительных присадок, защищающих масло и другие изоляционные материалы трансформатора от старения.

9.8. Ремонт трансформаторов

Трансформаторы являются наиболее сложным оборудованием систем электроснабжения. Ремонт трансформатора, связанный с его разгерметизацией, выемкой и ремонтом активной части, требует высокой квалификации ремонтного персонала, больших материальных и временных затрат.

Вывод трансформатора в ремонт через определенный календарный промежуток времени не может считаться достаточно оправданным, поскольку в плановый ремонт может быть выведен вполне работоспособный трансформатор. Поэтому текущие и капитальные ремонты трансформаторов систем электроснабжения проводят в соответствии с их действительным техническим состоянием (система РТС).

Для оценки действительного состояния трансформатора при его техническом обслуживании периодически проводятся профилактические проверки, измерения, испытания, диагностирование. При обнаружении явных или прогнозировании развивающихся дефектов, которые могут привести к отказу трансформатора планируется вывод его в ремонт.

Предварительно проводится ряд организационно-технических мероприятий, обеспечивающих четкое выполнение ремонтных работ: подготовка помещения (площадки), грузоподъемных механизмов, оборудования, инструментов, материалов, запасных частей. Кроме того, составляются ведомость объема работ и смета, которые являются исходными документами для определения трудовых и денежных затрат, сроков ремонта, потребности в материалах.

Любой ремонт трансформатора, связанный с разгерметизацией и выемкой активной части относится к капитальному. В зависимости от состояния активной части различают:

капитальный ремонт без замены обмоток;

капитальный ремонт с частичной или полной заменой обмоток, но без ремонта магнитной системы;

капитальный ремонт с заменой обмоток и частичным или полным ремонтом магнитной системы.

Ремонт трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А выполняется, как правило, на специализированных ремонтных предприятиях. Ремонт трансформаторов большей мощности, у которых затраты на транспортировку могут превосходить стоимость ремонта, выполняется непосредственно на подстанциях. В этом случае персонал специализированного ремонтного предприятия выезжает к месту установки трансформатора.

По завершению ремонта активная часть трансформатора промывается сухим трансформаторным маслом. Для старого электрооборудования со сроком службы более 25 лет следует использовать интенсивную промывку активной части, добавляя в промывочное масло специальные присадки, обладающие повышенной растворяющей способностью. Это позволяет интенсифицировать процесс выделения из изоляции и активной части трансформатора воды, механических примесей, продуктов старения масла и твердых изоляционных материалов, что положительно сказывается на характеристиках изоляции.

Твердая изоляция обмоток трансформатора обладает гигроскопичностью. В период выполнения ремонтных работ на открытой активной части изоляция обмоток впитывает влагу из окружающей среды. Поэтому по окончании ремонта возникает вопрос о необходимости *сушки* изоляции обмоток трансформатора.

Трансформаторы, у которых при ремонте выполнялась полная или частичная замена обмоток, подлежат обязательной сушке. Трансформаторы, прошедшие ремонт без замены обмоток, могут быть включены в работу без сушки изоляции при условиях, что:

характеристики изоляции не выходят за пределы нормированных значений;

продолжительность пребывания активной части на открытом воздухе $T_{откр}$ при определенной его влажности не превышает значений, приведенных в табл. 4.1.

Сушка изоляции осуществляется ее нагреванием в вакуумных шкафах, сухим горячим воздухом в специальных камерах, в собственном баке (без масла).

Вакуум ускоряет испарение влаги и облегчает условия ее выделения из изоляции. Предварительно нагретую активную часть трансформатора помещают в вакуумный шкаф. Выдерживая определенный режим температуры и вакуума, проводят сушку изоляции. Этот способ сушки достаточно сложный, требует значительных затрат и применяется, как

правило, на заводах-изготовителях трансформаторов и крупных ремонтных предприятиях.

При сушке изоляции сухим нагретым воздухом активную часть трансформатора помещают в теплоизолированную и защищенную изнутри от возгорания камеру. В нижнюю часть камеры с помощью воздуходувки подается нагретый сухой воздух, удаляемый через вытяжное отверстие в верхней части камеры.

Одним из наиболее распространенных в эксплуатации является способ сушки изоляции в собственном баке без масла с применением вакуума, допустимого для конструкции бака. На поверхности бака 1 (рис. 9.6) размещается намагничивающая обмотка 2, подключаемая к источнику переменного напряжения $\sim U$. Между баком и обмоткой прокладывается слой теплоизоляции (асбест или стеклоткань).

При протекании по обмотке переменного тока в стальных конструкциях трансформатора возникает переменный магнитный поток. Токи, индуцируемые этим потоком, нагревают трансформатор. Влага из изоляции обмоток испаряется.

В отверстие в крышке бака трансформатора вставляется вытяжная труба 3, через которую пары влаги вытягиваются в приемник конденсата 5 вакуум-насосом 4. Этот насос создает внутри бака разряжение, допустимое для данной конструкции бака.

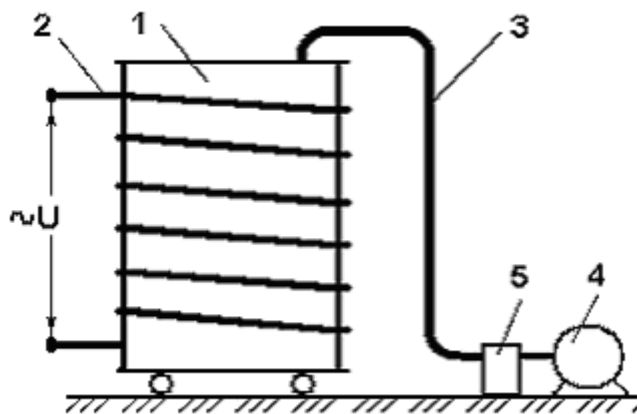


Рис. 9.6. Принципиальная схема сушки изоляции трансформатора

В [9, 10] приводятся аналитические выражения для расчета параметров намагничивающей обмотки.

При всех способах сушки с помощью термодатчиков контролируется температура активной части трансформатора, которая должна быть в пределах $95 \dots 105^\circ\text{C}$.

В процессе сушки периодически измеряется сопротивление изоляции. При проведении измерений питание намагничивающей

обмотки отключается. Сушка заканчивается, если сопротивление изоляции на протяжении 6 часов остается неизменным.

Все работы, выполненные при капитальном ремонте трансформатора, принимаются по акту, к которому прилагается техническая документация по ремонту. Акты со всеми приложениями хранятся в паспорте трансформатора.

9.9. Испытания трансформаторов после капитального ремонта

При эксплуатации наиболее полные измерения и испытания трансформатора проводятся после выполнения его капитального ремонта с целью проверки качества ремонта, а также с целью проверки характеристик трансформатора на соответствие требованиям нормативных документов.

Программа испытаний трансформаторов имеет следующее содержание:

1. Определение характеристик изоляции обмоток.
2. Испытания изоляции обмоток повышенным напряжением.

Пп. 1 и 2 подробнее рассмотрены ниже.

3. Испытания повышенным напряжением изоляции элементов магнитопровода и вторичных цепей защитной и измерительной аппаратуры. Эта изоляция испытывается относительно заземленных частей трансформатора напряжением 1 кВ в течение 1 мин.

4. Измерения сопротивлений обмоток постоянному току. Эти измерения проводятся для выявления дефектов в паяных соединениях обмоток и контактах переключающих устройств.

Измерения производятся на всех ответвлениях РПН. Сопротивления разных фаз на соответствующих ответвлениях должны отличаться между собой не более чем на 2%.

5. После ремонта, связанного с частичной или полной заменой обмоток выполняется проверка коэффициентов трансформации. Коэффициенты трансформации разных фаз на соответствующих ответвлениях должны отличаться между собой или от данных завода-изготовителя не более чем на 2%. Для трансформаторов с РПН это отличие не должно превышать значения ступени регулирования.

Измерения проводятся методом двух вольтметров класса точности не ниже 0,5 при подаче напряжения 380/220 В на обмотку более высокого напряжения и разомкнутой обмотке низкого напряжения.

6. После ремонта, связанного с частичной или полной заменой обмоток проверяется группа соединений обмоток.

Измерения проводят с помощью источника постоянного тока (аккумулятора), подключаемого поочередно к выводам *A-B*, *B-C* и *C-A* первичной обмотки. Плюс источника подают на вывод, обозначенный первым. В каждом случае на выводах *a-b*, *b-c* и *c-a* вторичной обмотки

контролируется показание магнитоэлектрического вольтметра (вольтметр с нулем посередине шкалы). Плюс вольтметра подключают на вывод, обозначенный первым. По совокупности показаний вольтметра судят о группе обмоток.

В табл. 9.5 приведены знаки отклонения стрелки вольтметра для различных групп обмоток трансформатора. Знак 0 соответствует отсутствию отклонения стрелки.

Т а б л и ц а 9.5

Питание подано к выводам	Отклонение стрелки вольтметра, подключенного к выводам					
	<i>a-b</i>	<i>b-c</i>	<i>c-a</i>	<i>a-b</i>	<i>b-c</i>	<i>c-a</i>
	Группа обмоток 12 (0)			Группа обмоток 11		
<i>A-B</i>	+	-	-	+	0	-
<i>B-C</i>	-	+	-	-	+	0
<i>C-A</i>	-	-	+	0	-	+

7. Измерение тока и потерь холостого хода проводятся у трансформаторов мощностью более 1000 кВ·А (опыт холостого хода). Эти измерения проводятся с целью выявления витковых замыканий в обмотках, замыканий в элементах магнитопровода и замыканий магнитопровода на бак трансформатора.

Опыт холостого хода проводится, как правило, при напряжении 380/220 В, подаваемом на обмотку низшего напряжения. Остальные обмотки трансформатора разомкнуты. В опыте используются три прибора: вольтметр – для измерения напряжения, амперметр – для измерения тока холостого хода, ваттметр – для измерения потерь активной мощности.

Полученные значения тока и потерь холостого хода нет необходимости приводить к номинальному напряжению. Эти параметры сопоставляются с данными завода-изготовителя или приемо-сдаточных испытаний, проведенных на таком же напряжении.

8. Испытание бака трансформатора на герметичность проводится гидравлическим давлением столба масла высотой $h = 0,6$ м над уровнем заполненного расширителя или созданием избыточного давления 10 кПа в надмасляном пространстве расширителя. Продолжительность испытаний не менее 3 ч. Температура масла должна быть не ниже +10°C. При испытаниях не должно быть течи масла.

9. Испытания трансформаторного масла.

10. Испытание трансформатора включением толчком на номинальное напряжение. В процессе 3...5 - кратного включения не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформатора. Одним из показателей состояния

трансформатора служит характер издаваемого им шума. Не должно быть потрескиваний внутри бака; гудение должно быть равномерным без периодических изменений уровня или тона.

