



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ДГТУ)**

Кафедра «ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПЛАТФОРМЫ В
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ»

Конспект лекций

Спецкурс для объектов профессиональной деятельности
для заочной формы обучения

Направление подготовки: 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Программа подготовки: Электроэнергетические системы и сети

Составитель: Каун О.Ю.

Ростов-на-Дону

2024

Оглавление

Введение.....	4
Лекция 1. Основные понятия и положения диагностики электроэнергетического оборудования.....	5
Лекция 2. Методы диагностирования электроэнергетического оборудования	10
Лекция 3. Организация системы диагностирования электроэнергетического оборудования	14
Лекция 4. Диагностика оборудования кабельных линий.....	20
Лекция 5. Диагностика оборудования воздушных линий электропередачи ..	32
Лекция 6. Диагностика оборудования силовых масляных трансформаторов	47
Лекция 7. Диагностика асинхронных электродвигателей	66
Лекция 8. Диагностика масляных выключателей.....	82
Лекция 9. Диагностика вентильных разрядников.....	98
Лекция 10. Диагностика внешней изоляции электроэнергетического оборудования	114
Лекция 11. Тепловизионный контроль электроэнергетического оборудования	131
Глоссарий.....	142
Список рекомендованных источников	145

Введение

На сегодняшний день экономическое состояние энергетики России вынуждает принимать меры по увеличению сроков эксплуатации различного электротехнического оборудования.

В России в настоящее время общая протяжённость электрических сетей напряжением 0,4...110 кВ превышает 3 млн. км, а трансформаторная мощность подстанций (ПС) и трансформаторных пунктов (ТП) – 50 млн. кВА. Стоимость основных фондов сетей составляет около 200 млрд. руб., а степень их износа – около 40%. За 90-е годы резко сократились объёмы строительства, технического перевооружения и реконструкции ПС, и только последние несколько лет вновь наметилась некоторая активность в этих направлениях. Решение задачи по оценке технического состояния электротехнического оборудования электрических сетей в значительной мере связано с внедрением эффективных методов инструментального контроля и технической диагностики. Кроме того, оно необходимо и обязательно для безопасной и надёжной работы электроэнергетического оборудования.

Лекция 1. Основные понятия и положения диагностики электроэнергетического оборудования

Экономическая ситуация, сложившаяся в последние годы в энергетике, заставляет принимать меры, направленные на увеличение сроков эксплуатации различного оборудования. Решение задачи по оценке технического состояния электротехнического оборудования электрических сетей в значительной мере связано с внедрением эффективных методов инструментального контроля и технической диагностики.

Техническое диагностирование (с греч. «распознавание») – это комплекс мероприятий, который позволяет изучать и устанавливать признаки неисправности (работоспособности) оборудования, устанавливать методы и средства, при помощи которых даётся заключение (ставится диагноз) о наличии (отсутствии) неисправности (дефекта). Другими словами, техническая диагностика позволяет дать оценку состояния исследуемого объекта. Такая диагностика направлена в основном на поиск и анализ внутренних причин неисправности оборудования. Наружные причины определяются визуально.

Согласно ГОСТ 20911–89, техническая диагностика определяется как «область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов». Объект, состояние которого определяется, называется объектом диагностирования (ОД), а процесс исследования ОД – диагностированием.

Основной целью технической диагностики являются в первую очередь *распознавание состояния технической системы в условиях ограниченной информации и, как следствие, повышение надёжности и оценка остаточного ресурса системы (оборудования)*. В связи с тем, что различные технические системы имеют различные структуры и назначения, нельзя ко всем системам применять один и тот же вид технической диагностики.

Условно структура технической диагностики для любого типа и назначения представлена на рисунке 1.1. Она характеризуется двумя взаимопроникающими и взаимосвязанными направлениями: теорией распознавания и теорией контролеспособности. Теория распознавания изучает алгоритмы распознавания применительно к задачам диагностики, которые обычно могут рассматриваться как задачи классификации. Алгоритмы распознавания в технической диагностике частично основываются на диагностических моделях, устанавливающих связь между состояниями технической системы и их отображениями в пространстве диагностических сигналов. Важной частью проблемы распознавания являются правила принятия решений.

Контролеспособностью называется свойство изделия обеспечивать достоверную оценку его технического состояния и раннее обнаружение

неисправностей и отказов. Основной задачей теории контролеспособности является изучение средств и методов получения диагностической информации.

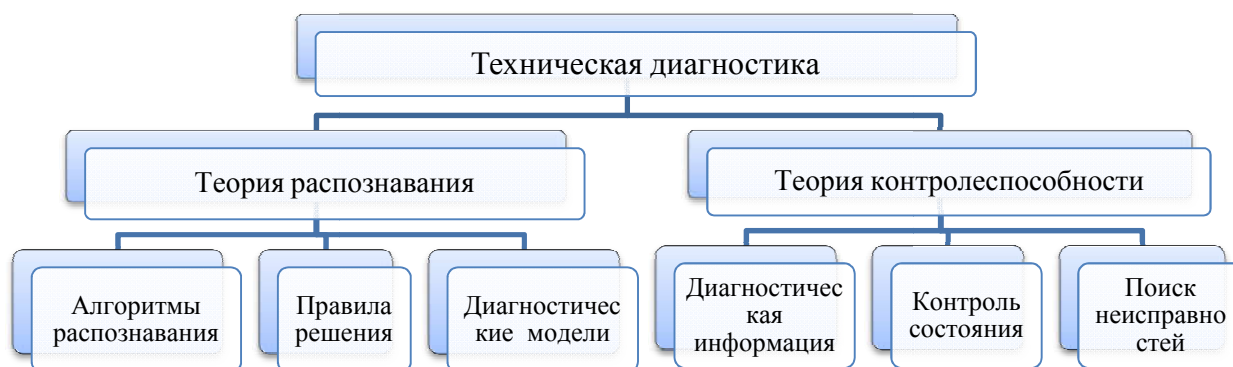


Рисунок 1.1 – Структура технической диагностики

Применение (выбор) вида технической диагностики определяется следующими условиями:

- 1) назначением контролируемого объекта (сфера использования, условия эксплуатации и т. д.);
- 2) сложностью контролируемого объекта (сложностью конструкции, количеством контролируемых параметров и т. д.);
- 3) экономической целесообразностью;
- 4) степенью опасности развития аварийной ситуации и последствий отказа контролируемого объекта.

Состояние системы описывается совокупностью определяющих её параметров (признаков), при диагностировании системы они называются **диагностическими параметрами**. При выборе диагностических параметров приоритет отдаётся тем, которые удовлетворяют требованиям достоверности и избыточности информации о техническом состоянии системы в реальных условиях эксплуатации. На практике обычно используют несколько диагностических параметров одновременно. Диагностическими параметрами могут являться параметры рабочих процессов (мощность, напряжение, ток и др.), сопутствующих процессов (вибрация, шум, температура и др.) и геометрические величины (зазор, люфт, биение и др.). Количество измеряемых диагностических параметров также зависит от типов приборов для диагностики системы (которыми производится сам процесс получения данных) и степени развитости методов диагностирования. Так, например, число измеряемых диагностических параметров силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов может достигать 38, масляных выключателей – 29, элегазовых выключателей – 25, ограничителей перенапряжения и разрядников – 10, разъединителей (с приводом) – 14, маслонаполненных измерительных трансформаторов и конденсаторов связи – 9.

В свою очередь диагностические параметры должны обладать следующими свойствами:

- 1) чувствительностью;
- 2) широтой измерения;
- 3) однозначностью;
- 4) стабильностью;
- 5) информативностью;
- 6) периодичностью регистрации;
- 7) доступностью и удобством измерения.

Чувствительность диагностического параметра – это степень изменения диагностического параметра при варьировании функционального параметра, т. е. чем больше значение этой величины, тем чувствительнее диагностический параметр к изменению функционального параметра.

Однозначность диагностического параметра определяется монотонно возрастающей или убывающей зависимостью его от функционального параметра в диапазоне от начального до предельного изменения функционального параметра, т. е. каждому значению функционального параметра соответствует одно-единственное значение диагностического параметра, а, в свою очередь, каждому значению диагностического параметра соответствует одно-единственное значение функционального параметра.

Стабильность устанавливает возможную величину отклонения диагностического параметра от своего среднего значения при многократных измерениях в неизменных условиях.

Широта измерения – диапазон изменения диагностического параметра, соответствующий заданной величине изменения функционального параметра; таким образом, чем больше диапазон изменения диагностического параметра, тем выше его информативность.

Информативность – это свойство диагностического параметра, которое при недостаточности или избыточности может снизить эффективность самого процесса диагностики (достоверность диагноза).

Периодичность регистрации диагностического параметра определяется, исходя из требований технической эксплуатации и инструкций завода-изготовителя, и зависит от скорости возможного образования и развития дефекта.

Доступность и удобство измерения диагностического параметра напрямую зависят от конструкции объекта диагностирования и диагностического средства (прибора).

В различной литературе можно найти разные классификации диагностических параметров, в нашем случае для диагностики электрооборудования мы будем придерживаться типов диагностических параметров, представленных в источнике.

Диагностические параметры подразделяются на три типа:

1. Параметры информационного вида, представляющие объектную характеристику;

2. Параметры, представляющие текущую техническую характеристику элементов (узлов) объекта;

3. Параметры, представляющие собой производные нескольких параметров.

К диагностическим параметрам информационного вида относятся:

1. Тип объекта;

2. Время ввода в эксплуатацию и период эксплуатации;

3. Ремонтные работы, проводимые на объекте;

4. Технические характеристики объекта, полученные при испытании на заводе-изготовителе и/или при вводе в эксплуатацию.

Диагностическими параметрами, представляющими текущую техническую характеристику элементов (узлов) объекта, чаще всего являются параметры рабочих (иногда сопутствующих) процессов.

К диагностическим параметрам, представляющим собой производные нескольких параметров, относятся, прежде всего, такие, как:

1. Максимальная температура наиболее нагретой точки трансформатора при любой нагрузке;

2. Динамические характеристики или их производные.

Во многом выбор диагностических параметров зависит от каждого конкретного типа оборудования и метода диагностирования, используемого для этого оборудования.

Современную диагностику электрооборудования (по назначению) условно можно разделить на три основных направления:

1. Параметрическая диагностика;

2. Диагностика неисправностей;

3. Превентивная диагностика.

Параметрическая диагностика – это контроль нормируемых параметров оборудования, обнаружение и идентификация их опасных изменений. Используется она для аварийной защиты и управления оборудованием, а диагностическая информация содержится в совокупности отклонений величин этих параметров от номинальных значений.

Диагностика неисправностей – это определение вида и величины дефекта после регистрации факта появления неисправности. Такая диагностика является частью работ по обслуживанию или ремонту оборудования и выполняется по результатам контроля его параметров.

Превентивная диагностика – это обнаружение всех потенциально опасных дефектов на ранней стадии развития, наблюдение за их развитием и на этой основе долгосрочный прогноз состояния оборудования.

Современные системы диагностирования включают в себя все три направления технической диагностики, чтобы сформировать наиболее полную и достоверную оценку состояния оборудования.

Таким образом, к **результатам диагностики** можно отнести:

1. Определение состояния диагностируемого оборудования (оценка состояния оборудования);

2. Выявление вида дефекта, его масштабы, место расположения, причин появления, что служит основой для принятия решения о последующей эксплуатации оборудования (выводе в ремонт, дополнительном обследовании, продолжении эксплуатации и т. п.) или о полной замене оборудования;

3. Прогноз о сроках последующей эксплуатации – оценка остаточного ресурса работы электрооборудования.

Следовательно, можно сделать вывод, что *для предупреждения образования дефектов (или выявления на ранних стадиях образования) и поддержания эксплуатационной надёжности оборудования необходимо применять контроль оборудования в виде системы диагностики.*

Лекция 2. Методы диагностирования электроэнергетического оборудования

По общей классификации, все методы диагностирования электрооборудования можно разделить на две группы, также называемые методами контроля: методы неразрушающего и разрушающего контроля. Методы неразрушающего контроля (МНК) – методы контроля материалов (изделий), не требующие разрушения образцов материала (изделия). Соответственно, методы разрушающего контроля – методы контроля материалов (изделий), требующие разрушения образцов материала (изделия).

Все МНК в свою очередь также подразделяются на методы, но уже в зависимости от принципа работы (физических явлений, на которых они основаны). Ниже представлены основные МНК, согласно ГОСТ Р 56542–2015, наиболее часто применяемые для электротехнического оборудования:

- 1) магнитный,
- 2) электрический,
- 3) вихретоковый,
- 4) радиоволновой,
- 5) тепловой,
- 6) оптический,
- 7) радиационный,
- 8) акустический,
- 9) проникающими веществами (капиллярный и течеискания).

Внутри каждого вида методы также классифицируют по дополнительным признакам.

Дадим каждому методу МНК чёткие определения, используемые в нормативной документации.

Магнитные методы контроля, согласно ГОСТ Р 56512–2015, основаны на регистрации магнитных полей рассеяния, возникающих над дефектами, или на определении магнитных свойств контролируемых изделий.

Электрические методы контроля, согласно ГОСТ 25315–82, основаны на регистрации параметров электрического поля, взаимодействующего с контрольным объектом, или поля, возникающего в контрольном объекте в результате внешнего воздействия.

По ГОСТ Р ИСО 15549–2009, **вихретоковый метод контроля** основан на анализе взаимодействия внешнего электромагнитного поля с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых возбуждающей катушкой в электропроводящем объекте контроля этим полем.

Радиоволновой метод контроля – метод неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия электромагнитного

излучения радиоволнового диапазона с объектом контроля (ГОСТ 25313–82).

Тепловые методы контроля, согласно ГОСТ Р 56511–2015, основаны на регистрации тепловых или температурных полей объекта контроля.

Визуально-оптические методы контроля, согласно ГОСТ Р 53696–2009, основаны на взаимодействии оптического излучения с объектом контроля.

Радиационные методы контроля основаны на регистрации и анализе проникающего ионизирующего излучения после взаимодействия с контролируемым объектом (ГОСТ Р 55776–2013).

Акустические методы контроля основаны на применении упругих колебаний, возбуждаемых или возникающих в объекте контроля (ГОСТ 23829–85).

Капиллярные методы контроля, согласно ГОСТ 18442–80, основаны на капиллярном проникновении индикаторных жидкостей в полости поверхностных или сквозных несплошностей материала объектов контроля и регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом или с помощью преобразователя.

Оценка технического состояния электрооборудования является важнейшим элементом всех основных аспектов эксплуатации электростанций и подстанций. Одной из её основных задач является выявление факта исправности или неисправности оборудования.

Принято считать исправным оборудование, состояние которого соответствует всем установленным нормативными документами требованиям, в противном случае – неисправным.

Переход изделия из исправного состояния в неисправное происходит вследствие дефектов. Слово *дефект* употребляется для обозначения каждого отдельного несоответствия оборудования.

Дефекты в оборудовании могут возникать в разные моменты его жизненного цикла: при изготовлении, монтаже, настройке, эксплуатации, испытаниях, ремонте – и иметь различные последствия.

Видов дефектов, точнее их разновидностей, электротехнического оборудования много. Так как знакомство с видами диагностики электрооборудования в пособии начнётся с тепловизионной диагностики, то будем пользоваться градацией состояния дефектов (оборудования), чаще применимой при ИК-контроле. Обычно выделяют четыре основные категории или степени развития дефекта:

1. Нормальное состояние оборудования (дефекты отсутствуют);
2. Дефект в начальной стадии развития (наличие такого дефекта не оказывает явного влияния на работу оборудования);
3. Сильно развитый дефект (наличие такого дефекта ограничивает возможность эксплуатации оборудования или сокращает его жизненный срок);

4. Дефект в аварийной стадии развития (наличие такого дефекта делает эксплуатацию оборудования невозможной или недопустимой).

Как следствие выявления таких дефектов, в зависимости от степени их развития, принимаются следующие возможные решения (мероприятия) по их устранению:

1. Заменить оборудование, его часть или элемент;
2. Выполнить ремонт оборудования или его элемента (после этого провести дополнительное обследование для оценки качества выполненного ремонта);
3. Оставить в эксплуатации, но уменьшить время между периодическими обследованиями (учащённый контроль);
4. Провести другие дополнительные испытания.

При выявлении дефектов и принятии решений по дальнейшей эксплуатации электротехнического оборудования не стоит забывать и о вопросе достоверности и точности полученной информации о состоянии оборудования.

Любой метод НК не обеспечивает полной достоверности оценки состояния объекта. Результаты измерений включают в себя ошибки, поэтому всегда существует вероятность получения ложного результата контроля:

- исправный объект будет признан негодным (ложный дефект или ошибка первого рода);
- неисправный объект будет признан годным (необнаруженный дефект или ошибка второго рода).

Ошибки при НК приводят к различным последствиям: если ошибки первого рода (ложный дефект) только увеличивают объём восстановительных работ, то ошибки второго рода (необнаруженный дефект) влекут за собой аварийное повреждение оборудования.

Стоит заметить, что при любом виде НК можно выделить ряд факторов, влияющих на результаты измерений или анализ полученных данных. Условно можно разделить эти факторы на три основные группы:

1. Окружающая среда;
2. Человеческий фактор;
3. Технический аспект.

К группе «окружающая среда» можно отнести такие факторы, как метеоусловия (температура воздуха, влажность, облачность, сила ветра и т. д.), время суток.

Под «человеческим фактором» понимают квалификацию персонала, профессиональное знание оборудования и грамотное проведение непосредственно самого тепловизионного контроля.

«Технический аспект» подразумевает под собой информационную базу о диагностируемом оборудовании (материал, паспортные данные, год выпуска, состояние поверхности и т. д.).

На самом деле факторов, влияющих на результат методов НК и анализа данных методов НК, гораздо больше, чем перечислено выше. Но

эта тема представляет отдельный интерес и так обширна, что достойна выделения в отдельную книгу.

Именно по причине возможности допущения ошибок по каждому виду НК существует своя нормативная документация, регламентирующая назначение методов НК, процедуру проведения НК, средства НК, анализ результатов НК, возможные виды дефектов при НК, рекомендации по их устранению

Лекция 3. Организация системы диагностирования электроэнергетического оборудования

Энергетическое хозяйство предприятия – это сложный производственный комплекс, предусматривающий энергопроизводящие и энергопреобразующие установки, энергоприёмники, электрические сети и коммуникации. Основная цель его организации состоит в сбалансированной увязке объёма производства конечной продукции и потребления энергии, рассчитанного на основе технологических норм, с учётом режима работы энергосистемы и структурных подразделений предприятия, а также в обеспечении надёжного и экономичного его функционирования в течение суток. Для достижения этой цели энергохозяйством должны решаться следующие задачи: бесперебойное обеспечение всех технологических процессов соответствующими видами энергии высокого качества; наиболее полное использование мощностей энергоустановок; внедрение новой и модернизация действующей техники; систематическое и качественное ремонтно-профилактическое обслуживание всех элементов энергохозяйства; обеспечение строгого режима экономии энергии.

Структура энергохозяйства зависит от специфики и вида предприятия, его технико-технологического уровня и природно-климатических условий деятельности. В организационном отношении энергохозяйство представляет собой службу главного энергетика, которая действует либо как самостоятельное звено оргструктуры предприятия, либо как часть энергомеханической службы (ЭМС), возглавляемой главным механиком и его первым заместителем – главным энергетиком. На обрабатывающих предприятиях, как правило, применяют однотипные (типовые) структуры служб главного механика и главного энергетика, на горных предприятиях ввиду большого разнообразия условий их работы и характеристик материально-технической базы – индивидуальные структуры ЭМС. Наиболее представительными можно считать структуры ЭМС крупных, высокомеханизированных предприятий.

Круг должностных обязанностей главного энергетика определяется прежде всего целью и задачами энергохозяйства предприятия. Он должен владеть приёмами: системного проектирования рациональной организации энергоснабжения, планирования текущих и перспективных задач по совершенствованию энергохозяйства, постановки конкретных заданий (выдачи нарядов) на проведение ремонта энергооборудования и сетей, учёта выходов работников и выполняемых подчинённым персоналом заданий, контроля соблюдения правил техники безопасности и технической эксплуатации энергооборудования, проведения инструктажа и технической учёбы персонала, составления и заключения договора на использование электрической энергии, расчёта затрат за потребляемую

энергию и технико-экономических показателей энергоснабжения, анализа эффективности любых мероприятий по рационализации энергопотребления, составления стандартной отчётности. Важно также организовать учёт отказов энерготехники и систематизировать их с тем, чтобы, во-первых, обоснованно формировать заявки на требующиеся запасные части и, во-вторых, – предъявлять требования к заводам-изготовителям в части модернизации оборудования.

Технический прогресс сопровождается ростом значения ТО и Р. В настоящее время практически в каждой отрасли народного хозяйства существует своя система ТО и Р. Одновременно ведутся работы по созданию единой системы планово-предупредительного обслуживания и ремонта. При всём различии систем ТО и Р, представляющих собой комплекс организационных и технических мероприятий по обслуживанию и ремонту оборудования, они решают следующие единые задачи по обеспечению готовности оборудования при минимальных затратах: поддержание оборудования в работоспособном состоянии и предотвращение неожиданного выхода его из строя; рациональную организацию ТО и Р; увеличение коэффициента технического использования оборудования за счёт повышения качества ТО и Р и уменьшения простоя в ремонте; возможность выполнения ремонтных работ по заранее согласованному графику; своевременную подготовку необходимых запасных частей и материалов.

Обычно система ТО и Р сочетает техническое обслуживание и планово-предупредительные ремонты (ППР).

ППР может проводиться по методу планово-периодического ремонта и ремонта по техническому состоянию. Сущность планово-периодического ремонта заключается в том, что все виды ремонта планируются и выполняются в строго установленные ремонтными нормативами сроки. Сущность ремонта по ТС заключается в том, что все виды и сроки ремонта устанавливаются в зависимости от ТС оборудования, определённого во время проведения ТО.

На практике для электроэнергетического оборудования (ЭЭО) в соответствии с ГОСТ 18322–2016 проводится два вида ремонта – текущий и капитальный. В межремонтный период предусматривается ТО. Заводы-изготовители рекомендуют проводить постоянные наблюдения и контроль за работой электрооборудования, а также периодические осмотры. В этой связи ТО ЭЭО предусмотрено выполнять постоянно (в течение смены, суток) и периодически (через определённые календарные промежутки времени или наработку).

ТО осуществляется эксплуатационным и обслуживающим дежурным персоналом в соответствии с действующими на предприятиях инструкциями. В зависимости от характера и объёма проводимых работ ГОСТ 18322–2016 предусматривает ежесменное и периодическое ТО.

Ежесменное ТО является основным профилактическим мероприятием, призванным обеспечить надёжную работу оборудования

между ремонтами. Ежедневное ТО проводится, как правило, без вскрытия корпусов ЭЭО и остановки технологического процесса. Выявленные дефекты и неисправности должны устраняться в возможно короткие сроки силами технологического и дежурного ремонтного персонала смены и фиксироваться в сменном журнале, который является первичным документом, отражающим ТС и работоспособность действующего оборудования, и служит для контроля работы дежурного ремонтного персонала.

Периодическое ТО – это техническое обслуживание, выполняемое с учётом установленных в эксплуатационной документации значений наработки или через установленные интервалы времени. Определение периодичности ТО осуществляется методами, изложенными выше. Чаще всего периодическое ТО бывает еженедельным, ежемесячным, ежеквартальным, полугодовым и годовым.

Периодическое ТО планируется при помощи годового графика. Часто периодическое ТО ЭЭО проводится во время планово-периодического ремонта или остановки технологического оборудования, а также в любой другой нерабочий период, в том числе и в период нахождения ЭЭО в резерве.

Основное назначение периодического ТО – это устранение дефектов, которые могут быть обнаружены или устранены в период работы ЭЭО. Главным методом ТО является осмотр, во время которого определяется ТС элементов (узлов, деталей, блоков) ЭЭО, а также уточняется объём предстоящего ремонта.

В зависимости от характера и объёма предстоящих работ проведения ТО может привлекаться ремонтный персонал энергомеханической службы предприятия или централизованного ремонтного подразделения. Подготовка оборудования для проведения периодического ТО проводится сменным персоналом. Принятые по технике безопасности, а также сдача оборудования в периодическое ТО и приёмка после выполнения ТО должны фиксироваться в журнале сдачи-приёмки оборудования в ремонт (ТО). Типовой перечень работ, подлежащий выполнению ремонтным персоналом во время периодического ТО, должен составляться в виде приложения к ремонтному журналу. В отличие от ТО, которое представляет собой комплекс работ, необходимых для поддержания работоспособности оборудования между ремонтами, ремонт – это комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности и ресурсов оборудования.

Текущий ремонт – это ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования и состоящий в замене или восстановлении его отдельных узлов и деталей. Типовой перечень работ, подлежащий выполнению при текущем ремонте конкретного вида электрооборудования, составляется руководителем ремонтного подразделения, утверждается руководителем инженерных служб

предприятия и является обязательным приложением к ремонтному журналу.

Капитальный ремонт (КР) – это ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса оборудования с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые. Подробный перечень работ, который необходимо выполнить во время КР конкретного вида оборудования, устанавливается в ведомости дефектов, которую необходимо составлять для каждого вида или группы электрооборудования.

Сроки проведения КР на практике устанавливаются на основании рекомендаций нормативно-технической и конструкторской документации (НТД) о сроках службы узлов, определяющих проведение этого вида ремонта, а также рекомендаций отраслевых положений ППР и предприятий, эксплуатирующих электрооборудование.

По принципу организации ремонтная служба может быть централизованной, децентрализованной и смешанной.

При централизованной системе ТО и Р всего оборудования выполняются силами ремонтного предприятия или энергомеханического отдела (ЭМО) предприятия. Весь ремонтный персонал выведен из состава технологических участков в ЭМО, в котором создаются бригады, специализированные по видам ремонта, и группы по межремонтному обслуживанию оборудования.

При децентрализованной системе все виды ремонта проводятся силами технологических участков. При смешанной системе организации ремонтной службы ремонт выполняется как силами ЭМО (ремонтным предприятием), так и силами технологических участков. При этом на ремонтном предприятии осуществляется капитальный ремонт и изготовление запасных частей.