11. Испытания трансформатора под нагрузкой в течение 24 ч.

9.10. Характеристики изоляции обмоток трансформатора

При приложении к изоляции напряжения в ней происходят процессы поляризации и проводимости, имеют место диэлектрические потери. Эти процессы определяют характеристики изоляции, ее состояние. Для достоверной оценки состояния изоляции (увлажнения, загрязнения, старения) измеряется совокупность ее характеристик, поскольку недостатки одних измерений компенсируются преимуществами других.

Поляризация - это ограниченное смещение находящихся в изоляции связанных противоположных зарядов, происходящее под действием электрического поля. Реальные изоляционные материалы обладают несколькими видами поляризации, но преобладающим является какой-то один ее вид. У полярных диэлектриков, к которым относится изоляция обмоток трансформаторов, преобладает дипольно-релаксационный вид поляризации. Этот замедленный (инерционный) вид поляризации, продолжающийся десятки секунд, называется *абсорбцией*, а сопровождающий это явление ток - током абсорбции.

Изменение тока абсорбции во времени при приложении к изоляции постоянного напряжения показано на рис. 9.7,а кривой 1. По мере завершения смещения связанных противоположных зарядов происходит спад этого тока. Установившееся значение тока утечки $i_{ут}$ через изоляцию определяется ее объемной и поверхностной *проводимостью* (сопротивлением).

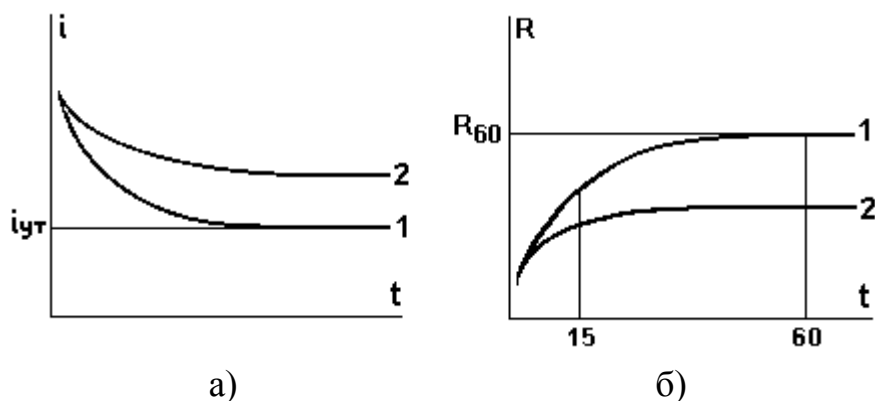


Рис. 9.7. Изменение тока абсорбции (а) и сопротивления изоляции (б) при приложении к ней постоянного напряжения

Переходный процесс спада тока абсорбции можно представить увеличением сопротивления изоляции R во времени (кривая 1 рис. 9.7,б). Сопротивление изоляции измеряется мегаомметром, отсчет сопротивления производится приблизительно через 60 секунд. Этого времени, как правило, достаточно для завершения процесса абсорбции. Итак, одной из характеристик изоляции является установившееся значение ее сопротивления, обозначаемое R_{60} . Очевидно, чем больше сопротивление R_{60} , тем выше качество изоляции.

Наименьшие допустимые сопротивления изоляции обмоток масляных трансформаторов при температуре $10...30^{\circ}\text{C}$ составляют:

$R_{60}=300$ МОм - для трансформаторов напряжением до 35 кВ ;

$R_{60}=600$ МОм - для трансформаторов напряжением 110 кВ;

R_{60} - не нормируется для трансформаторов напряжением 220 кВ.

Допустим, что кривые 1 рис. 9.7,а и б соответствуют нормальной сухой изоляции. При увлажнении (загрязнении, старении) изоляции ее характеристики ухудшаются: ток утечки возрастает, сопротивление изоляции R_{60} уменьшается (кривые 2 рис. 9.7, а и б).

Выполняя отсчет сопротивления изоляции по мегаомметру для двух моментов времени t_1 и t_2 и сопоставляя между собой сопротивления R_{t_1} и R_{t_2} , можно судить, в частности, об увлажнении изоляции. Обычно принимается $t_1=15$ с, а $t_2=60$ с, а отношение R_{60}/R_{15} называется коэффициентом абсорбции. Из кривых 1 и 2 рис. 9.7,б видно, что для влажной изоляции коэффициент абсорбции будет меньше, чем для сухой.

Для нормальной изоляции коэффициент абсорбции, измеренный при температуре $10...30^{\circ}\text{C}$, должен быть не менее 1,3 [1].

В соответствии с характером зависимостей, приведенных на рис. 9.7,б, реальную изоляцию можно представить схемой замещения, показанной на рис. 9.8,а.

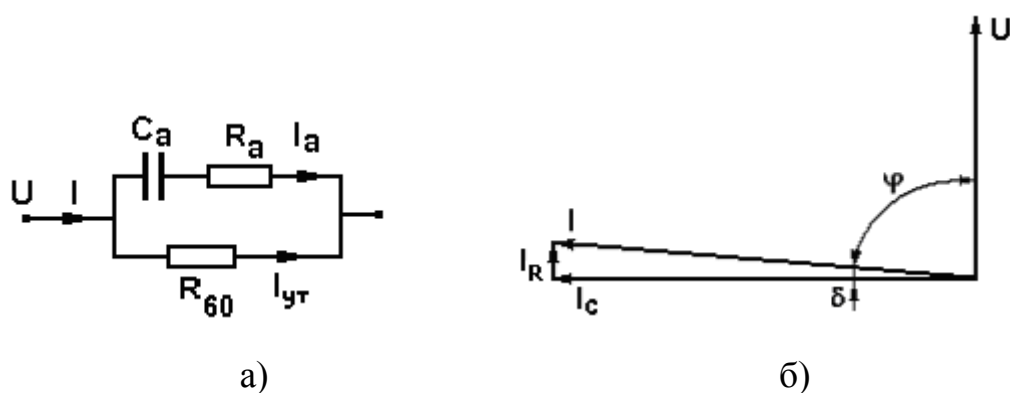


Рис. 9.8. Схема замещения изоляции (а) и векторная диаграмма напряжения и токов (б)

Ветвь $R_a C_a$ характеризует инерционность явления абсорбции, ветвь R_{60} - сопротивление изоляции после завершения смещения всех связанных противоположных зарядов.

При приложении к изоляции переменного напряжения U по ней протекает полный ток I , состоящий из тока абсорбции I_a и тока утечки $I_{ут}$. Этот полный ток в соответствии с векторной диаграммой рис. 9.8,б можно разложить на активную I_R и емкостную I_C составляющие. Произведение UI_R определяет потери активной мощности в изоляции. Эти потери, идущие на нагревание изоляции, называются *диэлектрическими потерями*.

Отношение $I_R / I_C = \operatorname{tg} \delta$ называется *тангенсом угла диэлектрических потерь* и характеризует стойкость изоляции по отношению к тепловому пробую, а также увлажнение изоляции и общее ее старение. Чем меньше $\operatorname{tg} \delta$, тем выше качество изоляции.

Наибольшие допустимые значения $\operatorname{tg} \delta$, %, при температуре обмоток 10...30°C для масляных трансформаторов составляют:

$\operatorname{tg} \delta = 2,5\%$ - для трансформаторов напряжением 35 кВ, мощностью более 10000 кВ·А;

$\operatorname{tg} \delta = 2,5\%$ - для трансформаторов напряжением 110 кВ;

$\operatorname{tg} \delta = 1,3\%$ - для трансформаторов напряжением 220 кВ.

Потери активной мощности в изоляции в соответствии с обозначениями векторной диаграммы (рис. 9.8,б) определяются как

$$\Delta P = UI_R = UI \cos \varphi = UI_C \operatorname{tg} \delta. \quad (9.24)$$

Поскольку реальные значения $\operatorname{tg} \delta$ относительно малы, можно полагать, что $I_C \cong I$. Тогда выражение (5.24) можно записать в виде

$$\Delta P \cong UI \operatorname{tg} \delta. \quad (9.25)$$

Из последнего выражения следует, что

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\Delta P}{UI}. \quad (9.26)$$

Таким образом, $\operatorname{tg} \delta$ можно измерить по схеме с тремя измерительными приборами: ваттметром для измерения потерь активной мощности ΔP , вольтметром для измерения приложенного к изоляции напряжения U и амперметром для измерения протекающего через изоляцию тока I . Этот метод измерения достаточно прост, но точность измерений невелика. Более точное измерение $\operatorname{tg} \delta$ выполняют с помощью специальных высоковольтных мостов.

Измерение характеристик изоляции (R_{60} , R_{60}/R_{15} , $\operatorname{tg} \delta$) проводят для всех обмоток трансформатора. В частности, для двухобмоточного трансформатора измерения характеристик изоляции проводят по схеме:

- измерения на обмотке НН - заземлены обмотка ВН и бак;
- измерения на обмотке ВН - заземлены обмотка НН и бак;
- измерения на обмотках НН+ВН - заземлен бак.

9.11. Испытания изоляции повышенным напряжением

При эксплуатации испытания повышенным напряжением промышленной частоты проводят для проверки электрической прочности изоляции трансформаторных обмоток напряжением до 35 кВ. Испытанию повышенным напряжением должны предшествовать тщательный осмотр и оценка состояния изоляции другими методами.

Испытательное напряжение прикладывают к изоляции в течение времени, достаточного, чтобы в месте дефекта изоляции произошел пробой, и недостаточного для пробоя нормальной изоляции. Длительность испытания составляет, как правило, 1 мин. При большем времени может иметь место повреждение изоляции при отсутствии в ней дефектов.

Трансформаторы, предназначенные для эксплуатации в электроустановках, подверженных воздействию атмосферных перенапряжений, испытываются по нормам для нормальной изоляции; трансформаторы, предназначенные для эксплуатации в электроустановках, не подверженных воздействию атмосферных перенапряжений, испытываются по нормам для облегченной изоляции (табл. 9.6).

Испытаниям подвергается каждая обмотка трансформатора. Напряжение прикладывается к испытываемой обмотке, выводы которой замкнуты накоротко; остальные обмотки трансформатора также замыкаются накоротко и заземляются вместе с баком трансформатора. Принципиальная схема испытаний приведена на рис. 9.9.

Т а б л и ц а 9.6

$U_{\text{ном}}$ обмотки, кВ	до 1	3	6	10	20	35
$U_{\text{исп}}$ для нормальной изоляции, кВ	4,3	15,3	21,3	29,8	46,8	72,3
$U_{\text{исп}}$ для облегченной изоляции, кВ	2,6	8,5	13,6	10,4	42,5	-

Автоматический выключатель QF предназначен для быстрого отключения установки при пробое или перекрытии изоляции объекта T . Автотрансформатор AT предназначен для плавного подъема напряжения. Контроль режима установки осуществляется амперметром

A и вольтметром V . Видимый разрыв при обслуживании установки создается рубильником QS .