При организации ремонта различают узловой и поагрегатный методы ремонта. Узловой метод ремонта – замена отказавших (изношенных) узлов новыми или заранее отремонтированными запасными узлами. Поагрегатный метод ремонта предполагает замену агрегата новым или заранее отремонтированным.

Важным фактором ускорения ремонтных работ и сокращения простоев оборудования из-за ремонта является применение обезличенного ремонта, при котором восстановительные операции проводятся без учёта принадлежности восстанавливаемых деталей и узлов к определённому экземпляру данного вида электрооборудования. Обезличенный ремонт предусматривает наличие на предприятии определённого числа деталей, узлов, изделий, позволяющих свести до минимума собственно ремонтные работы.

Положенные в основу планирования сроков ТО и Р средние величины межремонтных периодов и осмотров упрощают планирование, но имеют один существенный недостаток – не дают объективной оценки потребности в ремонте данной конкретной единицы электрооборудования.

Объективным методом оценки потребности конкретной единицы оборудования в том или ином виде ремонта является периодический (дискретный) или постоянный (непрерывный) контроль за ТС ЭЭО с проведением ремонтов лишь в том случае, когда износ деталей, элементов или узлов достиг значения, при котором уже не гарантируется их безотказная, безопасная и экономичная эксплуатация. Такой контроль ТоС может быть осуществлён методами и средствами технической диагностики.

Диагностика периодически может осуществляться визуально и инструментально в порядке ТО, при осмотрах, проверках, испытаниях, при производстве ремонтов. При этом определяются соответствие паспорту и техническим условиям выходных параметров, необходимость их регулировки, целостность, степень износа, потребность в замене сменных запасных частей, узлов и комплектующих изделий, уточняются сроки и объём различных операций регламентированного ТО и Р.

Более широко решает задачи контроля ТС ЭЭО постоянная диагностика. Её разработка и применение необходимы в первую очередь для наиболее ответственного и наименее доступного для осмотра и замеров электрооборудования. Постоянная диагностика требует, как правило, разработки специальной аппаратуры с комплексом датчиков, осуществляющих контроль различных параметров, характеризующих ТС, с выводом сигналов на показывающие, сигнализирующие, регистрирующие приборы, а при необходимости – и на отключающий электрооборудование устройства.

Отдельные элементы технической диагностики давно нашли применение для контроля за состоянием наиболее уязвимых элементов ЭЭО и за стабильностью наиболее важных параметров. Так, например, широко применяется постоянный контроль за состоянием температуры подшипников, обмоток электрических машин и трансформаторов и т. д.

Разработке и внедрению диагностических методов контроля за ТС электрооборудования должны предшествовать такие основные этапы: анализ причин отказов и нестабильности параметров и характеристик ЭЭО, а также разработка программ технической диагностики, полностью характеризующих ТС данного электрооборудования и его параметров на момент проверки; определение оптимального алгоритма диагностирования, который, как правило, предусматривает такие последовательно выполняемые операции, как контроль узлов с наибольшей вероятностью отказов и малой трудоёмкостью диагностирования; измерение основных параметров, характеризующих общее ТС данной единицы электрооборудования; поэлементное диагностирование в случае выхода измеренных значений основных параметров за допустимые пределы или при достижении ими значений, близких к граничным; прогнозирование остаточного ресурса; оценка необходимости и экономической целесообразности в дискретном или непрерывном контроле; выявление возможности использования

имеющейся стандартной или необходимости разработки специальной контрольно-измерительной аппаратуры для создания диагностического комплекса для каждого вида электрооборудования; выявление возможности создания универсальной диагностической аппаратуры для осуществления контроля за ТС различных видов или типоразмеров оборудования и для пооперационных и приёмно-сдаточных испытаний с целью оценки качества ППР; регламентация периодичности дискретного диагностического контроля и введение его в качестве операций регламентированного ТО в систему ППР.

Средства технической диагностики позволяют выводить в ремонт конкретную единицу оборудования не по графику ППР, а по её объективному ТС. В то же время периодический диагностический контроль должен проходить в рамках регламентированного ТО по плану, предусмотренному графиком ППР.

Лекция 4. Диагностика оборудования кабельных линий

Кабельная линия электропередач (КЛЭП) - это линия для передачи электрической энергии, состоящая из одного или нескольких параллельных силовых кабелей с соединительными стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями.

Силовые кабели различают по роду: металла токопроводящих жил – кабели с алюминиевыми и медными жилами; материалов которыми изолируют токопроводящие жилы – кабели с бумажной, с пластмассовой и резиновой изоляцией; защиты изоляции жил кабелей от влияния внешней среды – кабели в металлической, пластмассовой и резиновой оболочке; а также по способу защиты от механических повреждений – бронированные и небронированные и количеству жил – одно-, двух-, трех-, четырех- и пятижильные.

Силовые кабели имеют общие конструктивные элементы: токопроводящие жилы, изоляцию, оболочку и защитные покрытия. Кроме основных элементов в конструкцию кабеля могут входить экраны, жилы защитного заземления и заземлители (рисунок 4.1).

Муфта для силовых кабелей обеспечивает герметизацию мест соединений, повышает изоляционные свойства в соединенных частях кабеля, придает высокую механическую прочность и огнеупорные свойства, увеличивает стойкость к агрессивной внешней среде, дает необходимую толщину изоляционного слоя и защиту места соединения (окончания) кабеля от влаги и грязи (рисунок 4.2).

Все материалы, которые используются для комплектации термоусаживаемых муфт, обладают электрической прочностью более 20кВ/мм.

Марка силового кабеля характеризует основные конструктивные элементы и область применения кабельной продукции. Буквенные обозначения конструктивных элементов кабеля приведены в таблице 4.1.

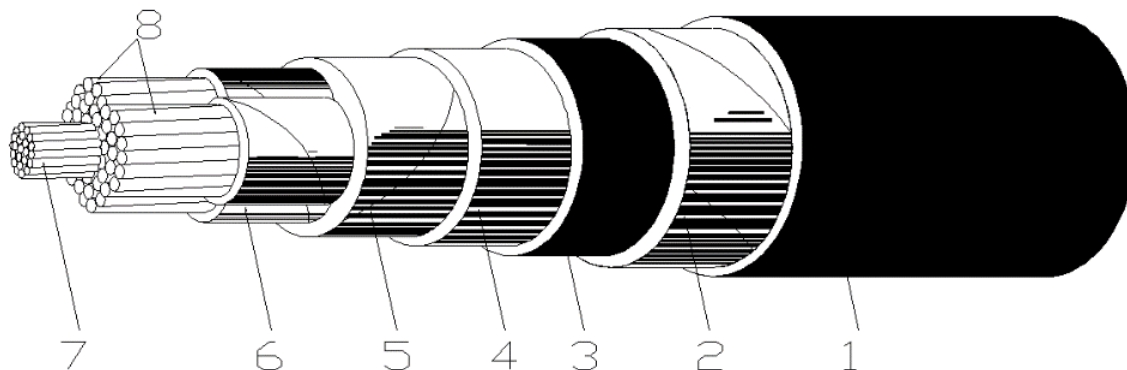
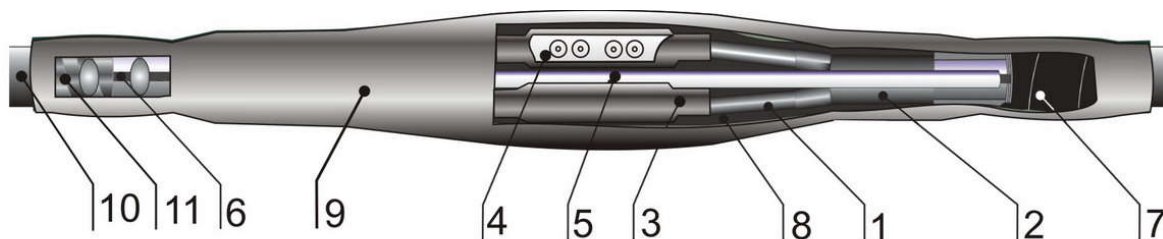


Рисунок 4.1 – Конструкция силового кабеля:

- 1 – покровная оболочка; 2 – броня; 3 – подушка; 4 – внутренняя оболочка;
5 – поясная бумажная изоляция; 6 – жильная изоляция; 7 – нулевая жила;
8 – токоведущие жилы



- | | |
|--|-------------------------|
| 1.Трубка изолирующая | 7.Лента герметик |
| 2.Перчатка изолирующая | 8.Межфазный наполнитель |
| 3.Манжета изолирующая | 9.Труба наружная |
| 4.Соединитель болтовой, под опрессовку или пайку | 10.Кабель |
| 5.Трубка ХВТ | 11. Бронеленты |
| 6.Провод заземления | |

Рисунок 4.2 – Муфты соединительные ЗСТп-1-(25-50) (М)

Таблица 4.1 – Буквенные обозначения конструктивных элементов кабеля

Конструктивный элемент кабеля	Материал	Буквенное обозначение
Жила	Медь Алюминий	Нет буквы А
Изоляция жил	Бумажная. Полиэтиленовая. Поливинилхлоридная Резиновая.	Нет букв П В Р
Поясная изоляция	Бумажная. Полиэтиленовая. Поливинилхлоридная Резиновая.	Нет букв П В Р
Оболочка	Свинцовая Алюминиевая гладкая Алюминиевая гофрированная Поливинилхлоридная Полиэтиленовая негорючая резина	С А АГ В П Н
Подушка	Бумага и битум без подушки. Полиэтиленовая (шланг). Поливинилхлоридная: один слой пластмассовой ленты типа ПХВ два слоя пластмассовой ленты типа ПХВ.	Нет букв б в л и 2л
Броня	Стальная лента. Проволока плоского сечения. Проволока круглого сечения.	Б П К
Наружный кабельный покров	Кабельная пряжа без наружного кабельного покрова. Стеклянная пряжа из волокна (негорючий кабельный покров) Полиэтиленовый шланг. Поливинилхлоридный шланг.	Нет букв Г Н ШП ШВ

Примечание: 1. Буквы в обозначении располагаются в соответствии с конструкцией кабеля.

2. Если в конце буквенной части марки стоит буква «П», написанная через черточку, то это означает, что он имеет по сечению плоскую форму.

3. Обозначение контрольного отличается от обозначения силового кабеля только тем, что после материала жилы кабеля ставится буква «К».

После букв стоят числа, указывающие число основных изолированных жил и их сечение (через знак умножения), а также номинальное напряжение (через тире). Число и сечение жил у кабелей с нулевой жилой или заземляющей жилой обозначается суммой чисел.

На практике применяют кабели следующих стандартных сечений жил в мм: 1,2; 1,5; 2,0; 2,5; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; 150; 185; 240.

Диагностику оборудования КЛЭП в процессе подготовки и монтажа, проведении приемо-сдаточных испытаний производят в соответствии с требованиями главы 1.8 «Нормы приемо-сдаточных испытаний» Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и Приложения 2 «Примерный порядок технического диагностирования электроустановок потребителей» Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП).

Испытания и диагностику оборудования КЛЭП, находящихся в эксплуатации, производят по требованиям Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) приложение 1 «Нормы испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей».

Диагностика и приемо-сдаточные испытания объекта, а также КЛЭП находящихся в эксплуатации включает:

- проверку целостности и фазировки жил кабеля;
- измерение сопротивления изоляции;
- испытание повышенным напряжением выпрямленного тока;
- испытание повышенным напряжением промышленной частоты;
- определение активного сопротивления жил;
- определение электрической рабочей емкости жил;
- измерение распределения тока по одножильным кабелям;
- проверку защиты от блуждающих токов;
- испытание на наличие нерастворенного воздуха;
- испытание автоматического подогрева концевых муфт;
- контроль состояния антикоррозийного покрытия;
- проверку характеристик масла;
- измерение сопротивления заземления.

Диагностику методом измерения сопротивления изоляции выполняют мегаомметром на напряжение 2500В, при контроле кабелей до 1000В сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5МОм. Для кабелей выше 1000В сопротивление изоляции не нормируется, но должно быть более 10МОм. Диагностику методом измерения сопротивления изоляции проводят до и после испытания кабеля повышенным напряжением.

Перед началом измерения сопротивления изоляции проверяют отсутствие напряжения на КЛЭП и заземляют объект диагностики на время подключения прибора, а после окончания измерения надо снять накопленный заряд путем временного наложения заземления.

Разрядку кабеля производят разрядной штангой сначала через ограничительное сопротивление, а затем накоротко. Короткие участки КЛЭП длиной до 100м разряжают без ограничительного сопротивления. При измерении сопротивления изоляции объекта большой длины,

необходимо помнить, что КЛЭП обладает значительной емкостью, поэтому показания мегаомметра надо отмечать только после окончания заряда кабеля.

Запрещается измерять сопротивление изоляции на КЛЭП, если линия проходит вблизи другой, находящейся под напряжением.

Диагностика КЛЭП методом испытания повышенным напряжением выпрямленного тока. Величины и длительность приложения нормированного испытательного напряжения приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Испытательные напряжения выпрямленного тока для КЛЭП.

Тип кабеля	Испытательные напряжения, кВ; для кабелей на рабочее напряжение, кВ								Продолжительность испытания, мин
	2	3	6	10	10	35	110	220	
Бумажная	12	18	36	60	100	175	300	450	10
Резиновая марок ГТШ, КШЭ, КШВГ, КШВГЛ, КШБГД	-	6	12	-	-	-	-	-	5
Пластмассовая	-	15	-	-	-	-	-	-	10

Подъем испытательного напряжения для КЛЭП напряжением до 10кВ осуществляют в течение 1 мин, а для линий 20-35кВ - со скоростью не более 0,5кВ/с. В случае, если контроль над испытательным напряжением выполняют по вольтметру, включенному на первичной стороне повышающего трансформатора, то в результаты измерения может вноситься некоторая погрешность за счет падения напряжения в элементах испытательной схемы, в частности, в кенотронах.

Диагностику и измерение токов утечки КЛЭП 3-10кВ при испытаниях повышенным выпрямленным напряжением производят с помощью микроамперметров, включенных или на стороне высокого напряжения испытательной установки, или в «0» испытательного трансформатора, в этом случае возможно искажение отсчета за счет паразитных токов утечки.

При диагностике методом испытания КЛЭП повышенным выпрямленным напряжением оценку их технического состояния выполняют не только по абсолютному значению тока утечки, но и путем учета характера изменения тока утечки по времени, асимметрии токов утечки по фазам, характера сохранения и спада заряда. КЛЭП может быть введена в работу, если токи утечки имеют стабильное значение, но не выше 300мкА для линий с номинальным напряжением до 10кВ. Для КЛЭП длиной до 100м без соединительных муфт допустимые токи утечки не должны превышать 2-3мкА на 1000В испытательного напряжения, а асимметрия токов утечки по фазам не выше 8-10 мкА.

Для изоляции КЛЭП «норма» ток утечки спадает в зависимости от длительности приложения испытательного напряжения, и тем больше, чем лучше качество изоляции. У силового кабеля с дефектной изоляцией ток

утечки увеличивается во времени. При заметном нарастании тока утечки КЛЭП продолжительность испытания увеличивают до 10-20 мин. При дальнейшем нарастании утечки, если оно не вызвано дефектами концевых разделок, испытание выполняют до пробоя изоляции кабеля.

При диагностике данным методом напряжение от выпрямленной установки подводят к одной из жил испытываемого кабеля. Остальные жилы КЛЭП, а также все жилы других параллельных кабелей данного присоединения надежно соединяют между собой и заземляют. У трехжильных кабелей испытанию подвергают изоляцию каждой жилы относительно оболочки и других заземленных жил. У однофазных КЛЭП и кабелей с отдельно освинцованными жилами испытывают изоляцию жилы относительно металлической оболочки. Кабель считают выдержавшим испытания, если не произошло пробоя, не было скользящих разрядов и толчков тока утечки или его нарастания, после того как он достиг установившейся величины.

Диагностику методом определения электрической рабочей емкости жил выполняют для КЛЭП напряжением 35 кВ и выше. Измеренная емкость, приведенная к удельным величинам, не должна отличаться от результатов заводских испытаний более чем на 5%. Измерение емкости жил КЛЭП проводят методом амперметра-вольтметра или по мостовой схеме.

Метод амперметра-вольтметра позволяет с большой точностью определять емкости со значениями $C \geq 0,1 \text{ мкФ}$, что соответствует нормальным параметрам кабелей (рисунок 4.3).

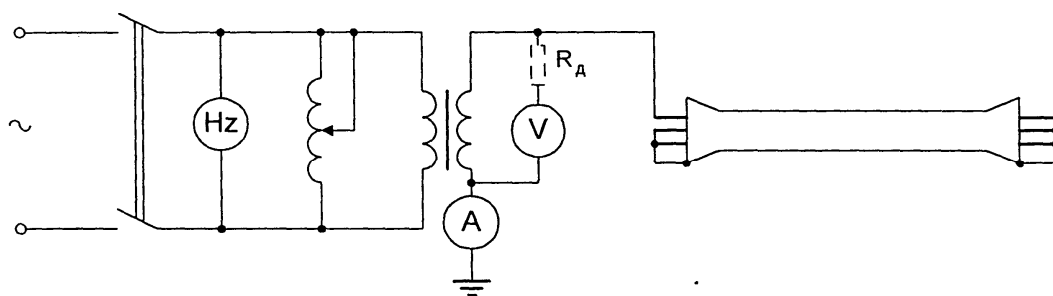


Рисунок 4.3 – Измерение емкости кабеля методом амперметра-вольтметра

По результатам измерения напряжения и тока емкость, мкФ:

$$C_{\text{ИЗМ}} = \frac{1}{2\pi f U} 10^6, \quad (4.1)$$

где: I - емкостной ток, А; U - напряжение на кабеле, В; f - частота напряжения в сети, Гц.

По данным измерения определяют удельную емкость кабеля, мкФ/км

$$C_{\text{УД}} = \frac{C_{\text{ИЗМ}}}{L}. \quad (4.2)$$

В том случае, когда измерение методом амперметра-вольтметра требует специального оборудования и приборов, применяют мостовой метод. При измерении используют мосты переменного тока типа МД-16, Р5026, Р595 и др. Измерения производят по перевернутой схеме. При выборе средств измерения учитывают, что удельные погонные емкости кабелей 35кВ и выше составляют десятые доли мкФ/км, а пределы измерения емкости мостами переменного тока находятся в диапазонах для мостов: Р5026 на напряжении 3-10кВ - $10 \div 1$ мкФ, на напряжении менее 100В - $6,5 \text{ на } 10^{-4} \div 5 \text{ на } 10^2$ мкФ; МД-16 на напряжении 6-10кВ - $0,3 \text{ на } 10^{-4} \div 0,4$ мкФ, на напряжении 100В - $0,3 \text{ на } 10^{-3} \div 100$ мкФ; Р595 на напряжении 3-10кВ - $3 \text{ на } 10^{-5} \div 1$ мкФ, на напряжении менее 100В - $3 \text{ на } 10^{-4} \div 10^2$ мкФ.

Диагностику методом контроля осушения вертикальных участков КЛЭП выполняют при М на объектах напряжением 20-30кВ путем измерения и сопоставления температур нагрева оболочки в разных точках вертикального участка. Разность нагрева отдельных точек должна быть в пределах $2-3^{\circ}\text{C}$.

Контроль осушения производят путем снятия кривых $\text{tg}\delta=f(U)$ на вертикальных участках КЛЭП. По значениям тангенса угла диэлектрических потерь судят о надежности изоляции по отношению к тепловому пробую, общему старению, увлажненности и обедненности изоляции пропиточной массой. Зависимость $\text{tg}\delta$ от напряжения представлена на рисунке 4.4.

При увеличении напряжения до некоторого значения U_{Π} начинается ионизация имеющихся в изоляции газовых или жидкостных включений, при этом $\text{tg}\delta$ резко возрастает за счет дополнительных потерь, вызванных ионизацией. В результате, напряжение U_{Π} при обеднении изоляции будет уменьшаться, а величина $\text{tg}\delta$ и потери соответственно увеличиваться. Зависимость $\text{tg}\delta=f(U)$ также будет изменяться.

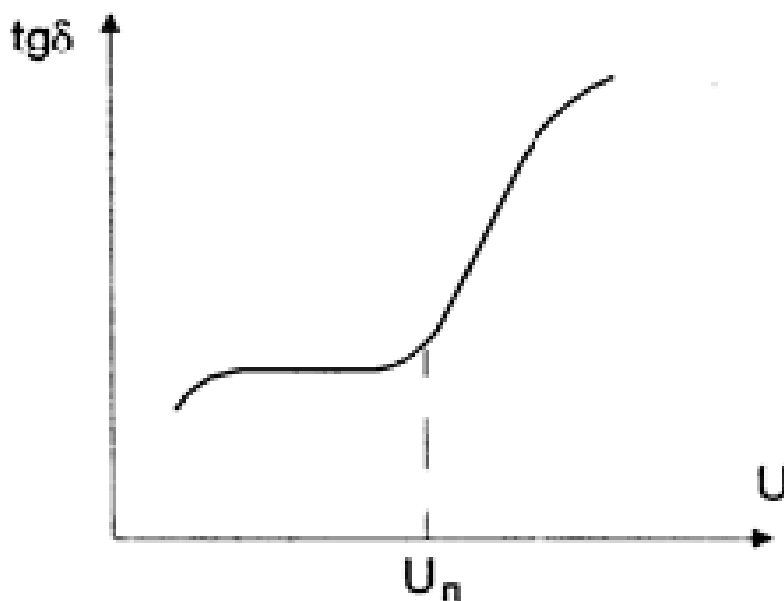


Рисунок 4.4 – Зависимость тангенса угла диэлектрических потерь от напряжения

Диагностику методом измерения блуждающих токов в КЛЭП выполняют при М у кабелей, проложенных в районах нахождения электрифицированного транспорта (метрополитена, трамвая, железной дороги), 2 раза в первый год эксплуатации кабеля или электрифицированного транспорта, далее - согласно местным инструкциям. При эксплуатации КЛЭП измеряют потенциалы и токи на оболочках кабелей в контрольных точках, а также параметры установки электрозащит.

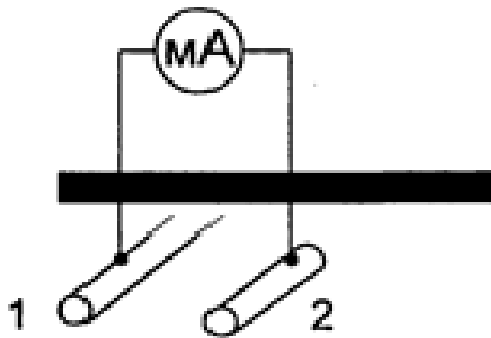


Рисунок 4.5 – Измерение плотности тока утечки:
1 - диагностируемый кабель; 2 - вспомогательный электрод

Опасными считают токи на участках КЛЭП в анодных и знакопеременных зонах для бронированных кабелей, проложенных в мало агрессивных грунтах (удельное сопротивление почвы $\rho > 20$ Ом м), при среднесуточной плотности тока утечки в землю более 15 мА/м; а также для бронированных КЛЭП, проложенных в агрессивных грунтах ($\rho < 20$ Ом м), при любой плотности тока утечки в землю; для кабелей с незащищенными металлическими оболочками, с разрушенной броней и защитным покрытием, а также для стальных трубопроводов линий высокого давления независимо от агрессивности окружающего грунта и видов изоляционных покрытий на них.

Диагностику методом измерения плотности тока утечки с поверхности кабеля в грунт выполняют с помощью вспомогательного электрода, зарытого вблизи самого кабеля (рисунок 4.5).

Вспомогательный электрод 2 изготавливают из деревянного стержня с навитой на него кабельной броневой лентой, зачищенной до металлического блеска, с площадью поверхности не менее 10000мм². Землю вокруг этого электрода утрамбовывают и увлажняют, а между оболочкой (броней) кабеля и вспомогательным электродом включают с помощью изолированных проводников миллиамперметр с внутренним сопротивлением 1-5 Ом.

Средняя плотность тока утечки с поверхности кабеля, мА/мм²

$$i_{CP} = \frac{kI_{CP}}{S}, \quad (4.3)$$

где I_{CP} - среднее значение миллиамперметра за период измерения, мА; S - поверхность ленты вспомогательного электрода, м²; k - коэффициент,

характеризующий отношение среднесуточной тяговой нагрузки ближайшей к месту измерения тяговой подстанции к ее среднему значению за 1 ч в период.

Электрохимическую защиту кабелей от коррозии осуществляют путем катодной поляризации их металлических оболочек, а в некоторых случаях и брони, т.е. накладыванием на последние отрицательного потенциала. В зависимости от способа электрической защиты катодная поляризация достигается присоединением к оболочкам кабелей катодной станции, дренажной и протекторной защиты. При выборе способа защиты учитывается основной фактор, вызывающий коррозию в данных конкретных условиях.

Причины повреждения кабельных линий при эксплуатации. Как показывает опыт эксплуатации КЛЭП, часть неисправностей кабелей не определяется при профилактических испытаниях повышенным напряжением постоянного тока. К таким недостаткам, которые снижают надежность кабелей, относятся: осушение изоляции из-за перемещения или стекания пропиточного состава, электрическое старение изоляции, высыхание изоляции кабелей, работающих в тяжелых тепловых режимах, часто связанное с разложением пропиточного состава.

Не только старение, но и крупные дефекты не всегда выявляют при диагностике методом профилактических испытаний КЛЭП. Не определяются повреждение в оболочках кабелей, если изоляция не отсырела. Повреждение и местные дефекты в изоляции обнаруживают при испытаниях лишь в том случае, если оставшийся неповрежденный участок изоляции не превышает 15-20% ее толщины. В момент возникновения аварийного режима КЛЭП получает вторичные повреждения (обжигается дугой, деформируется внутренним давлением, поглощает влагу через поврежденное место и т.д.).

Оболочка кабеля является одним из более важных конструктивных элементов, причем изоляция кабеля имеет высокие диэлектрические свойства случае, если нет проникновения у нее воздуха или влаги. Свинцовая или алюминиевая оболочки являются герметизирующим покровом кабеля.