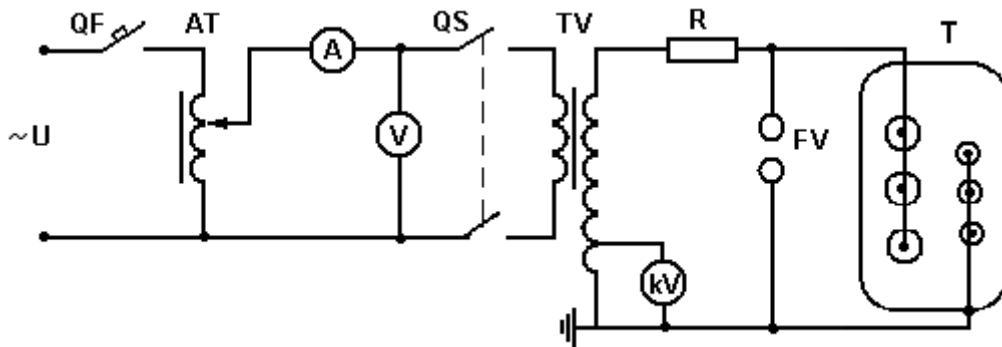


Рис. 9.9. Принципиальная схема испытания изоляции повышенным напряжением

Испытательный трансформатор TV повышает напряжение до требуемого уровня. Контроль испытательного напряжения осуществляется киловольтметром kV . Разрядник FV (как правило, шаровый) защищает объект от случайного недопустимого повышения испытательного напряжения. Резистор R ограничивает ток при пробое или перекрытии изоляции объекта.

Испытательное напряжение должно подниматься плавно со скоростью, допускающей визуальный контроль по измерительным приборам, и по достижении установленного значения поддерживаться неизменным в течение времени испытания. После этого напряжение плавно снижается до значения не более одной трети испытательного и отключается.

Под временем испытания подразумевается время приложения полного испытательного напряжения.

Изоляцию считают выдержавшей испытания, если не произошло ее пробоя, не наблюдалось ощутимых на слух потрескиваний и разрядов, выделения газа и дыма, резких изменений показаний измерительных приборов.

Продольная изоляция обмоток (изоляция между витками, катушками, слоями обмоток) испытывается повышенным напряжением, индуцированным в самом трансформаторе. При этих испытаниях к одной из обмоток трансформатора прикладывается двойное номинальное напряжение повышенной частоты 100...400 Гц. Остальные обмотки трансформатора разомкнуты. Длительность испытания 1 мин. Повышение частоты необходимо для избежания чрезмерного увеличения намагничивающего тока и индукции в трансформаторе при приложении к его обмотке двойного напряжения.

10. Эксплуатация оборудования распределительных устройств

10.1. Распределительные устройства

Осмотры распределительных устройств (РУ) проводятся со следующей периодичностью:

на объектах с постоянным дежурством персонала – не реже 1 раза в сутки и не реже 1 раза в месяц в темное время суток для выявления разрядов и коронирования;

на объектах без постоянного дежурства персонала – не реже 1 раза в месяц.

Дополнительные осмотры проводятся при неблагоприятной погоде (туман, сильный мокрый снег, гололед). Объекты в зонах интенсивного загрязнения также должны осматриваться дополнительно.

При осмотрах РУ проверяют:

уровень масла, его температуру и отсутствие течи в маслonaполненном оборудовании;

состояние контактных соединений ошиновки;

состояние изоляции (загрязненность, наличие трещин, сколов, следов выпадения росы);

соответствие указателей положения коммутационных аппаратов их действительному положению;

состояние открыто проложенных проводников заземляющего устройства;

действие устройств подогрева оборудования в холодное время года.

наличие средств пожаротушения, переносных заземлений и других защитных средств, медицинской аптечки первой помощи.

При осмотрах закрытых РУ дополнительно проверяют:

состояние помещения, отопления, вентиляции, освещения, состояние кровли или междуэтажных перекрытий, наличие и исправность дверей и замков.

В элегазовых РУ дополнительно проверяют влажность и давление элегаза в оборудовании, концентрацию элегаза в помещении закрытых РУ.

Замеченные при осмотрах дефекты и неисправности должны быть устранены при ближайшем ремонте, дефекты аварийного характера должны устраняться в кратчайшие сроки.

Загрязнение поверхности изоляторов оборудования РУ наибольшую опасность представляет при морозящем дожде, тумане или выпадении росы, когда загрязняющий слой становится проводящим. Это может привести к возникновению разрядов на поверхности изоляторов и их перекрытию. Поэтому важно своевременно очищать изоляцию РУ от

загрязнений и обрабатывать изоляторы гидрофобными пастами, обладающими водоотталкивающими свойствами.

Все трущиеся части механизмов коммутационных аппаратов и их приводов должны периодически смазываться. Используются смазки, эффективно работающие при низких температурах.

Устройства электроподогрева приводов коммутационных аппаратов, шкафов управления, релейной защиты и автоматики должны работать, как правило, в автоматическом режиме включения и отключения.

При эксплуатации РУ выполняют следующие общие для всего оборудования профилактические измерения и испытания:

1. Измерение сопротивления основной изоляции оборудования (изоляции первичных цепей) мегаомметром на 2500 В; это сопротивление должно быть не меньше значений, приведенных в табл. 10.1.

Т а б л и ц а 10.1

Сопротивление изоляции, МОм, при номинальном напряжении, кВ		
До 10	20...150	220
300	1000	3000

2. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей мегаомметром на 1000 В; это сопротивление должно быть не меньше 1 МОм;

3. Испытание основной изоляции оборудования повышенным напряжением в течение 1 мин. Величины испытательных напряжений приведены в табл. 10.2.

Т а б л и ц а 10.2

$U_{\text{ном}}$ РУ, кВ	до 1	3	6	10	20	35
$U_{\text{исп}}$ для фарфоровой изоляции, кВ	1	24	32	42	65	95
$U_{\text{исп}}$ для органической изоляции, кВ	1	21,6	28,8	37,7	58,5	85,5

4. Испытание изоляции вторичных цепей проводится напряжением 1 кВ в течение 1 мин.

5. Тепловизионный контроль оборудования РУ.

Ремонт оборудования РУ осуществляется по мере необходимости с учетом результатов осмотров и профилактических испытаний.

10.2. Шины распределительных устройств

При осмотре шин распределительных устройств визуально оценивается состояние изоляторов – отсутствие трещин, сколов, степень загрязнения. Непосредственно у шин главное внимание уделяется контактным соединениям, которые выполняются разборными (болтовыми) и неразборными (сварными).

В процессе эксплуатации болтового контактного соединения его переходное сопротивление возрастает вследствие окисления поверхностей соприкосновения и ослабления контактного давления под воздействием окружающей среды, механических нагрузок, токов нагрузки и коротких замыканий. При возрастании переходного сопротивления температура контактного соединения увеличивается, окислительные процессы ускоряются, вызывая еще большее увеличение переходного сопротивления. В конечном итоге происходит выгорание контактного соединения.

Состояние контактного соединения может определяться визуально. Потемнение поверхности, искрение, испарение влаги при дожде и снеге указывают на повышенную температуру контактного соединения.

Более точно состояние контактного соединения определяют путем измерения переходного сопротивления $R_{кc}$, или температуры контактного соединения $\Theta_{кc}$. Результаты измерений сравнивают с сопротивлением $R_{ш}$ целого участка шины, равного длине контактного соединения. Для болтовых контактных соединений шин должно выполняться условие

$$R_{кc} \leq 1,2 R_{ш}. \quad (10.1)$$

Температура $\Theta_{кc}$ не должна превышать 90°C .

Переходное сопротивление измеряют с помощью микрометров или двойных мостов. Для температурного контроля контактных соединений применяют термопленки, пирометры, тепловизоры и другие средства измерения. В частности, термопленки, наклеивают на контактные соединения и по цвету пленки определяют его температуру. При температуре до 50°C пленка имеет красный цвет, при 60°C – вишневый, при 80°C – темно-вишневый, при 100°C – черный, выше 110°C – светло-желтый. При температурах $100...110^{\circ}\text{C}$ пленка разрушается и ее цвет при охлаждении контакта не восстанавливается. Принципы измерения температуры пирометрами и тепловизорами изложены ниже.

При неудовлетворительном состоянии разборного контактного соединения ($R_{кc} > 1,2 R_{ш}$; $\Theta_{кc} > 90^{\circ}\text{C}$) его подвергают ревизии: разбирают, зачищают, сдирая окисную пленку, смазывают

нейтральными смазками и вновь собирают. Зачистка контактных поверхностей выполняется напильником, но не наждачной бумагой. Последняя оставляет на контакте частицы абразива, ухудшающие состояние контакта.

Неразборные (сварные) контактные соединения являются более надежными в работе. В сварных контактных соединениях шин не должно быть трещин, прожогов, непроваров шва более 10% его длины. При правильно выполненной сварке эти контактные соединения практически не нуждаются в дальнейшем обслуживании.

10.3. Коммутационные аппараты

Осмотры коммутационных аппаратов проводятся при осмотрах РУ; внеочередные осмотры *выключателей* - после отключения тока короткого замыкания. При осмотрах обращают внимание на нагрев и состояние наружных контактных соединений, крепление выключателя и привода, состояние и степень загрязнения изоляции, исправность цепи заземления.

У масляных выключателей контролируются уровень масла, отсутствие его утечек, температура и степень загрязненности масла.

В многообъемных (баковых) масляных выключателях бак заливается маслом не полностью, под крышкой остается воздушная подушка, предназначенная для демпфирования резкого повышения давления газов, выделяющихся в процессе гашения дуги.

При высоком уровне масла демпфирующий эффект уменьшается и бак выключателя может быть разорван высоким давлением газов. При низком уровне масла выходящие в воздушную подушку газы (главным образом, водород) не успевают охладиться в тонком слое масла и способны вызвать взрыв смеси водорода с воздухом (гремучей смеси).

С понижением температуры вязкость масла увеличивается, заметно влияя на временные характеристики выключателя. Поэтому при понижении температуры окружающей среды ниже -25°C должны автоматически включаться устройства электроподогрева масляных выключателей.

Загрязнение и увлажнение масла при эксплуатации вызывает снижение его электрической прочности. У многообъемных выключателей напряжением 110 кВ и выше испытания масла на электрическую прочность проводятся при выполнении выключателями предельно допустимого числа коммутаций токов короткого замыкания или нагрузки; у многообъемных выключателей напряжением до 35 кВ и малообъемных выключателей всех напряжений масло подлежит замене после выполнения выключателями предельно допустимого числа коммутаций. Предельно допустимое число коммутаций указывается предприятиями-изготовителями в инструкциях по эксплуатации.