Длительная допустимая механическая нагрузка для свинца $0,1 \text{ кг/мм}^2$, для алюминия $0,8 \text{ кг/мм}^2$. В отличие от свинца алюминий является вибростойким материалом, но намного уступает ему в стойкости к действию грунтовой коррозии. Кроме заводских дефектов, которые приводят к повреждениям КЛЭП при эксплуатации возможны:

- механические повреждения, которые были нанесены при прокладке кабельных трасс;
- спиралевидные вспучены (иногда трещины) от циклов «нагрев – охлаждение» и значительных перегрузок кабеля;
- междукристаллические разрушения свинцовой оболочки под действием сотрясений и вибраций;

- грунтовая, химическая коррозия под воздействием разнообразных химических реагентов, которые содержатся в почве.

Местные механические повреждения оболочек устанавливают по внешнему виду, т.к. они сопровождаются повреждением джутовой оплетки и стальной брони, а также возможным повреждением изоляции КЛЭП. Механические повреждения носят локальный характер и после устранения поврежденного участка и монтажа вставки КЛЭП может штатно работать.

Длина поврежденного участка кабеля зависит от характера влияния, вызывающего его сотрясения и вибрацию. Чаще всего это вертикальный участок кабеля при переходе кабельной линии в воздушную, где сотрясения образуются проводами ВЛЭП, а также переходы КЛЭП под путями или шоссе, места прокладки кабелей по мостам, где вибрацию и сотрясения создает транспорт.

Наличие в продуктах коррозии перекиси (двуокиси) свинца указывает на ее электрическое происхождение от блуждающих токов. Характерным является цвет продуктов коррозии. Двуокись свинца, образуемая при протекании блуждающих токов имеет коричневый цвет (бурый осадок).

Продукты химической коррозии чаще всего имеют белый цвет, иногда с бледно-желтым или бледно-розовым оттенком. При многократных изгибах кабеля, связанных с разматыванием, прокладкой, протяжкой в трубах и т.д., в местах возникших гофр алюминиевая оболочка дает продольную трещину или подрезается стальной броневой лентой. При установке муфт обращают внимание на состояние высыхания изоляции, разложения пропиточного материала и выпадения канифоли. У КЛЭП напряжением 10кВ и выше учитывают электрическое старение изоляции и наличие путей ионизации и частичных разрядов (ветвистые побеги, присутствие воскообразных веществ).

Воздушные включения в твердом изоляционном материале КЛЭП - наиболее слабый элемент изоляции: в них начинают развиваться опасные ионизационные процессы и частичные разряды. Чем большие воздушные зазоры (особенно в радиальном направлении), тем они опаснее. В связи с этим жестко регламентировано количество допустимых совпадений бумажных лент. Продольная складка нередко превращается в сплошную трещину, и при разборке изоляции кабеля вместо одной ленты сматываются две. Часто это наблюдается при величине перекрытия лент, близких до 50%.

При протекании токов короткого замыкания на короткое время допускается подъем температуры жил и прилегающих слоев изоляции к 125⁰С или 200⁰С соответственно для кабелей 20-35кВ и 1-10кВ. Это обусловлено тем, что при температурах выше 135-140⁰С в бумажной изоляции быстро развиваются процессы старения бумажной основы изоляции (разрушение волокна целлюлозы, из которых состоит бумага). Опасны и длительные послеаварийные перегрузки кабелей, когда нагрев

жил и изоляции превышает длительно допустимые. При вскрытии таких кабелей, после аварийного (профилактического) пробоя, обращают внимание на состояние фазной изоляции и бумажных лент, примыкающих к жиле.

Опасные местные перегревы кабелей возможны в местах, где КЛЭП проложены в земле с нарушением норм прокладки: с примыканием одного к другому или при выполнении в земле «запасов» в виде колец. В этих случаях кабели могут нагреваться к температурам, превышающих 100⁰С.

В кабелях напряжением 20-35кВ расчетные электрические градиенты в два раза выше, чем в кабелях напряжением 6кВ. При малом осушении, особенно на вертикальных участках, в КЛЭП возникает ионизация воздушных включений и частичные разряды. Необходимость замены вертикальных участков кабелей должна подтверждаться результатами рассечения, разборки и осмотра вырезанных для проверки образцов кабелей.

Опасная степень электрического старения материалов подтверждается наличием черных ветвистых отложений на бумажных лентах. Эти дефекты приводят к искажению электрического поля, образованию местных повышенных напряженностей, что опасно для КЛЭП напряжением 10кВ и выше. Жилы с отдельно выпирающими участками или из заусенцами опасны, т.к. во время изгибов кабеля или при тепловых деформациях может быть смята, продавлена или разрезана примыкающая к жиле бумажная изоляция. Наличие дефектов, сильно снижающих характеристики кабеля, недопустимо.

При рассечении КЛЭП после аварийных пробоев учитывают ряд других изменений, связанных с горением дуги и образованием значительных внутренних давлений. Большим давлением может деформироваться свинцовая оболочка кабеля, смещаться и выбрасываться (вместе с газами) заполнители. При диагностике и профилактических испытаниях, из-за малой мощности испытательных установок, такие деформации не возникают (прожигающая и ударная установки не учитываются).

Диагностику путем отыскания мест повреждения КЛЭП проводят в три этапа - прожигания поврежденного места кабеля с целью снижения переходного сопротивления в месте повреждения; отыскания участка кабеля, на котором произошло повреждение и места повреждения кабеля.

При потере электрической прочности – «пробое» кабеля, например при проведении испытаний, повышенным напряжением, в канале разряда происходит разложение маслоканифольной массы с образованием газов, способствующих погасанию дуги и деионизации разрядного промежутка. Последнее приводит к затеканию в разрядный канал разогретой под действием электрической дуги кабельной массы и восстановлению электрической прочности. Такой вид повреждения, называемый «заплывающий пробой», затрудняет отыскание места повреждения и для

снижения переходного сопротивления в этом месте применяют прожигание.

В зависимости от применяемого метода отыскания места повреждения кабеля, требуемые переходные сопротивления составляют от долей и единиц Ом до сотен и тысяч кОм.

Прожигание производят как на переменном, так и на постоянном токе. Для успешного прожигания места повреждения КЛЭП на постоянном токе требуется напряжение в 1,3-1,5 раза больше, чем на переменном токе. Кроме того, установки на постоянном токе по массе в 1,5-2 раза больше установок на переменном токе. Тем не менее, на практике применяют обе установки.

Для прожигания мест повреждения КЛЭП на постоянном токе необходимо напряжение 30-50кВ в начале процесса и ток до 3А в конце процесса, причем напряжение и ток должны регулироваться. Этим условиям удовлетворяют комбинации «кенотрон – газотрон», «кенотрон – тиратрон», «кенотрон - полупроводниковый выпрямитель», «высоковольтный полупроводниковый выпрямитель - полупроводниковый выпрямитель на ток до 3А».

При прожигании изоляции кабелей на переменном токе используют явление резонанса на частоте 50Гц, что позволяет существенно снизить мощность установки и сократить время достижения необходимого переходного сопротивления. Особенно они эффективны при прожигании мест повреждения в кабелях значительной длины (до 5км) и в соединительных муфтах. Эффект достигается за счет того, что у резонансных установок после пробоя напряжение восстанавливается значительно быстрее, чем у установок постоянного тока. Частота следования пробоев столь велика, что изоляция в месте пробоя не успевает восстанавливаться, т.е. «заплывать» и возникает устойчивый проводящий мостик.

Методы диагностики, с помощью которых отыскивают участок повреждения кабеля: петлевой метод; емкостной метод; импульсный метод и метод колебательного разряда.

Петлевой метод применяют только при определении расстояния до замыкания одной или двух жил относительно оболочки при переходном сопротивлении постоянному току в месте повреждения не более 5кОм и при наличии хотя бы одной неповрежденной жилы. Метод основан на принципе измерительного моста постоянного тока.

Емкостной метод используют для определения расстояния до места обрыва одной или нескольких жил кабельной линии путем измерения емкости кабеля. Измерения проводят как с помощью моста переменного тока, так и с использованием баллистического гальванометра на постоянном токе.

Импульсный метод основан на измерении времени t_x прохождения импульса от одного конца КЛЭП до места повреждения и обратно, которое

при скорости распространения этого импульса и расстояния до места повреждения L_x определяется и скорость распространения импульса.

$$t_x = \frac{2L_x}{v}, \quad (4.4)$$

$$L_x = \frac{vL_x}{2}. \quad (4.5)$$

Для большинства кабелей составляет 160 ± 1 м/мкс, соответственно расстояние до места повреждения – $L_x \approx 80t_x$.

Индукционный метод применяют при определении места повреждения КЛЭП с замыканием жил между собой и при переходном сопротивлении в месте замыкания не более 10 Ом, а также для определения трассы и глубины залегания неповрежденного объекта и места расположения кабельных муфт.

Метод основан на фиксации изменения электромагнитного поля над кабелем с помощью приемного устройства при пропускании по нему тока звуковой частоты. В качестве приемного устройства выступает антенна, в которой под действием электромагнитного поля наводится э.д.с., усиливаемая усилителем и воспроизводящая звуковые сигналы с помощью телефона. В качестве источника тока используют генератор звуковой частоты 800-1200 Гц напряжением 100-200 В и током до 20 А (например, генератор ОП-2).

Определение места однофазного замыкания на оболочку кабеля осуществить трудно даже при наличии большого практического опыта. Это вызвано тем, что в месте повреждения ток растекается по оболочке кабеля в обе стороны и, следовательно, звучание за местом повреждения не прекращается. Для отыскания таких повреждений применяют метод накладной рамки, который является разновидностью индукционного метода.

Метод используется также для определения трассы кабеля. В данном случае при горизонтальной ориентации магнитной оси антенны наводимая э.д.с. имеет максимальное значение над кабелем, т.к. витки обмотки антенны пересекаются максимальным магнитным потоком. Обратная картина наблюдается при вертикальной ориентации оси, так как витки обмотки антенны в данном случае не пересекаются магнитным потоком.

Метод накладной рамки применяют для определения однофазных замыканий жилы на оболочку при открытой прокладке кабеля, а также для КЛЭП проложенных в земле в предварительно отрытых шурфах на участке повреждения кабеля.

Лекция 5. Диагностика оборудования воздушных линий электропередачи

Воздушной линией электропередачи (ВЛЭП) называется устройство для передачи и распределения электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.).

Рассмотрим обобщенную схему подключения источника (тепловой электростанции) через электроэнергетическое оборудование (подстанции, линии электропередач) к потребителю (рисунок 5.1).

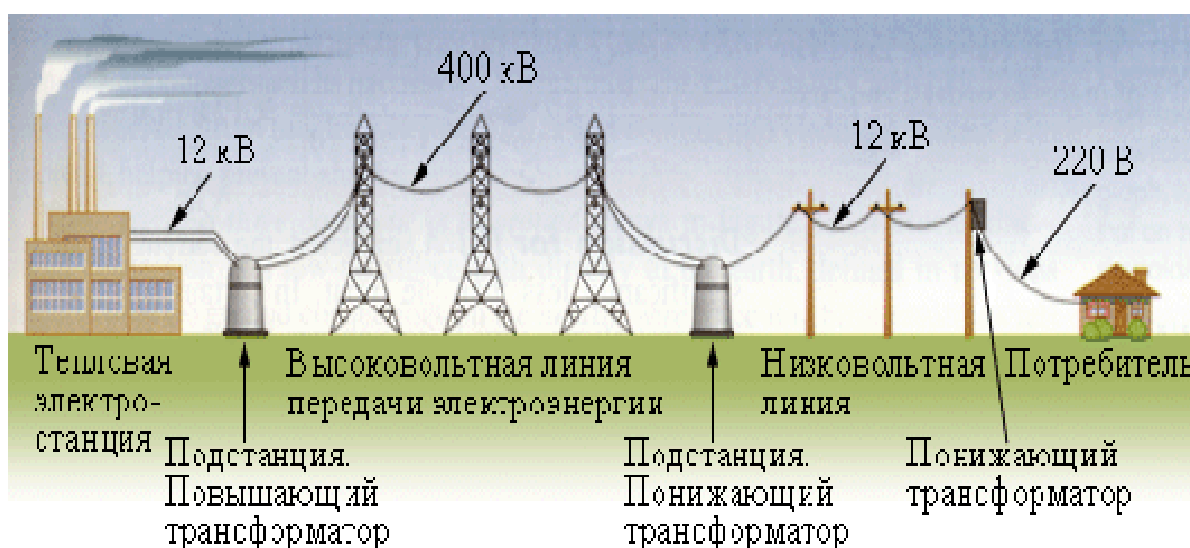


Рисунок 5.1 – Схема подключения тепловой электростанции к потребителю

Диагностику оборудования воздушных линий электропередач в процессе подготовки и монтажа, проведении приемо-сдаточных испытаний производят в соответствии с требованиями главы 1.8 «Нормы приемо-сдаточных испытаний» Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и Приложения 2 «Примерный порядок технического диагностирования электроустановок потребителей» Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП).

Испытания и диагностику оборудования воздушных линий электропередач, находящихся в эксплуатации, производят в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) приложение 1 «Нормы испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей» (рисунок 5.2).