У воздушных выключателей контролируются утечки и давление сжатого воздуха; у элегазовых выключателей – утечки, давление и влажность элегаза.

Следует отметить, что масляные и воздушные выключатели имеют низкую надежность, небольшой коммутационный ресурс, пожароопасность (у масляных выключателей), высокую трудоемкость ремонта и обслуживания. Поэтому в настоящее время при строительстве новых и реконструкции существующих объектов устанавливаются элегазовые и вакуумные выключатели, обладающие более высокими техническими характеристиками.

Профилактические измерения и испытания силовых выключателей различного конструктивного исполнения регламентируются [1,14]. В частности, в программу испытаний выключателей любой конструкции входят:

1. Измерение сопротивления постоянному току контактной системы выключателя с проверкой соответствия величины этого сопротивления данным предприятия-изготовителя;

2. Проверка срабатывания привода при пониженном напряжении; минимальное напряжение срабатывания электромагнитов управления должно быть не менее $0,65U_{ном}$ ($0,7U_{ном}$) при переменном (постоянном) токе;

3. Измерение скоростных характеристик выключателя (времени включения и отключения) с проверкой соответствия этих характеристик данным предприятия-изготовителя;

4. Опробование в циклах О-В и О-В-О выключателей, предназначенных для работы в цикле АПВ.

Основное внимание при осмотрах *разъединителей* обращают на состояние контактов и изоляции. Ослабление контактного давления, окисление и загрязнение контактов приводит к увеличению переходного сопротивления и, как следствие, к повышенному нагреву контактов, и даже их выгоранию. При наличии на контактах следов оплавления и других небольших дефектов контакты зачищают и смазывают тонким слоем технического вазелина. При значительных повреждениях контактов их заменяют новыми.

При включении *разъединителей* не должно быть удара одного контакта о другой – оси контактов должны совпадать. Полюса *разъединителя* должны замыкаться и размыкаться одновременно. Проверка выполняется медленным включением *разъединителя* до момента соприкосновения контактов одного из полюсов. После этого замеряются зазоры между контактами других полюсов, которые не должны превышать 3 мм. Наличие отмеченных недостатков устраняется специальными регулировками при обслуживании *разъединителей*.

Изоляция разъединителей, особенно наружной установки, работает в тяжелых условиях. Помимо рабочего напряжения и перенапряжений на нее действуют механические нагрузки, обусловленные работой аппарата, тяжением ошиновки, гололедом. Загрязнение поверхности изоляторов разъединителей увеличивает вероятность ее перекрытия особенно в сырую погоду. При обнаружении трещин и сколов на изоляторах, значительном разрушении армирующих поясов аппарат следует вывести в ремонт.

Измерения и испытания разъединителей включают в себя следующие виды работ:

1. Измерение сопротивления постоянному току контактной системы разъединителей; омические сопротивления контактов для всех классов напряжения не должны превышать значений, приведенных в табл. 10.3.

Т а б л и ц а 10.3

Номинальный ток, А	600	1000	1500...2000
Сопротивление, мкОм	175	120	50
Усилие, Н	~200	~400	~400

2. Измерение усилия вытягивания одного контакта из другого; этим измерением проверяется контактное давление; измерения проводятся при отсутствии на контактах смазки; усилие вытягивания должно соответствовать нормам, указанным в табл. 10.3.

3. Проверка работы многократным включением и отключением при номинальном напряжении на выводах электромагнитов управления и электродвигателей приводов;

4. Проверка работы механических блокировок, которые не должны позволять:

оперирование главными ножами разъединителя при включенных заземляющих ножах;

оперирование заземляющими ножами при включенных главных ножах.

5. У короткозамыкателей определяется время включения, у отделителей – время отключения. Эти временные характеристики должны соответствовать нормам завода-изготовителя.

10.4. Измерительные трансформаторы

Трансформаторы тока (ТТ). При осмотрах проверяется состояние контактных соединений, состояние изоляции, заземление вторичных обмоток, уровень и отсутствие течи масла у маслонаполненных ТТ.

При понижении уровня масла до 10% от общего объема доливается сухое масло до требуемого уровня. При большем понижении уровня масла необходима сушка изоляции ТТ.

Сушка изоляции ТТ напряжением до 10 кВ выполняется нагрузочным первичным (или вторичным) током, превышающим приблизительно на 20% номинальный ток. Схема сушки изоляции ТТ первичным нагрузочным током с использованием сварочного трансформатора T показана на рис. 10.1,а .

Сушка продолжается 15...18 ч и заканчивается при стабильности в течение 3...4 ч сопротивления изоляции.

Сушку изоляции ТТ напряжением 35...110 кВ проводят в сушильных камерах горячим воздухом при температуре не более 70°С в течение 8...10 ч.

Перед подключением ТТ после сушки или других работ по обслуживанию проверяется полярность обмоток. Во вторичную обмотку включается милливольтметр mV магнитоэлектрической системы (рис. 10.1,б). Первичная обмотка замыкается рубильником QS на источник постоянного тока напряжением 3...12 В. Если при включении рубильника стрелка mV отклоняется вправо (а при отключении - влево), то положительный полюс источника и положительный полюс mV подключены к одноименным выводам (к началам или концам) обмоток.

При эксплуатации ТТ особое внимание уделяют *заземлению вторичных обмоток* трансформатора и отсутствию обрыва вторичной цепи. Заземление вторичных обмоток необходимо для защиты обслуживающего персонала от первичного напряжения при пробое изоляции между первичной и вторичной обмотками.

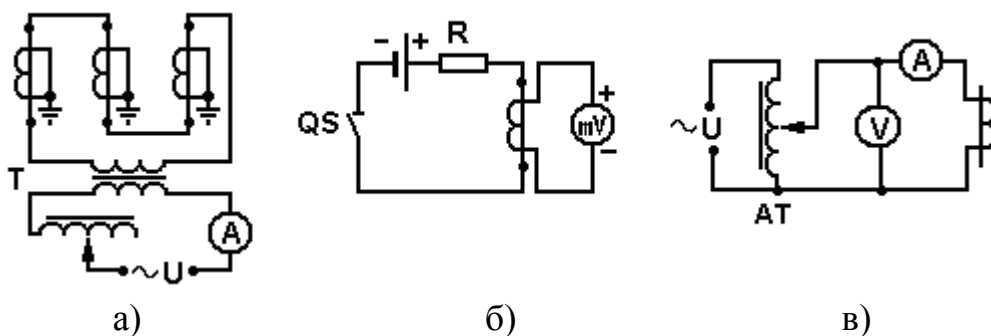


Рис. 10.1. Схемы сушки изоляции (а), определения полярности обмоток (б) и снятия характеристики намагничивания ТТ (в)

Нормальный режим работы ТТ близок к короткому замыканию вторичной обмотки. Разрыв вторичной цепи приводит к перенапряжению на вторичной обмотке и повреждению ее изоляции. Перед заменой во вторичной цепи измерительных приборов или устройств релейной защиты предварительно следует шунтировать (закоротить) вторичную обмотку ТТ.

При эксплуатации ТТ выполняются следующие проверки, измерения и испытания:

для оценки состояния изоляции обмоток измеряется ее $\text{tg}\delta$, предельные значения которого указаны в табл. 10.4;

Т а б л и ц а 10.4

Тип изоляции	Значение $\text{tg}\delta$,%, при напряжении ТТ, кВ			
	3-10	20-35	110	220
Бумажно-бакелитовая	12	8	5	-
Бумажно-масляная	-	4,5	3,0	1,5

для контроля изоляции витков вторичной обмотки ТТ снимается характеристика намагничивания (рис. 10.1,в); в паспорте ТТ, как правило, указываются параметры контрольной точки этой характеристики; при измерениях устанавливается напряжение, соответствующее контрольной точке, и измеряется ток намагничивания; при отсутствии витковых замыканий во вторичной обмотке ток намагничивания отличается от контрольного тока не более чем на 10%;

соответствие параметров ТТ паспортным данным проверяется измерением коэффициента трансформации; первичная обмотка ТТ нагружается током не менее 20% от номинального и измеряются первичный и вторичный токи; коэффициент трансформации определяется как отношение первичного тока к вторичному; отличие измеренного коэффициента трансформации от паспортного должно быть не более 2%;

для маслонаполненных ТТ напряжением 110...220 кВ проводится сокращенный анализ масла.

Трансформаторы напряжения (ТН). При осмотрах проверяют уровень масла и отсутствие его течи, состояние фарфоровых изоляторов, исправность армировочных швов, заземление вторичных обмоток, которое необходимо для защиты обслуживающего персонала от первичного напряжения при пробое изоляции между первичной и вторичной обмотками ТН.

При значительном понижении уровня масла проводится сушка изоляции ТН. Схема одного из способов сушки (нагрузочными токами) показана на рис. 10.2.

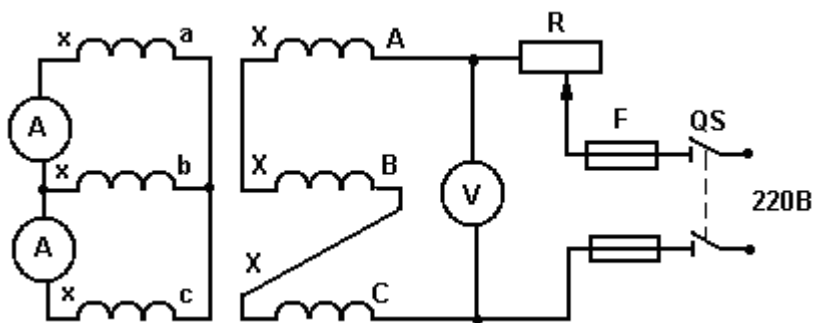


Рис. 10.2. Схема сушки изоляции ТН нагрузочными токами

Удаление влаги из изоляции осуществляется за счет тепла, выделяемого короткозамкнутой вторичной обмоткой. Вторичные токи, контролируемые амперметрами *A*, определяются мощностью ТН. Температура обмоток при сушке не должна превышать 85°C.

Режим работы ТН близок к режиму холостого хода. Вследствие этого повреждаемость ТН относительно мала. В эксплуатации наиболее характерными повреждениями являются витковые замыкания во вторичной обмотке. Выявление таких повреждений определяется измерением тока холостого хода. Для этого на вторичную обмотку ТН подается номинальное напряжение и измеряется ток этой обмотки при разомкнутой первичной обмотке. Результаты измерения тока холостого хода сопоставляются с паспортными данными ТН. Отличие результата измерений от паспортных данных более чем на 20% свидетельствует о наличии витковых замыканий. В этом случае ТН выводится в ремонт.

После выполнения ремонтных работ, связанных с заменой обмоток, проверяется коэффициент трансформации и группа соединения обмоток ТН.