Диагностику и испытание оборудования воздушных линий электропередач проводят при капитальном - «К», текущем - «Т» ремонтах, а также в межремонтный – «М» период (профилактические испытания, не

связанные с выводом электроэнергетического оборудования в ремонт). По требованиям ПУЭ воздушные линии электропередачи диагностируют в следующем объеме: испытывают изоляторы и соединения проводов, а также измеряют сопротивления заземления опор, их оттяжек и тросов.

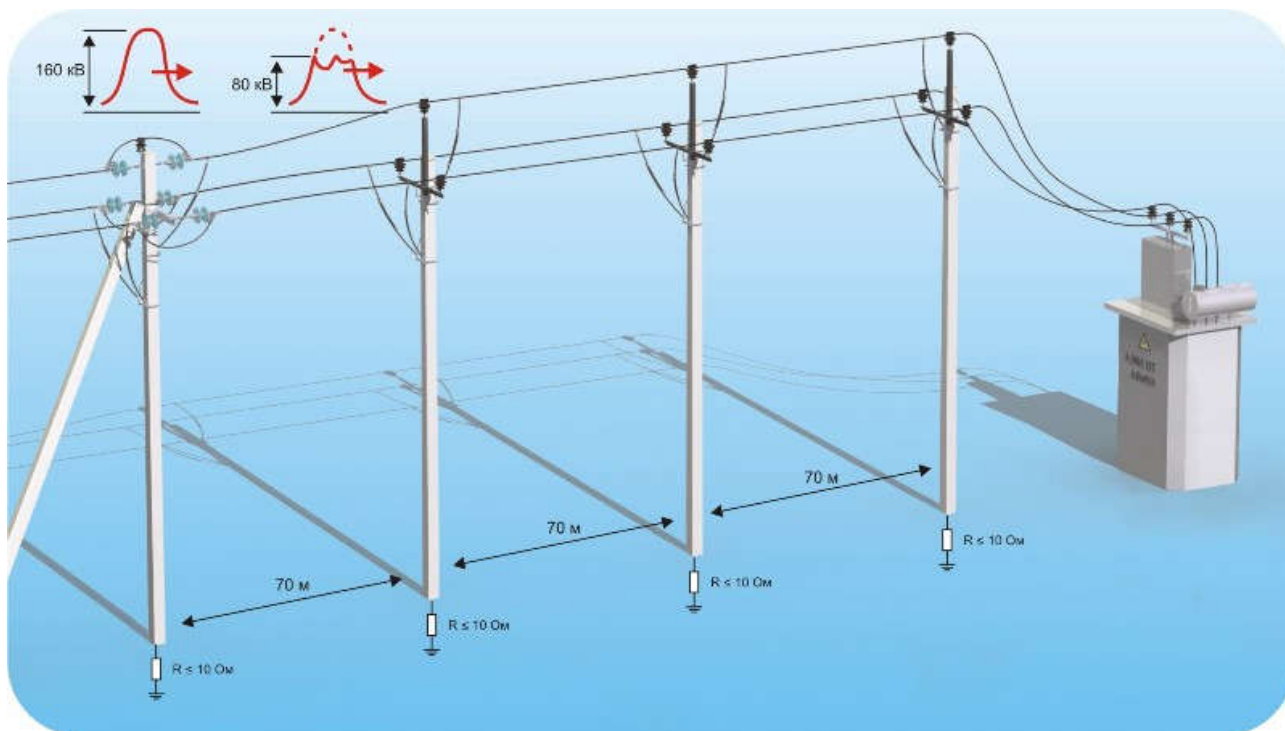


Рисунок 5.2 – Схема воздушной линии электропередач с подключением к трансформаторной подстанции

Диагностика изоляторов. Фарфоровые подвесные и штыревые изоляторы испытывают и диагностируют согласно нормативным документам. Электрические испытания стеклянных изоляторов не производят. Контроль состояния и диагностирование осуществляют путем их внешнего осмотра.

Диагностику методом проверки соединений проводов осуществляют путем внешнего осмотра и измерения падения напряжения или сопротивления.

Диагностируемые опрессованные соединения бракуются, если:

- геометрические размеры не соответствует требованиям инструкции по монтажу соединительных зажимов данного типа;
- на поверхности соединителя или зажима имеются трещины, следы значительной коррозии и механических повреждений;
- падение напряжения или сопротивление на участке соединения более чем в 1,2 раза превышает падение напряжения или сопротивления на участке провода той же длины (проводят на 5-10% соединителей).

Диагностику переходного сопротивления на отключенной линии производят микроомметром, а без отключения - косвенно, при помощи штанги для контроля состояния контактов, измеряющей падение

напряжения на соединении и проводе. Сопротивление или падение напряжения в проводе измеряют на расстоянии 1м от соединителя. Диагностируемые опрессованные соединения бракуют, когда кривизна опрессованного соединителя превышает 3% его длины, а стальной сердечник соединителя расположен несимметрично относительно алюминиевого корпуса зажима по его длине.

Диагностируемые сварные соединения бракуют, если:

- произошел пережег наружного провода или обнаружено нарушение сварки при перегибе соединительных проводов;
- раковина в месте сварки глубиной более 1/3 диаметра провода, а для сталеалюминевых проводов сечение 150-600мм² - более 6мм;
- падение напряжения или сопротивления превышает более чем в 1,2 раза падение напряжения на участке провода такой же длины.

Измерение сопротивления заземления опор, их оттяжек и тросов.

Сопротивления заземляющих устройств опор ВЛЭП измеряют при токах промышленной частоты в период их наибольших значений в летнее время. Производят измерение в другие периоды с корректировкой результатов путем введения поправочного коэффициента, учитывающего конфигурацию устройства, климатические условия и состояние почвы. Для средней полосы поправочные коэффициенты приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Наименьшее расстояние от проводов ВЛЭП до поверхности земли в ненаселенной и труднодоступной местности

Характеристика местности	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛ, кВ				
	до 110	150	220	330	500
Ненаселенная местность	6	6,5	7	7,5	8
Труднодоступная местность	5	5,5	6	6,5	7
Недоступные склоны гор, скалы, утесы и т.п.	3	3,5	4	4,5	5
Районы тундры степей с почвами, непригодными для земледелия, и пустынь	6	6	6,5	6,5	7

Диагностику методом измерения сопротивлений заземляющих устройств не производят, когда на измеренное значение сопротивления оказывает существенное влияние промерзание грунта.

Диагностика методом проверки нормируемых значений сопротивления заземления, размерность - Ом.

Для опор ВЛЭП выше 1000В, имеющие грозозащитный трос или другие устройства защиты от грозы, при удельном эквивалентном сопротивлении грунта ρ , Ом м:

до 100	10
более 100 до 500	15
более 500 до 1000	20
более 1000 до 5000	30
более 5000	$6 \cdot 10^{-3} \rho$

Для железобетонных и металлических опор ВЛЭП напряжением от 3 до 20кВ в населенной местности, а также для всех линий напряжением 35кВ сопротивление заземляющих устройств должны быть не более значений, приведенных в ранее. Для железобетонных и металлических опор ВЛЭП напряжением от 3 до 20кВ в ненаселенной местности в грунтах с удельным эквивалентным сопротивлением ρ , Ом м:

до 100 30
более 100 $0,3\rho$

Для опор ВЛЭП напряжением 3-35кВ, на которую установлено оборудование, сопротивление заземляющих устройств должно быть не более 100м. Для опор высотой более 40м на участках ВЛЭП, защищенных тросами, сопротивления заземляющих устройств должны быть в 2 раза меньше приведенных выше.

Для ВЛЭП, защищенных тросами, сопротивления заземляющих устройств, выполненных по условиям грозозащиты, должны обеспечиваться при отсоединенном тросе, а то остальным условиям - при не отсоединенном тросе.

Для опор ВЛЭП напряжением до 1000В сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 50 Ом, а сопротивление заземляющих устройств, предназначенных для защиты от грозовых перенапряжений, должны быть не более 30 Ом.

При выполнении повторных заземлений нулевого рабочего провода ВЛЭП в сетях с глухозаземленной нейтралью общее сопротивление растеканию заземлителей должно быть не более 5, 10 и 20 Ом при линейных напряжениях 660, 380 и 220В трехфазного тока или 350, 220 и 127В однофазного тока. Сопротивление заземляющих устройств каждого из повторных заземлений при этом должно быть не более 15, 30 и 60Ом соответственно при тех же напряжениях.

Диагностика, проведение периодических проверок, измерения и испытания параметров ВЛЭП, находящихся в эксплуатации после капитального ремонта – «К» и в межремонтный период – «М».

Объем диагностирования, контроля и испытаний, предусмотренных ПЭЭП, включает следующие работы: проверку габаритов и регулировку проводов и тросов; контроль изоляторов и соединений проводов; измерение сопротивления заземления опор и тросов, а также повторных заземлений нулевого провода; проверку правильности установки опор; внешние измерения; проверку тяжения в оттяжках опор; определение степени загнивания деталей деревянных опор; проверку срабатывания защиты линии до 1000В с заземленной нейтралью.

Диагностику методом проверки габаритов и разрегулировки проводов и тросов проводят при «М» путем измерения стрел провеса проводов и тросов, расстояний между проводами и габаритов до земли, а также пересекаемых объектов по мере необходимости. Фактическая стрела провеса проводов и тросов не должна отличаться от проектной величины более чем на $\pm 5\%$ при условии соблюдения габаритов до земли.

Разрегулировка проводов любой фазы по отношению к другой фазе, а также разрегулировка тросов допускается не более чем на 10% проектного значения стрелы провеса провода (троса). Расстояния от проводов ВЛЭП до поверхности земли и до различных инженерных сооружений в местах сближения с ними должны быть не менее установленных в таблицах 5.1 -5.9.

Таблица 5.2 - Наименьшее расстояние от проводов ВЛЭП до поверхности земли, зданий и сооружений на наклонной местности

Условия работы ВЛЭП	Участок, сооружение	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛЭП, кВ					
Нормальный режим	До поверхности земли	7	7	7,5	8	8	8
	До зданий или сооружений	3	4	4	5	6	-
Обрыв провода в соседнем пролете	До поверхности земли	4,5	4,5	5	5,5	6	-

Таблица 5.3 – Наименьшее расстояние между проводами и тросами пересекающихся ВЛЭП опорах при наличии грозозащитных устройств

Длина пролета ВЛЭП, м	Наименьшее расстояние, м, при расстоянии от места пересечения до ближайшей опоры ВЛЭП, м					
	30	50	70	100	120	150
При пересечении ВЛ 500-330 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения						
До 200	5	5	5	5,5	-	-
300	5	5	5,5	6	6,5	7
450	5	5,5	6	7	7,5	8
При пересечении ВЛ 200-150 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения						
До 200	4	4	4	4	-	-
300	4	4	4	4,5	5	5,5
450	4	4	5	5	6,5	7
При пересечении ВЛ 110-20 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения						
До 200	3	3	3	4	-	-
300	3	3	4	4,5	5	
При пересечении ВЛ 10 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения						
До 100	2	2	-	-	-	-
150	2	2,5	2,5	-	-	-

*При сближении ВЛЭП 500кВ между собой и с ВЛЭП более низких напряжений - высота наиболее высокой опоры, но не менее 50м.

Таблица 5.4 – Наименьшее расстояние по горизонтали между ВЛЭП

Участки ВЛЭП и расстояния	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛЭП, кВ						
	до 20	35	110	150	220	350	500
Участки нестесненной трассы, между осями ВЛЭП Участки стесненной трассы и подходы к подстанциям: между крайними проводами в не отклоненном положении от отклоненных проводов одной ВЛ до опор другой ВЛЭП	Высота наиболее высокой опоры*						
	2,5	4	5	6	7	10	15
	2	4	4	5	6	8	10

Таблица 5.5 – Наименьшее расстояние по вертикали от проводов ВЛЭП
до проводов линий связи и радиорелейных линий

Расчетный режим ВЛЭП	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛЭП, кВ							
	до 10	20	35	110	150	220	330	500
Нормальный: а) на деревянных опорах при наличии грозозащитных устройств, а также на металлических и железобетонных опорах	2	3	3	3	4	4	5	5
б) на деревянных опорах при отсутствии грозозащитных устройств	4	4	5	5	6	6	7	7
Обрыв проводов в смежных пролетах на ВЛЭП с подвесной изоляцией.	1	1	1	1	1,5	2	2,5	3,5

Таблица 5.6 – Наименьшее допустимое расстояние между проводами ВЛЭП с
подвесными изоляторами при их горизонтальном расположении

Напряжение ВЛЭП, кВ	Наименьшее расстояние между проводами, м, при стрелах провеса, м						
	3	4	5	6	S	12	16
35	2,5	2,5	2,75	2,75	3,0	3,25	3,75
110	3,0	3,25	3,5	3,5	3,75	4,0	4,5
150	3,5	3,5	3,75	3,75	4,0	4,5	4,75
220	-	-	4,25	4,5	4,75	5,0	5,5
330	-	-	-	5,5	5,75	6,0	6,5
500	-	-	-	7,0	7,25	7,5	8,0

Таблица 5.7 – Наименьшее расстояние между фазами ВЛЭП на опоре

Расчетное условие	Наименьшее расстояние между фазами, см, при напряжении ВЛЭП, кВ							
	до 10	20	35	110	150	220	330	500
Грозовые перенапряжения	20	45	50	135	175	250	310	400
Внутренние перенапряжения	22	33	44	100	140	200	280	420
Рабочее напряжение	-	15	20	45	60	95	140	200

Таблица 5.8 – Наименьшее расстояние между проводами ВЛЭП со штыревыми изоляторами

Напряжение ВЛЭП, кВ	Толщина стенки гололеда, мм	Наименьшее расстояние между проводами, м, при стреле п повеса, м					
		до 1,5	2	2,5	3	3,5	4
6-10	5	0,6	0,7	0,75	0,8	0,85	0,90
	10	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,25
	15	0,95	1,1	1,25	1,35	1,45	1,55
	20 и более	1,1	1,3	1,4	1,5	1,63	1,75
20	5	0,7	0,8	0,85	0,9	1,0	1,0
	10	0,9	1,0	1,1	1,2	1,55	1,4
	15	1,1	1,2	1,35	1,45	1,8	1,65
	20 и более	1,2	1,4	1,5	1,65		1,9
35	5	0,85	0,9	1,0	1,05	1,1	1,2
	10	1,05	1,2	1,25	1,4	1,45	1,5
	15	1,2	1,35	1,5	1,6	1,7	1,8
	20 и более	1,35	1,5	1,65	1,8	1,9	2,0

Таблица 5.9 – Наименьшее допустимое изоляционное расстояние по воздуху от токоведущих до заземленных частей ВЛЭП

Расчетное условие	Наименьшее изоляционное расстояние, см, при напряжении ВЛЭП, кВ							
Грозовые напряжения для изоляторов:								
- штыревых	15	25	35	-	-	-	-	-
- подвесных	20	35	40	100	130	180	260	320
Внутренние перенапряжения	10	15	30	80	110	160	215	300
Рабочее напряжения	-	7	10	25	35	55	80	115
Обеспечение безопасного подъема на опору	-	-	150	150	200	250	350	450

Изоляционное расстояние по воздуху между проводами петель и телом опоры, а также расстояния на опоре между проводами ВЛЭП в местах их пересечения между собой, ответвлениях и переходе с одного

расположения проводов на другое могут отличаться от проектных размеров не более чем минус 10%.

Диагностику и контроль состояния изоляторов проводят при ремонтах «К» и «М». Диагностирование фарфоровых изоляторов ВЛЭП выполняют не реже 1 раза в 6 лет. Контроль состояния опорных и подвесных изоляторов из закаленного стекла, а также изоляторов всех типов для подвески молниезащитного троса выполняют визуально. Необходимость диагностирования стержневых изоляторов определяют по инструкциям.

Диагностику и контроль состояния соединений проводов проводят при ремонтах «К» и «М». При эксплуатации объекта состояние проводов, тросов и их соединений определяется визуально при осмотрах ВЛЭП. Диагностирование болтовых соединений воздушных линий перенапряжением 35кВ и выше производятся 1 раз в 6 лет. Диагностирование соединений проводов, выполненных сваркой, скруткой, обжатием и опрессованием, а также соединений тросов всех типов при осмотрах ВЛЭП выполнять не требуется. При обрыве не проводе или тросе нескольких жил должны быть проведены ремонтные работы. После капитального ремонта ВЛЭП соединения проводов должны удовлетворять соответствующим требованиям.

Опрессованные соединения:

- геометрические размеры (длина и диаметр спрессованной части) должны соответствовать значениям, указанным в инструкции по монтажу соединительных зажимов данного типа;
- на поверхности соединителя или зажима не должно быть трещин, следов значительной коррозии и механических повреждений;
- величина падения напряжения или сопротивления на участке соединения должна не более чем в 1,2 раза превышать падение напряжения или сопротивление на участке провода той же длины (испытание проводятся выборочно на 5-10% соединителей);
- кривизна опрессованного соединителя не более 3% его длины;
- стальной сердечник опрессованного соединителя должен быть расположен симметрично относительно его корпуса по всей длине.

Сварные соединения:

- не должно быть пережога наружного повива или нарушения сварки при перегибе соединенных проводов;
- усадочная раковина в месте сварки не должна иметь глубину более $1/3$ диаметра провода, а для сталеалюминевых проводов сечением от 150 до 600мм² - более 6мм;
- величина падения напряжения или сопротивления не должна превышать более чем в 1,2 раза падение напряжения и сопротивления на участок провода той же длины.

Болтовые соединения:

- соединительные болтовые зажимы должны строго соответствовать мерами монтируемых проводов;
- падение напряжения или сопротивление на участке болтового соединения проводов ВЛЭП напряжением 35кВ и выше должно не более чем в 2 раза превышать падение напряжения или сопротивление на участке целого провода той же длины.

Болтовые соединения, измерение и диагностирование параметров которых дали неудовлетворительные результаты, должны пройти ревизию.

Опрессованные и сварные соединения, не удовлетворяющие указанным требованиям, забраковывают и вырезают, а соединение проводов выполняют вновь.

Диагностику методом измерения сопротивления заземления опор и тросов, а также повторных заземлений нулевого провода проводят при ремонтах «К» и «М». Измерения рекомендуется проводить в периоды наибольшего удельного сопротивления грунта. Сопротивление заземляющего устройства определяют умножением измеренного значения на поправочные коэффициенты, учитывая конструктивное выполнение устройства, погодные условия и состояние грунта. Поправочные коэффициенты для средней полосы приведены в нормативных документах.

Для других районов поправочные коэффициенты утверждаются местными органами государственного энергетического надзора. Для заземлителей, находящихся в промерзшем грунте ниже глубины промерзания, поправочный коэффициент не применяют. Для ВЛЭП напряжением выше 1000В измеренные значения сопротивлений заземляющих устройств не должны превышать величин справочных документов (таблица 5.10).

Таблица 5.10 – Поправочные коэффициенты к значению измеренного сопротивления заземлителя для средней полосы

Тип заземлителя	Размеры Заземлителя	t=0,7 ÷ 0,8м			t=0,5м		
		K1	K2	K3	K1	K2	K3
Горизонтальная полоса	l=5м	4,3	3,6	2,9	8,0	6,2	4,4
	l=20м	3,6	3,0	2,5	6,5	5,2	3,8
Заземляющая сетка или контур	S=400м ²	2,6	2,3	2,0	4,6	3,8	3,2
	S =900м ²	2,2	2,0	1,8	3,6	3,0	2,7
	S=3600м ²	1,8	1,7	1,6	3,0	2,6	2,3
Заземляющая сетка контур с вертикальными электродами длиной 5 м	S=900 м ² n≥10шт.	1,6	1,5	1,4	2,1	1,9	1,8
	S=3 600 м ² n≥15шт.	1,5	1,4	1,3	2,0	1,9	1,7
Одиночный вертикальный заземлитель	l=2,5м	2,00	1,75	1,50	3,80	3,00	2,30
	l=3,5м	1,60	1,40	1,30	2,10	1,90	1,60
	l=5,0м	1,30	1,23	1,15	1,60	1,45	1,30

Примечания.

Коэффициент $K1$ применяют, когда измерение производится при влажном грунте или моменту измерения предшествовало выпадение большого количества осадков;

Коэффициент $K2$ - когда измерение производится при грунте средней влажности или моменту измерения предшествовало небольшое количество осадков;

Коэффициент $K3$ - когда измерение производится при сухом грунте или моменту измерения предшествовало выпадение незначительного количества осадков;

Параметр t - глубина заложения в землю горизонтальной части заземлителя или верхней части вертикальных заземлителей;

Параметр l - длина горизонтальной полосы или вертикального заземлителя;

Параметр S - площадь заземляющей сетки или контура;

Параметр n - количество вертикальных электродов.

Диагностику и контроль состояния проводят не реже 1 раза в 10 лет на всех опорах с разрядниками и защитными промежутками, на опорах с электрооборудованием, а также на тросовых опорах ВЛЭП напряжением 110кВ и выше при обнаружении на опоре следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой. На отдельных опорах измерения производят выборочно у 2% общего количество опор с заземлителями в населенной местности и на участках с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами.

При неудовлетворительных результатах выборочных измерений и после сопоставления с данными измерений удельного сопротивления грунта измерения повторяются на соседних опорах до получения удовлетворительных результатов на двух подряд опорах в одном направлении ВЛЭП.

Для воздушных линий напряжением до 1000В нормируемые значения сопротивления заземляющих устройств приведены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Допустимое сопротивление заземляющих устройств ВЛЭП

Характеристика установки, заземляющее устройство которой проверяется	Удельное сопротивление грунта ρ , Ом·м	Сопротивление, Ом
ВЛЭП на напряжение выше 1000В		
Опоры железобетонные, металлические и деревянные на которых подвешен трос или установлены устройства молниезащиты; опоры железобетонные и металлические линий 35 кВ и линий 3-20кВ в населенной местности, а также заземлители электрооборудования, установленного на опорах линий 110кВ и выше	До 100	10
	Более 100 до 500	15
	Более 500 до 1000	20
	Более 1000 до 5000	30
	Более 5000	$6 \cdot 10^{-3} \rho$
Заземлители электрооборудования на опорах линий 3-35кВ		10
Железобетонные и металлические опоры линий 3-20кВ в ненаселенной местности	До 100 Более 100	30 $0,3\rho$
Разрядники и защитные промежутки на подходах линий к подстанциям с машинами		5
ВЛЭП на напряжение до 1000В		
Опоры с повторными заземлителями нулевого провода в сетях с заземленной нейтралью:		
660/380В	До 100 Более 100	15 $0,15\rho$
380/220В	До 100 Более 100	30 $0,3\rho$
220/127 В	До 100 Более 100	60 $0,6\rho$
Железобетонные и металлические опоры в сети с изолированной нейтралью		50
Заземлители, предназначенные для защиты от грозовых перенапряжений		30

Диагностирование и контроль состояния проводят на всех опорах ВЛЭП с заземлителями молниезащиты и повторными заземлителями нулевого провода. У остальных железобетонных и металлических опор производится выборочно у 2% общего количества опор.

Проверку правильности установки опор проводят при ремонтах «К» и «М». Проверку вертикальности установки одностоечных и порталных деревянных и железобетонных опор ВЛЭП производят с помощью отвеса, а проверку вертикальности положения опор пространственной

конструкции выполняют с помощью теодолита. Допускаемые отклонения при установке опор ВЛЭП приведены в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Допуски при установке опор ВЛЭП

Наименование	Вид испытаний	Числовое значение
Отклонение опоры от вертикальной оси вдоль и поперек линии (отношение отклонения верха к ее высоте):	К, М	
- для металлических опор		1:200
- для одностоечных железобетонных опор		1:500
- для порталных железобетонных опор на оттяжках		100 мм
- для деревянных опор	К	1:100
Отклонение оси траверсы от горизонтали (уклон траверсы) по отношению к ее длине для порталных металлических опор на оттяжках:		
- при длине траверсы до 15м		1:150
- при длине траверсы более 15м		1:250
- для порталных железобетонных опор на оттяжках	К	80 мм
- для деревянных опор		1:50
Смещение конца траверсы от линии, перпендикулярной оси траверсы для:		
- металлических и одностоечных железобетонных опор		100 мм
- порталных железобетонных опор на оттяжках	К	50 мм
Разворот траверсы по оси линии для:		
- деревянных опор		5мм
- железобетонных одностоечных опор		100 мм

Диагностику методом проверки состояния опор и их деталей производят по инструкциям. При осмотрах к опорам ВЛЭП предъявляют следующие требования - на поверхности железобетонных опор с ненапряженной арматурой не должно быть трещин, ширина раскрытия которых при эксплуатационных нагрузках составляет более 0,2мм. Количество трещин с шириной раскрытия до 0,2мм при этом должно быть не более шести на 1м ствола опоры, а количество волосяных трещин не нормируется.

Диагностику методом осмотра опор проводят при ремонте «М», при этом не допускается появление трещин при эксплуатационных нагрузках в железобетонных опорах ВЛЭП с напряженной и частично перенапряженной арматурой. Резьба болтов должна выступать над гайкой не более чем на 100м и не менее чем на 40 мм; врубка, затесы и отколы. Ослабление сечений расчетных элементов металлических опор коррозией должно быть не более 20% площади поперечного сечения.

Диагностику методом проверки тяжения в оттяжках опор проводят при ремонтах «К» и «М». Проверку тяжения в оттяжках опор ВЛЭП выполняют в процессе эксплуатации по мере необходимости. Величина тяжения не должна отличаться от проектного значения более чем на 10%.

Диагностику методом проверки срабатывания защиты ВЛЭП напряжением до 1000В с заземленной нейтралью проводят при ремонтах «К» и «М». При замыкании по нулевому проводу ВЛЭП протекает ток однофазного короткого замыкания, значение которого больше номинального тока плавкой вставки ближайшего предохранителя или расцепителя автоматического выключателя. Возникающие аварийные токи должны превышать в 3 раза номинальный ток плавкой вставки предохранителя, в 1,4 раза уставку тока электромагнитного расцепителя автоматического выключателя с номинальным током до 100А и в 1,25 раза уставку тока электромагнитного расцепителя выключателя с номинальным током более 100А.

Определение величины тока короткого замыкания осуществляют путем измерения тока однофазного короткого замыкания приборами или измерением сопротивления петли фаза-ноль различными методами с последующим вычислением тока однофазного короткого замыкания. Полученное значение тока сравнивается с номинальным током защитного аппарата линии с учетом требований ПУЭ.