При определении коэффициента трансформации на первичную обмотку ТН подается напряжение 380/220 В, вторичная обмотка разомкнута. Измеряются напряжения на первичной и вторичной обмотках. Коэффициент трансформации равен отношению измеренных напряжений на первичной и вторичной обмотках. Проверка группы соединения обмоток выполняется так же, как у силовых трансформаторов (см. табл. 9.5).

У ТН с дополнительной вторичной обмоткой, соединенной по схеме разомкнутого треугольника, измеряется напряжение на выводах этой обмотки в симметричных режимах работы сети с изолированной нейтралью. Измеренное напряжение не должно превышать 3% номинального. При однофазном замыкании в сети напряжение на дополнительной вторичной обмотке должно быть достаточным для срабатывания релейной защиты.

Состояние масла ТН оценивается по результатам сокращенного анализа.

10.5. Конденсаторные установки

Осмотр конденсаторных установок (КУ) без отключения должен проводиться не реже 1 раза в сутки в электроустановках с постоянным дежурством персонала и не реже 1 раза в месяц в установках без постоянного дежурства.

При осмотрах проверяют:

целостность и степень загрязнения изоляции;

состояние контактных соединений ошиновки;

отсутствие течи пропитывающей жидкости из корпусов конденсаторов;

состояние корпусов конденсаторов (отсутствие вздутия стенок корпусов);

состояние открыто проложенных проводников заземления.

Регулируемые КУ должны работать, как правило, в автоматическом режиме.

Контроль режима работы КУ выполняется измерением напряжения, тока, неравномерности нагрузки фаз. При повышении напряжения на КУ свыше 110% от номинального установка должна быть отключена. Токи в фазах должны отличаться не более чем на 5%.

После отключения КУ на конденсаторах сохраняется электрический заряд. Поэтому перед любым обслуживанием отключенной КУ производится *контрольный разряд* конденсаторов специальной изолирующей штангой с металлическим стержнем, хранящейся в помещении КУ.

Конденсаторы испытываются повышенным напряжением. Величины испытательных напряжений приведены в табл. 10.5.

Т а б л и ц а 10.5

$U_{\text{ном}}$, кВ	0,38	3,15	6,3	10,5
$U_{\text{исп}}$, кВ	2,1	15,8	22,3	30,0

Емкости конденсаторов не должны отличаться от паспортных данных более чем на $\pm 10\%$.

10.6. Аппараты защиты от перенапряжений

Осмотры вентильных разрядников (РВ) и нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН) проводятся при осмотрах оборудования РУ, а также после каждой грозы, вызвавшей работу релейной защиты на отходящих ВЛ.

При осмотрах РВ и ОПН, имеющих фарфоровые покрышки, особое внимание обращают на герметичность конструкции, так как проникновение влаги внутрь аппарата резко снижает надежность его работы. Признаками нарушения герметичности аппарата являются наличие сколов и трещин на фарфоровой покрышке, повреждения армировочных швов между фланцами и крышкой, а также ослабление уплотнений между фланцами многоэлементных аппаратов. При наличии указанных повреждений аппарат выводится в ремонт.

Аппараты с полимерной покрышкой лучше сохраняют герметичность конструкции, являются более надежными при эксплуатации.

Для предупреждения перекрытий РВ и ОПН необходимо следить за чистотой поверхности фарфоровой или полимерной покрышки, так как загрязнение значительно искажает распределение напряжения по поверхности покрышки и увеличивает вероятность перекрытия даже при номинальном напряжении установки.

Ежегодно перед наступлением грозового сезона должна проводиться проверка состояния защиты оборудования РУ от перенапряжений. У потребителей должны регистрироваться случаи грозовых отключений и повреждений оборудования. На основании полученных данных должна проводиться оценка надежности защиты, а при необходимости разрабатываться мероприятия по повышению ее надежности.

РВ и ОПН всех классов напряжений должны быть постоянно включены. В РУ допускается отключение на зимний период РВ, предназначенных для защиты только от грозовых перенапряжений.

В установках с вакуумными выключателями, как правило, должны быть предусмотрены мероприятия по защите оборудования (высоковольтных двигателей, конденсаторных установок) от коммутационных перенапряжений. Такая защита выполняется ОПН, которые устанавливаются в одной ячейке с выключателем.

Испытания РВ и ОПН включают в себя:

измерение сопротивления РВ и ОПН;

измерения токов проводимости РВ и ОПН;

измерение пробивного напряжения РВ.

Измерение сопротивления аппаратов выполняется мегаомметром и позволяет выявить увлажнение внутренних деталей, обрывы цепи шунтирующих резисторов и другие грубые дефекты.

Измерение тока проводимости позволяет выявить увлажнение внутренних деталей РВ и ОПН, ухудшение характеристик нелинейных резисторов ОПН при нарушении их герметичности. Измерения проводятся с помощью микро- или миллиамперметра при приложении к РВ или ОПН выпрямленного напряжения от испытательной установки.

Измерение пробивного напряжения РВ производится с целью определения состояния искровых промежутков и соответствия защитных характеристик разрядника требуемым нормам.

Т а б л и ц а 10.6

Разрядник	Сопротивление, МОм		Ток проводимости, мкА		Пробивное напряжение, кВ	
	не менее	не более	не менее	не более	не менее	не более
РВМ-6	100	250	120	220	14	19
РВМ-10	170	450	200	280	24	32
РВМ-20	1000	10000	500	700	45	59

Значения сопротивлений, токов проводимости и пробивных напряжений некоторых видов разрядников приведены в табл. 10.6.

10.7. Заземляющие устройства

Визуальные осмотры видимой части заземляющих устройств (ЗУ) должны проводиться не реже 1 раза в 6 месяцев. При осмотре оценивается состояние открыто проложенных заземляющих проводников, болтовых контактных соединений между заземляющими проводниками и оборудованием.

Осмотры с выборочным вскрытием грунта проводятся в местах ЗУ, наиболее подверженных коррозии, а также у мест заземления нейтралей трансформаторов, присоединений РВ и ОПН. Такие осмотры проводятся не реже 1 раза в 12 лет. Элемент ЗУ бракуется, если коррозией поражено более 50% его сечения. Результаты осмотров ЗУ с выборочным вскрытием грунта оформляются соответствующими актами.

Для определения технического состояния ЗУ проводятся следующие профилактические измерения:

сопротивлений болтовых соединений; сопротивление исправного болтового соединения должно быть не более 0,05 Ом;

напряжения прикосновения в электроустановках, ЗУ которых выполнено по нормам напряжения прикосновения; наибольшие напряжения прикосновения $U_{пр}$ при длительности их воздействия t не должны превышать норм, приведенных в табл. 10.7; промежуточные значения определяются линейной интерполяцией;

Т а б л и ц а 10.7

$U_{пр}, В$	500	400	200	130	100	65
$t, с$	0,1	0,2	0,5	0,7	1	5

Т а б л и ц а 10.8

Характеристика электроустановки	$R_{3У}$, Ом
110 кВ и выше, выполненные по нормам сопротивления	0,5
3-35 кВ с изолированной нейтралью	10
0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью с учетом повторных заземлений нулевого провода	4

удельного сопротивления грунта в районе ЗУ;
сопротивления ЗУ.

Сопротивления ЗУ в электроустановках различного напряжения не должны превышать значений, приведенных в табл. 10.8.

11. Тепловизионный контроль оборудования

11.1. Общие сведения о тепловизионном контроле объектов

В последние годы в электроэнергетике намечается тенденция к последовательному переходу от системы планово-предупредительных ремонтов к ремонтам по действительному техническому состоянию оборудования. Такой переход предопределяет внедрение и развитие различных методов диагностики состояния электрооборудования. Одним из таких методов является тепловизионный контроль электрооборудования.

Прежде чем перейти к тепловизионному контролю оборудования рассмотрим основные принципы измерения температуры объектов на расстоянии.

Как измеритель температуры общеизвестен термометр, измеряющий температуру объекта при прямом контакте с ним. Если необходимо измерить температуру объекта, непосредственный контакт с которым опасен или невозможен (гирлянда изоляторов ВЛ), контактный термометр не годится. Для такого измерения необходим *пирометр*.

Пирометр определяет температуру объекта по силе инфракрасного излучения, которое выделяет каждый объект. Инфракрасное излучение через объектив попадает на чувствительный элемент пирометра, который выдает напряжение, пропорциональное температуре источника излучения. Электронные преобразователи пирометра формируют на дисплее цифровую запись значения температуры. Пирометр измеряет температуру только в определенной точке объекта.

Для получения картины распределения температуры по всему объекту (трансформатору) требуется *тепловизор*, в котором чувствительный элемент быстро и автоматически перемещается по вертикали и горизонтали. В оперативной памяти тепловизора создается таблица из строк и столбцов (рис. 11.1), в каждой ячейке которой

находится информация о температуре одной точки объекта. Размер таблицы на рис. 11.1, показан упрощенно. В реальных тепловизорах количество ячеек намного больше. Например, в тепловизоре ThermaCAM E2 формируется таблица размером 160x120 ячеек.

После записи в памяти тепловизора информации о температурах точек объекта происходит создание изображения, в котором каждой точке с определенной температурой присваивается свой цвет: чем выше температура, тем ярче цвет.

Изображение передается на жидкокристаллический дисплей. Это изображение, напоминающее естественное изображение объекта, является искусственным, поскольку создано по температурам точек реального объекта.

Наличие связи тепловизора с персональным компьютером позволяет хранить полученную информацию в формате JPEG.

В рассмотренном на рис. 11.1 случае диапазон температур объекта составляет 10°C (20...30°C). Пусть в цветовой палитре имеется 10 цветов: первый цвет (нижний) – черный, второй цвет (следующий снизу) – более светлый, ..., десятый цвет (верхний) - белый. Все точки объекта с температурой от 20 до 21°C закрашиваются черным цветом, точки с температурой от 21 до 22°C – вторым цветом, ... , точки с температурой от 29 до 30°C закрашиваются десятым белым цветом. Такая раскраска выполняется специальной программой, заложенной в тепловизор.

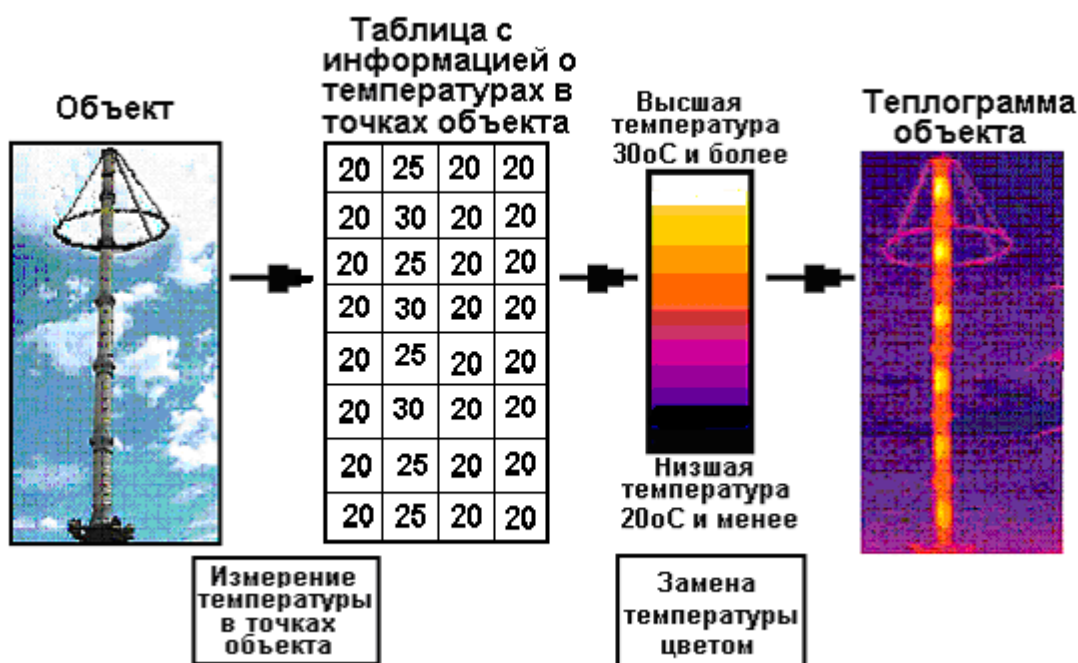


Рис. 11.1. Этапы получение термограммы объекта

Если разность температур различных точек объекта составляет 10°C, а в цветовой палитре 10 цветов, разрешающая способность

тепловизора составляет 1°C (каждому градусу соответствует свой цвет). Тепловизоры выполняются с различной разрешающей способностью и различным температурным диапазоном.

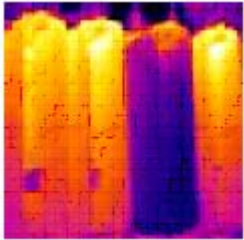
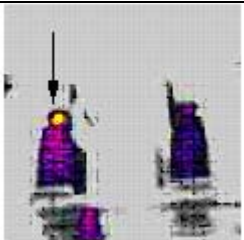
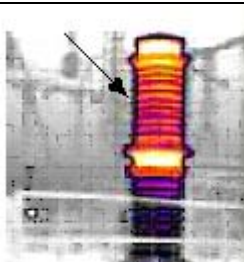
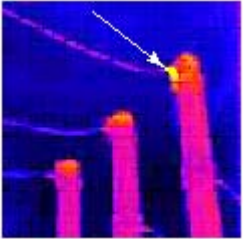
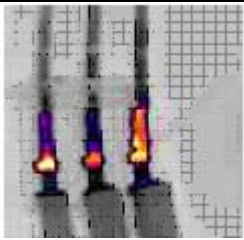
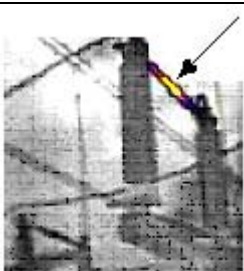
При тепловизионном контроле электрооборудования следует применять тепловизоры с разрешающей способностью $0,1\dots 0,2^{\circ}\text{C}$. Это означает, что две точки объекта с разностью температуры $0,1\dots 0,2^{\circ}\text{C}$ будут отличаться цветом. Верхний предел температурного диапазона тепловизора должен быть не менее 200°C , нижний — около 0°C .

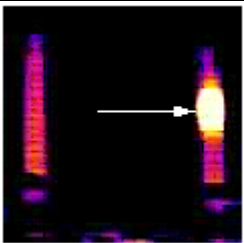
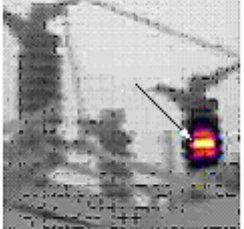


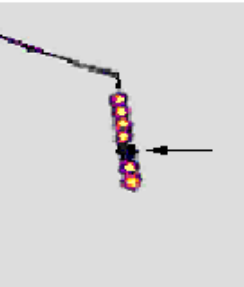
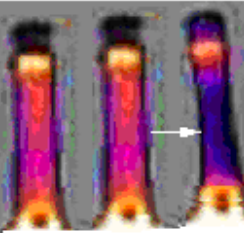
Искусственное изображение, несущее цветовую информацию о температурах различных точек объекта, называется *теплогаммой* объекта, а исследование объектов с помощью тепловизора — *тепловизионным контролем*.

11.2. Характерные теплогаммы оборудования с дефектами

Некоторые характерные теплогаммы электрооборудования с дефектами различного характера приведены в табл. 11.1. Эти теплогаммы получены в Мосэнерго и Тулэнерго при тепловизионном контроле электрооборудования и опубликованы в Интернете.

Т а б л и ц а 11.1

Оборудование	Теплограмма	Что наблюдается	Причина
Трансформатор		Отсутствие нагрева одного из радиаторов системы охлаждения	Забита шламом труба радиатора или закрыт вентиль
Трансформатор тока		Перегрев контактного соединения	Ослабление контактного соединения, увеличение переходного сопротивления
Трансформатор напряжения		Повышенный нагрев фарфоровой крышки	Витковое замыкание
Масляный выключатель		Перегрев контактного соединения	Ослабление контактного соединения, увеличение переходного сопротивления
Масляный выключатель		Перегрев контактных соединений	Ослабление контактных соединений, увеличение их переходных сопротивлений
Разъединитель		Перегрев контакта между ножами	Ослабление контактного давления и увеличение переходного сопротивления

Разъединитель		Нагрев части поверхности опорного изолятора	Трещина на корпусе опорного изолятора
Разъединитель		Нагрев части поверхности опорного изолятора	Трещина на корпусе опорного изолятора
Разрядник вентильный		Отсутствует нагрев фарфоровой крышки верхнего элемента	Верхний элемент разгерметизирован и залит водой
Вводы трансформатора		Перегрев фарфоровой крышки среднего ввода	tgδ масла во вводе более 10%
Гирлянда изоляторов		Отсутствие нагрева у третьего изолятора со стороны провода	Пробит изолятор
Вводы трансформатора		Отсутствие нагрева средней части у правого ввода	Нарушение циркуляции масла из-за разбухания бумажной изоляции остова или шламообразования

11.3. Тепловизионный контроль оборудования

Тепловизионный контроль оборудования РУ на напряжение до 35 кВ должен проводиться не реже 1 раза в 3 года, для оборудования напряжением 110...220 кВ – не реже 1 раз в 2 года. Оборудование всех

напряжений, работающее в зонах с высокой степенью загрязнения атмосферы должно проверяться ежегодно.

Тепловизионный контроль всех видов соединений проводов ВЛ должен проводиться не реже 1 раза в 6 лет. ВЛ, работающие с предельными токовыми нагрузками, большими ветровыми и гололедными нагрузками, в зонах с высокой степенью загрязнения атмосферы, а также ВЛ, питающие ответственных потребителей, должны проверяться ежегодно.

Оценка теплового состояния электрооборудования и токоведущих частей в зависимости от условий их работы и конструкции может осуществляться:

по допустимым температурам нагрева;
превышениям температуры;
избыточной температуре.
коэффициенту дефектности;
динамике изменения температуры во времени;
путем сравнения измеренных значений температуры объекта с другим, заведомо исправным оборудованием.

Превышение температуры - разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающего воздуха.

Наибольшие допустимые температуры нагрева $\Theta_{\text{доп}}$ и превышения температуры $\Delta\Theta_{\text{доп}}$ для некоторого оборудования, его токоведущих частей, контактов и контактных соединений приведены в табл. 11.2.

Избыточная температура - превышение измеренной температуры контролируемого узла над температурой аналогичных узлов других фаз, находящихся в одинаковых условиях.

Коэффициент дефектности – отношение измеренного превышения температуры контактного соединения к превышению температуры, измеренному на целом участке шины (провода), отстоящем от контактного соединения на расстоянии не менее 1 м.

Рассмотрим основные принципы тепловизионного контроля оборудования систем электроснабжения.

Состояние *контактов и контактных соединений* оборудования оценивается по избыточной температуре при рабочих токах нагрузки $I_{\text{раб}} = 0,3 \dots 0,6I_{\text{ном}}$. В качестве норматива используется значение температуры, приведенное к $0,5I_{\text{ном}}$

$$\Delta\Theta_{0,5} = \Delta\Theta_{\text{раб}} \left(\frac{0,5I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}} \right)^2, \quad (11.1)$$

где $\Delta\Theta_{0,5}$ - избыточная температура при токе нагрузки $0,5I_{\text{ном}}$;

$\Delta\Theta_{\text{раб}}$ - избыточная температура при рабочем токе нагрузки $I_{\text{раб}}$.

Т а б л и ц а 11.2

Контролируемые узлы	$\Theta_{\text{доп}}, ^\circ\text{C}$	$\Delta\Theta_{\text{доп}}, ^\circ\text{C}$
Токоведущие неизолированные металлические части	120	80
Контакты из меди и ее сплавов	75	35
Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов	90	50
Болтовые контактные соединения	90	50
Предохранители на напряжение 3 кВ и выше	75	35
Встроенные ТТ: обмотки	-	10
магнитопровод	-	15
Жилы силовых кабелей в режиме нормальном/аварийном с изоляцией: -из полихлорвинила и полиэтилена -из сшитого полиэтилена -из резины -из пропитанной бумаги при напряжении, кВ: 1 и 3 6 10 20 35	70/80 90/130 65 80/80 65/75 60 55 50	

Примечание. Контакт – токоведущая часть аппарата, которая во время операции размыкает или замыкает электрическую цепь; контактное соединение – токоведущее соединение (болтовое, сварное или другое), обеспечивающее непрерывность токовой цепи.

Тепловизионный контроль при рабочих токах, меньших $0,3I_{\text{ном}}$, не способствует выявлению дефектов на ранней стадии их развития.

Степень неисправности контактов и контактных соединений оценивается следующим образом:

$\Delta\Theta_{0,5} = 5...10^\circ\text{C}$ - начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем и принимать меры по ее устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику;

$\Delta\Theta_{0,5} = 10...30^\circ\text{C}$ - развившийся дефект; следует принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы;

$\Delta\Theta_{0,5} > 30^\circ\text{C}$ - аварийный дефект, требующий немедленного устранения.

Токоведущие части. При оценке теплового состояния токоведущих частей различают степени неисправности, исходя из следующих значений коэффициента дефектности:

до 1,2 – начальная степень неисправности, которую нужно держать под контролем;

1,2...1,5 – развившийся дефект; следует принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе линии из работы;

более 1,5 – аварийный дефект; требуется немедленное устранение.

Силовые трансформаторы. Тепловизионный контроль трансформаторов напряжением 110 кВ и выше производится при решении вопроса о необходимости их капитального ремонта. Снимаются теплограммы поверхности бака трансформатора, элементов системы охлаждения, вводов и другие.

При анализе теплограмм:

сравниваются между собой нагревы вводов разных фаз трансформатора;

сравниваются нагревы исследуемого трансформатора с нагревами однотипных трансформаторов;

проверяется динамика изменения нагревов во времени и в зависимости от нагрузки;

определяются расположения мест локальных нагревов;

сопоставляются места локальных нагревов с расположением элементов магнитопровода и обмоток;

определяется эффективность работы систем охлаждения.

Маслонаполненные вводы. Состояние ввода оценивается по распределению температуры по высоте ввода. На рис. 11.2 показан характер распределения температуры по высоте маслонаполненного ввода при нормальном его состоянии и некоторых дефектах [15].

Случай Д иллюстрируется теплограммой, приведенной на рис. 11.3. Видно, что температура средней части правого ввода ниже, чем в двух других фазах.

Измерительные трансформаторы. Для оценки состояния внутренней изоляции измеряются температуры нагрева поверхностей фарфоровых покрышек, которые не должны иметь локальных нагревов, а значения температуры, измеренные в одинаковых зонах покрышек трех фаз, не должны отличаться между собой более чем на $0,3^{\circ}\text{C}$.

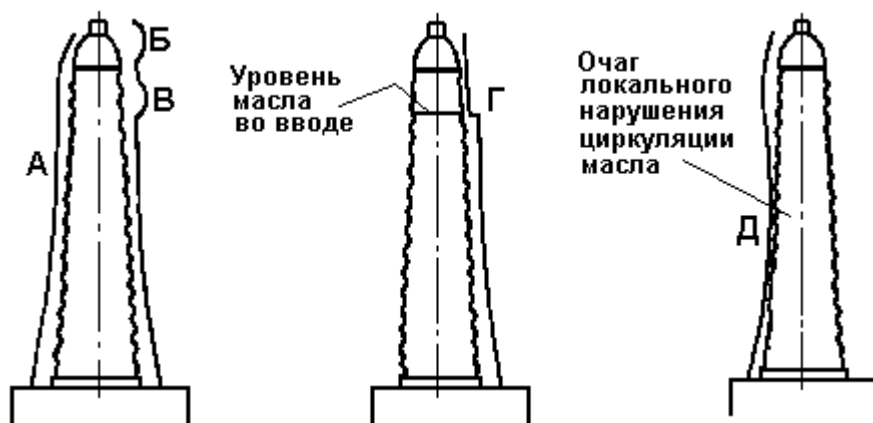


Рис. 11.2. Характер распределения температуры по высоте маслонаполненного ввода:

нормальное распределение температуры (А); распределение температуры при наличии короткозамкнутого контура в маслорасширителе (Б); при перегреве внутренних контактных соединений (В); при понижении уровня масла (Г); при нарушении циркуляции масла (разбухание бумажного остова на токоведущем стержне, шламообразование и т.п.) (Д).

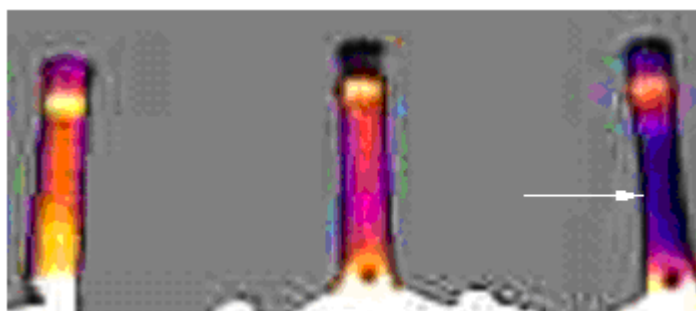


Рис. 11.3. Теплограмма вводов трансформатора

Аппараты защиты от перенапряжений. Признаками исправного состояния вентильного разрядника являются:

одинаковый нагрев во всех фазах верхних элементов в местах расположения шунтирующих резисторов;

практически одинаковое распределение температуры по элементам одной фазы разрядника; отличия температур должны находиться в пределах $0,5-5^{\circ}\text{C}$ в зависимости от количества элементов в разряднике.

Оценка состояния нелинейных ограничителей перенапряжений осуществляется путем пофазного сравнения температур, измеренных по высоте и периметру крышки ограничителя. На крышке не должно быть зон локального нагрева.

Конденсаторы. Температуры нагрева корпусов конденсаторов одинаковой мощности при одинаковой нагрузке не должны отличаться между собой более чем в 1,2 раза.

Силовые кабели. Температура нагрева токоведущих жил кабелей, измеренная в местах их подсоединения к аппаратам, не должна превышать допустимого значения.

Воздушные линии электропередачи. Оценка состояния контактных соединений алюминиевых и сталеалюминиевых проводов проводится по коэффициенту дефектности. Нормами [14] устанавливаются следующие степени дефектов в зависимости от величины коэффициента дефектности:

до 1,2 – начальная степень неисправности, которую нужно держать под контролем;

1,2...1,5 – развившийся дефект; следует принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе линии из работы;

более 1,5 – аварийный дефект; требуется немедленное устранение.

В заключение следует отметить основные преимущества тепловизионного контроля перед традиционными методами оценки состояния оборудования.

Тепловизионный контроль производится в рабочем состоянии оборудования, то есть под нагрузкой и напряжением. Результаты обследования в таком состоянии являются более достоверными, чем результаты обследований после снятия нагрузки или напряжения. Так, например, для гирлянды изоляторов нагрузкой является не только напряжение, но и тяжение провода. Замеченное тепловизором повреждение изолятора гирлянды может оказаться незамеченным при осмотре гирлянды после снятия с опоры.

Тепловизионный контроль проводится без отключения оборудования и в любое время. Поэтому тепловизионное обследование оборудования не мешает предприятию выполнять свою основную задачу по передаче и распределению электроэнергии.

Поскольку повреждения выявляются на работающем оборудовании, то имеется запас времени для подготовки вывода дефектного оборудования в ремонт, не отключая электроустановку и сокращая время ремонта до минимума.

Наряду с другими видами современной диагностики, в частности с хроматографическим анализом трансформаторного масла, тепловизионный контроль позволяет:

предупредить возникновение аварийных ситуаций в электрооборудовании и тем самым повысить надёжность электроснабжения потребителей;

значительно снизить затраты на ремонты, поскольку повреждения выявляются на ранних стадиях;

оценить действительное состояние электрооборудования с определением запаса его работоспособности, что особенно актуально для оборудования, отработавшего 15 лет и более.

Заключение

При изучении дисциплины главное внимание должно быть уделено вопросам организации электромонтажных работ, организации технического обслуживания и ремонта оборудования, методам его испытаний, диагностики состояния, нормативной технической документации.

Знание указанных вопросов позволит будущему специалисту быстро и успешно адаптироваться в современных условиях производства электромонтажных работ и эксплуатации электрооборудования как на промышленных предприятиях, так и в энергосистемах.

Основными задачами специалиста в монтажно-наладочной и эксплуатационной деятельности остаются повышение эффективности электромонтажных работ и эксплуатации оборудования систем электроснабжения. Повышение эффективности электромонтажных работ достигается более полной их индустриализацией - сокращением объема работ, выносимых на монтажную площадку, и переносом этих работ в заводские условия, дальнейшей механизацией электромонтажных работ, привлечением для монтажа сложного и дорогостоящего оборудования квалифицированных специалистов от предприятий-поставщиков.

Повышение эффективности эксплуатации электрооборудования достигается совершенствованием методов его профилактических испытаний и диагностического контроля состояния, позволяющих оценить действительное состояние электрооборудования с определением запаса его работоспособности, предупредить возникновение аварийных ситуаций и тем самым повысить надёжность электроснабжения потребителей.

Совершенствование знаний специалиста в области монтажа и эксплуатации оборудования систем электроснабжения достигается изучением специальной нормативно-технической литературы, далеко не полный перечень которой приведен в библиографическом списке. Следует иметь в виду, что эта литература постоянно изменяется, устаревает, далеко не всегда успевает за техническим прогрессом.

Специалист должен следить за появлением новых материалов, конструкций, технологий в выбранной сфере деятельности, в частности, с помощью таких средств информации как Интернет. Совершенствование знаний специалиста достигается также участием в технических семинарах, конференциях, посещением отраслевых выставок, систематически организуемых в области электроэнергетики и электротехнической промышленности.

Библиографический список

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.- Спб.: АНО ОУ УМИТЦ, 2003.
2. Правила устройства электроустановок: 7-е изд.-СПб.: ДЕАН, 2004.
3. Федоров А.А., Попов Ю.П. Эксплуатация электрооборудования промышленных предприятий.-М.: Энергоатомиздат, 1986.
4. Короткевич М.А. Основы эксплуатации электрических сетей:-Учеб. пособие.- Мн.: Выш. шк., 1999.
5. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Справочник по эксплуатации электроустановок промышленных предприятий: 5-е изд., испр. и доп.- М.: Высш. шк., 2002.
6. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования: Учеб. пособие / Н.А. Акимова, Н.Ф. Котеленец, Н.И. Сентюрихин; Под общ. ред. Н.Ф. Котеленца.- М.: Мастерство, 2002.
7. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования / Под ред. Ф.Л. Когана.- М.: АО «Фирма ОРГРЭС», 2001.
8. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91) Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. Межгосударственный стандарт. Дата введения 01.01.2002.
9. Князевский Б.А., Трунковский Л.Е. Монтаж и эксплуатация промышленных электроустановок. 2-е изд., перераб. и доп.-М.: Высш. шк., 1984.
10. Быстрицкий Г.Ф., Кудрин Б.И. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: Учеб. пособие для средн. проф. образования.-М.: Издательский центр «Академия», 2003.
11. Справочник по монтажу электроустановок промышленных предприятий / Под ред. В.В. Белоцерковца, В.К. Добрынина, В.Д. Никельберга. Кн. 1. – 3-е изд., перераб. и доп.- М.: Энергоиздат, 1982.
12. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ/ Под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова-М.: Папирус Про, 2003.
13. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ/ Под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова-М.: Папирус Про, 1999.
14. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300-97. РАО «ЕЭС России». С изменениями № 1 и 2 от 10.01.2000 и 22.08.2000.
15. Бажанов С.А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств.-М.: НТФ «Энергопрогресс», 2000.

16. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле. РД 34.46.302-89.
17. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами. РД 153-34.3-20.261-97. РАО «ЕЭС России».
18. Васендин В.И., Шошмин В.А. Электрохозяйство предприятий речного транспорта. Организация, планирование, управление: Учебник для вузов водного транспорта. – М.: Транспорт, 1985.
19. Калявин В.П., Рыбаков Л.М. Надежность и диагностика электроустановок: Учебное пособие./Мар.гос.ун-т. - Йошкар-ола, 2000.
20. Электротехнические устройства. Строительные нормы и правила СНиП 3.05.06-85. Срок введения в действие 1 июля 1986.
21. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ. РД 34.20.504-94. – М.: ОРГРЭС, 1996.
22. Куценко Г.Ф. Монтаж, эксплуатация и ремонт электроустановок: Учеб. пособие. - Мн.: Дизайн ПРО, 2003.
23. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. Министерство энергетики РФ №ПОТ РМ-016-2001.
24. Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий. Часть 1. Кабельные линии напряжением до 35 кВ. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1980.
25. Арцишевский Я.Л. Определение мест повреждений линий электропередачи в сетях с изолированной нейтралью: Учеб. пособие.-М.: Высш. шк., 1989.

Предметный указатель

- Абсорбция 149
Анализ хроматографический 141
Арматура линейная 30, 100
- Блок кабельный 42
- Ввод маслonaполненный 174
Воздухоосушитель 57, 139
Время восстановления 79
Высотомер 28
Выключатель 61, 158
- Гололед 109
График
- монтажный 28
- сетевой 10
- Диагностирование 71
Диэлектрик жидкий 142
Договор подряда 5
Документация 36, 53, 95, 112, 123
Долговечность 73
- Зажим аппаратный 60
Заземлитель 64
Заказчик 5
Защита
- азотная 140
- газовая 57, 124
- пленочная 140
Зона охранная 98, 114
- Износ
- изоляции 128, 134
- оборудования 72
- - моральный 73
Изолятор
- подвесной 22
- полимерный 31
- стеклянный 21, 104
- фарфоровый 21, 103
- штыревой 22
Испытания
- воздушных линий 100
- выключателей 158
- заземляющих устройств 165
- кабельных линий 53, 117
- конденсаторов 163
- масла трансформаторного 136
- разрядников 164
- разъединителей 158
- распредустройств 155
- трансформаторов
- - напряжения 162
- - силовых 58, 147
- - тока 160
- Кабель СПЭ 37, 116
Канал кабельный 45
Комиссия
- приемочная 20
- рабочая 20
Контроль тепловизионный 169
Коэффициент абсорбции 150
Крепление проводов 29, 32
- Листок осмотра 100
- Маслопробойник 137
Маслоуказатель 57
Мегаомметр 116
Место повреждения 105, 119
Метод
- акустический 122
- емкостной 120
- импульсный 120
- индукционный 121
- петлевой 119
- Муфта**
- концевая 149
- соединительная 50
- термоусаживаемая 48
- холодной усадки 51
Надежность 73
Наработка на отказ 79

- Натяжение провода 28
- Обслуживание техническое 69, 84
- Ограничитель перенапряжений 62, 165
- Опора 22, 98, 101
- Осмотр
 - воздушных линий 97
 - заземляющих устройств 104, 165
 - кабельных линий 113
 - распределительных устройств 154
 - трансформаторов 124
- Отказ 72
- Оттяжка тросовая 102
- Перегрузка
 - аварийная 128
 - кабелей 116
 - систематическая 128
 - трансформаторов 128
- Персонал эксплуатационный 69
- Пиrometer 166
- Подрядчик 5
- Поляризация 149
- Потери диэлектрические 150
- Правило 6-градусное 128
- Провод
 - изолированный 25
 - неизолированный 25
- Прогрев кабеля 38
- Проект производства работ 7
- Пусконаладочные работы 17
- Разрядник
 - вентильный
 - трубчатый
- Разъединитель 61, 159
- Раскатка
 - проводов 24
 - кабелей 39
- Разделка кабеля 47
- Расширитель 57
- Ревизия
 - контакта 156
 - трансформатора 55
- Ремонт
 - аварийный 86
 - воздушных линий 112
 - кабельных линий 123
 - капитальный 71, 90
 - плановый 86
 - по техническому состоянию 86
 - текущий 71
 - трансформаторов 145
- Разрядник
 - вентильный 62, 164
 - трубчатый 34, 100, 104
- Ремонтопригодность 74
- Ремонтный цикл 81
- Ролик монтажный 25, 26
- Соединение
 - жил кабелей 50
 - контактное 156, 170
 - проводов 18, 25
 - шин 60
- Соединитель
 - болтовой 29, 31, 33
 - овальный 26
 - прессуемый 27
 - цанговый 27
- Сохраняемость 74
- Стрела провеса 28
- Сушка изоляции 145
- Сшитый полиэтилен 37
- Температура
 - вспышки 137
 - допустимая 114
 - избыточная 171
 - эквивалентная 130
- Тепловизор 167
- Теплограмма 168
- Трансформатор силовой
 - включение 58
 - транспортировка 54
- Транспортер кабельный 40
- Траншея земляная 39
- Трос-лидер 26

Тяжение кабеля 40

Устройство

- заземляющее 34, 63, 100, 104, 166

- распределительное 59, 65

- - комплектное 65

Утилизация 72

Установка конденсаторная 63, 162

Фильтр термосифонный 54, 58, 138

Фундамент опоры 23

Хроматография 142

Число кислотное 137

Чулок монтажный 26, 39

Шина

- гибкая 59, 61

- жесткая 59

Шинодержатель 60

Эксплуатация 69

Электрооборудование 4

Оглавление

Предисловие	3
Введение	4
Раздел 1. Монтаж электрооборудования	5
Глава 1. Организация монтажа электрооборудования	5
1.1. Общие принципы проведения электромонтажных работ.....	5
1.2. Организация электромонтажных работ	7
1.3. Планирование электромонтажных работ.....	9
1.4. Подготовка к производству электромонтажных работ.....	11
1.5. Охрана труда при выполнении электромонтажных работ.....	13
1.6. Индустриализация и механизация электромонтажных работ.	16
1.7. Пусконаладочные работы.....	17
1.8. Приемка объекта в эксплуатацию.....	20
Глава 2. Монтаж воздушных линий электропередачи	21
2.1. Подготовительные работы.....	21
2.2. Сборка и установка опор.....	22
2.3. Монтаж проводов и грозозащитных тросов.....	24
2.4. Монтаж трубчатых разрядников и заземляющих устройств.....	34
2.5. Приемка воздушной линии в эксплуатацию.....	35
Глава 3. Монтаж кабельных линий напряжением до 35 кВ	37
3.1. Подготовительные работы.....	37
3.2. Прокладка кабелей в земляной траншее.....	39
3.3. Прокладка кабелей в блоках.....	43
3.4. Прокладка кабелей линий в кабельных сооружениях	44
3.5. Открытая прокладка кабелей в производственных помещениях	45
3.6. Монтаж кабельных муфт.....	47
3.7. Приемка кабельной линии в эксплуатацию.....	53
Глава 4. Монтаж силовых трансформаторов	54
4.1. Подготовительные работы.....	54
4.2. Монтаж трансформатора.....	54
4.3. Монтаж системы охлаждения и отдельных узлов трансформатора.....	56
4.4. Включение трансформатора.....	58

Глава 5. Монтаж оборудования распределительных устройств	59
5.1. Шины распределительных устройств.....	59
5.2. Коммутационные аппараты.....	61
5.3. Измерительные трансформаторы, аппараты защиты от перенапряжений, конденсаторные установки.....	62
5.4. Заземляющие устройства.....	63
5.5. Монтаж комплектных распределительных устройств.....	65
 Раздел 2. Эксплуатация электрооборудования	 69
 Глава 6. Организация эксплуатации электрооборудования	 69
6.1. Общие сведения об эксплуатации оборудования.....	69
6.2. Связь эксплуатации и надежности оборудования.....	72
6.3. Показатели надежности оборудования.....	74
6.4. Оценка продолжительности ремонтного цикла.....	81
6.5. Оценка продолжительности цикла технического обслуживания....	83
6.6. Оценка периодичности контроля работоспособности оборудования	85
6.7. Сопоставление систем ремонта оборудования.....	86
6.8. Оценка эффективности капитального ремонта оборудования.....	89
6.9. Обеспечение оборудования запасными частями.....	92
6.10. Эксплуатационная техническая документация.....	95
 Глава 7. Эксплуатация воздушных линий электропередачи	 97
7.1. Осмотр воздушных линий.....	97
7.2. Профилактические измерения и испытания.....	100
7.3. Определение мест повреждения	104
7.4. Борьба с гололедом.....	108
7.5. Ремонт воздушных линий.....	111
 8. Эксплуатация кабельных линий электропередачи	 112
8.1. Осмотр кабельных линий.....	112
8.2. Допустимые нагрузки при эксплуатации.....	114
8.3. Профилактические измерения и испытания	116
8.4. Определение мест повреждения	118
8.5. Ремонт кабельных линий	122
 9. Эксплуатация силовых трансформаторов	 123
9.1. Осмотр трансформаторов.....	123
9.2. Режимы работы трансформаторов.....	124
9.3. Режим перегрузки трансформаторов.....	127

9.4. Расчет теплового режима трансформатора и термического износа изоляции	130
9.6. Эксплуатация трансформаторного масла.....	135
9.7. Хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле	141
9.8. Ремонт трансформаторов.....	143
9.9. Испытания трансформаторов после капитального ремонта.....	146
9.10. Характеристики изоляции обмоток трансформатора.....	148
9.11. Испытания изоляции повышенным напряжением.....	151
10. Эксплуатация оборудования распределительных устройств....	153
10.1. Распределительные устройства.....	153
10.2. Шины распределительных устройств.....	155
10.3. Коммутационные аппараты.....	156
10.4. Измерительные трансформаторы.....	159
10.5. Конденсаторные установки.....	162
10.6. Аппараты защиты от перенапряжений.....	163
10.7. Заземляющие устройства.....	165
11. Тепловизионный контроль оборудования	166
11.1. Общие сведения о тепловизионном контроле.....	166
11.2. Характерные теплограммы оборудования.....	168
11.3. Тепловизионный контроль оборудования.....	170
Заключение	175
Библиографический список.....	176
Предметный указатель.....	178

Костин Владимир Николаевич

Монтаж и эксплуатация оборудования систем электроснабжения

Учебное пособие

Редактор И.Н. Садчикова

Сводный темплан 2004 г.
Лицензия ЛР №020308 от 14.02.97

Подписано в печать

Формат 60x84 1/16

Б.кн.-журн.

П.л.

Б.л.

РТП РИО СЗТУ

Тираж 100

Заказ

Северо-Западный государственный заочный технический университет
РИО СЗТУ, член Издательско-полиграфической ассоциации вузов
Санкт-Петербурга

191186, Санкт-Петербург, ул. Миллионная,5.