Диагностику и приемку в эксплуатацию ВЛЭП с самонесущими изолированными проводами (СИП) выполняют в соответствии с требованиями Правил приемки в эксплуатацию объектов распределительных сетей напряжением 0,38 - 20кВ. Каждую ВЛЭП с СИП подвергают диагностике методом испытания в соответствии с требованиями ПУЭ.

Выборочная, от 2 до 15% общего количества, проверка качества контактной и соединительной арматуры на соединениях и ответвлениях фазных проводов. Диагностику качества всех соединений несущей жилы СИП проводят путем внешнего осмотра и измерения электрического сопротивления контактов, если сопротивление на участке соединения более чем на 20% отличается от сопротивления на целом участке жилы той же длины, контакт бракуется. Контроль маркировки жил в зажимах.

Диагностику методом измерения сопротивления изоляции жил СИП проводят мегомметром на 1000В между фазными проводами, нулевым проводом и всеми проводами (не менее 0,5Мом).

Диагностику методом испытания изоляции ВЛЭП повышенным напряжением проводят мегомметром на 2500В - величина сопротивления изоляции не нормируется. ВЛЭП с СИП считают выдержавшей испытания, если не произошло пробоя изоляции. После проведения испытаний для снятия зарядного тока все провода объекта кратковременно заземляют.

Диагностика методом проверки заземляющих устройств ВЛЭП включает:

- осмотр элементов заземляющих устройств в доступных пределах, путем проверки сечения проводников, качества сварки и затяжку болтовых соединений;
- состояние цепи между заземлителями и заземляемыми элементами;
- измерение сопротивлений заземлителей;
- измерение общего сопротивления всех заземлителей нулевого рабочего провода;
- измерение тока однофазного короткого замыкания на нулевой провод или полного сопротивления петли «фаза -нуль» с последующим вычислением тока однофазного замыкания.

Диагностику методом осмотра ВЛЭП с СИП работники проводят по утвержденному графику не реже одного раза в год. Работники выполняют ежегодные выборочные осмотры линий или участков, а также всех линий, подлежащих капитальному ремонту в текущем году.

Диагностику методом испытаний ВЛЭП с СИП выполняют, первое - через год после сдачи в эксплуатацию, а последующие после ремонта, реконструкции, подключения новых нагрузок и т.п. Профилактические испытания изоляции мегомметром на напряжении 2500В выполняют при необходимости, но не реже 1 раза в 6 лет. Измерение общего сопротивления всех заземлителей нулевого провода, а также отдельных заземлителей у опор, имеющих наружные спуски с доступными с земли болтовыми соединениями, проводятся не реже 1 раза в 6 лет. Измерения должны выполняться в периоды наибольшего высыхания грунта.

Диагностику заземлителей с их раскопкой производят выборочно на 2 % железобетонных опор в местах возможного их повреждения, в агрессивных грунтах, в населенной местности с замером сопротивления не реже 1 раза в 12 лет. Визуальный контроль наличия цепи между заземлителями и заземляемыми элементами проводят ежегодно.

Диагностику методом измерения тока однофазного к.з. на нулевой провод проводят при изменении длины или сечения проводов объекта, но не реже 1 раза в 12 лет. Результаты испытаний оформляют протоколом и заносят в паспорт линии.

Диагностику методом поиска повреждений ВЛЭП с СИП выполняют для определения жил с поврежденной изоляцией и мест повреждения. Диагностирование поврежденных жил производят методом испытания изоляции каждой жилы относительно нулевого провода и между токоведущими жилами. Испытания выполняют мегомметром на 2500В после отсоединения (отключения) от линии всех потребителей.

Методы определения мест повреждения на ВЛЭП с СИП такие же, как и для кабельных линий электропередач. На практике для определения зоны повреждения применяют импульсный метод, а места повреждения - индукционный и акустический методы. После проведения испытаний СИП все провода кратковременно заземляют для снятия зарядного тока.

Диагностика и ремонт воздушных линий с изолированными проводами. Для поддержания ВЛЭП с СИП в технически исправном состоянии проводят текущие и капитальные ремонты. Все ремонты производят по утвержденным графикам, составленным с учетом результатов диагностирования, осмотров и испытаний. Периодичность капитальных ремонтов объектов на железобетонных опорах - 1 раз в 10 лет, на деревянных опорах - 1 раз в 5 лет. Объем ремонта определяют на основании выявленных при диагностике, осмотрах и испытаниях ВЛИ дефектов.

В объем капитального ремонта при необходимости включают: замену и ремонт опор, а также деталей опор; выправку опор; установку приставок к опорам; замену СИП; регулировку стрел провеса проводов; замену вводов к потребителям. Ремонт заземляющих устройств и заземляющих спусков выполняется безотлагательно.

Лекция 6. Диагностика оборудования силовых масляных трансформаторов

Диагностику и испытания масляных трансформаторов, автотрансформаторов, реакторов и заземляющих дугогасящих реакторов в процессе подготовки и монтажа, проведении приемо-сдаточных испытаний производят в соответствии с требованиями главы 1.8 «Нормы приемо-сдаточных испытаний» Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и Приложения 2 «Примерный порядок технического диагностирования электроустановок потребителей» Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП).

Испытания и диагностику силовых масляных трансформаторов, находящихся в эксплуатации, производится в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) приложение 1 «Нормы испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей».

Испытания и диагностирование трансформаторов проводятся при капитальном - «К», текущем - «Т» ремонтах, а также в межремонтный – «М» период (профилактические испытания, не связанные с выводом электроэнергетического оборудования в ремонт).

В зависимости от характеристик и условий транспортировки все трансформаторы подразделяются на 1-6 группы, где 1-я группа - трансформаторы мощностью до 1000кВА напряжением до 35кВ ключительно, транспортируемые с маслом и расширителем (рисунок 6.1).

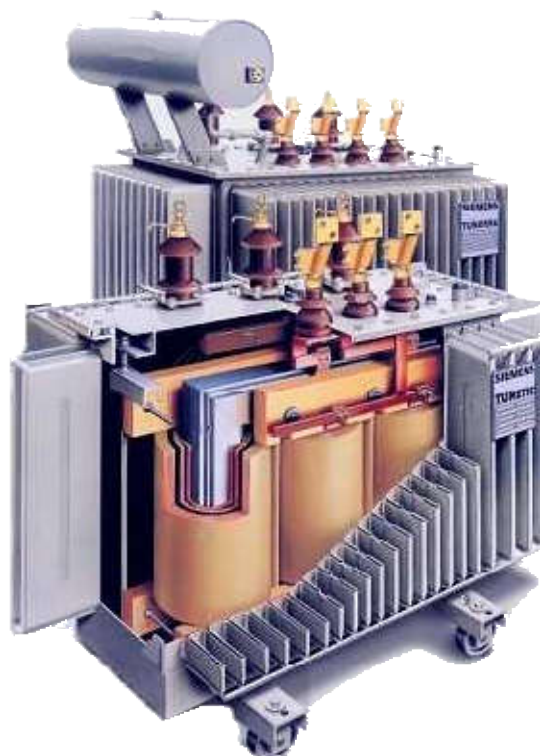


Рисунок 6.1 – Силовой масляный трансформатор ТМ-160 (250) кВА

Таблица 6.1 – Тип трансформатора

Тип трансформатора	Условное обозначение
Автотрансформатор (для однофазных О, для трехфазных Т)	А
Расщепленная обмотка низшего напряжения	Р
Условное обозначение видов охлаждения	З
Защита жидкого диэлектрика с помощью азотной подушки без расширителя	Л
Исполнение с литой изоляцией	Т
Трех обмоточный трансформатор	Н
Трансформатор с РПН	
Сухой трансформатор с естественным воздушным охлаждением (обычно вторая буква в обозначении типа), либо исполнение для собственных нужд электростанций (обычно последняя буква в обозначении типа)	С
Кабельный ввод	К
Фланцевый ввод (для комплектных ТП)	Ф

Таблица 6.2 – Системы охлаждения

Система охлаждения	Условное обозначение
Сухие трансформаторы	
Естественное воздушное при открытом исполнении	С
Естественное воздушное при защищенном исполнении	СЗ
Естественное воздушное при герметичном исполнении	СГ
Воздушное с принудительной циркуляцией воздуха	СД
Масляные трансформаторы	
Естественная циркуляция воздуха и масла	М
Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла	Д
Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с ненаправленным потоком масла	МЦ
Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с направленным потоком масла	НМЦ
Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла	ДЦ
Принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла	НДЦ
Принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла	Ц
Принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла	НЦ
Трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком	
Естественное охлаждение с негорючим жидким диэлектриком	Н
Охлаждение жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха	НД
Охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха и с направленным потоком жидкого диэлектрика	ННД

По характеристикам и геометрическим размерам все трансформаторы подразделяются на I-VI-ой габариты, где I-ый габарит, трансформаторы до 35кВ включительно мощностью 5-100кВА.

В соответствии с нормативными документами особенности конструкции трансформатора отражаются в обозначении его типа (таблица 6.1) и систем охлаждения (таблица 6.2).

Диагностика методами измерений, испытаний и проверок трансформаторов включает: определение условий включения трансформаторов; измерение характеристик изоляции; испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции обмоток вместе с вводами и доступных стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок; измерение сопротивления обмоток постоянному току; проверку коэффициента трансформации; проверку группы соединения трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов; измерение тока и потерь холостого хода при номинальном и малом напряжении; проверку работы переключающего устройства и снятие круговой диаграммы; испытание бака с радиаторами гидравлическим давлением; проверку системы охлаждения, состояния силикагеля; фазировку трансформаторов, а также испытания трансформаторного масла, включением толчком на номинальное напряжение, вводов и встроенных трансформаторов тока.

Перед началом диагностирования проводят внешний осмотр трансформаторов, в процессе которого проверяют исправность бака и радиаторов, состояние изоляторов, уровень масла, положение радиаторных кранов и крана на маслопроводе к расширителю, целость стекла на указателе уровня масла в баке, заземление трансформатора.

Диагностику и измерение характеристик изоляции трансформаторов - допустимые значения сопротивления изоляции R_{60} коэффициент абсорбции R_{60}/R_{15} тангенс угла диэлектрических потерь $\tan\delta$ и отношения C_2/C_{50} и $\Delta C/C$ регламентируют инструкцией «Трансформаторы силовые. Транспортировка, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию».

Температурный режим при проведении диагностики допускается измерять не ранее, чем через 12 часов после окончания заливки трансформатора маслом. Характеристики изоляции измеряются при температуре изоляции не ниже 10°C у трансформаторов на напряжение до 150кВ мощностью до 80МВА. Для обеспечения указанной температуры трансформатор подвергается нагреву до температуры, превышающей требуемую на 10°C . Характеристики изоляции измеряют на спаде температуры при отклонении ее от требуемого значения не более, чем на 5°C , а температуру изоляции определяют до измерения характеристик изоляции.

В качестве температуры изоляции трансформатора без нагрева принимают температуру верхних слоев масла в баке. При нагреве трансформатора сопротивление измеряют через 60 мин. после отключения нагрева обмотки током или через 30 мин после отключения внешнего нагрева.

Температура обмотки по сопротивлению постоянному току

$$t_x = \frac{R_x - R_0}{R_0} (235 + t_0) + t_0, \quad (6.1)$$

где: R_x - измеренное сопротивление обмотки при температуре t_x ;
 R_0 - сопротивление обмотки при температуре t_0 (паспортные данные).

При определении соотношения $\Delta C/C$ трансформаторов 110кВ и выше в качестве температуры изоляции принимается среднесуточная температура, измеренная термометром (или термопарой) на верхнем ярме магнитопровода непосредственно после измерения ΔC и C .

При диагностике перед измерением характеристик изоляции протирают поверхность вводов трансформаторов, а при измерениях во влажную погоду применяют экраны. Перед началом диагностирования измеряют значения $R_{из}$, ΔC и C проводов, соединяющих измерительные приборы с трансформатором. Длина проводов должна быть как можно меньше, поэтому приборы располагают ближе к трансформатору. При измерении характеристик обмоток трансформатора R_{60} , $\tan \delta$ и масла $\tan \delta$ учитывают поправочные коэффициенты, а все выводы обмотки одного напряжения соединяются вместе, остальные обмотки и бак трансформатора заземляют.

Диагностику и измерение сопротивлений R_{60} и R_{15} проводят перед измерением остальных характеристик трансформатора. Сопротивление изоляции измеряют мегаомметром на 2500В с верхним пределом измерения не ниже 10000МОм. Измеренное значение сопротивления R проводов должно быть не меньше верхнего предела измерения мегаомметра. Перед началом измерения все обмотки заземляют не менее чем на 5 мин., а между отдельными измерениями - не менее, чем на 2 мин.

Значения R_{60} изоляции, измеренные при монтаже (при заводской температуре или приведенные к этой температуре) для трансформаторов на напряжение до 35кВ включительно, залитых маслом, должны быть не менее значений, указанных в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Допустимые значения характеристик изоляции обмоток трансформаторов на напряжение до 35кВ включительно, залитых маслом

Характеристика изоляции	Мощность трансформатора кВА	Температура обмотки, 0С						
		10	20	30	40	50	60	70
Наименьшее допустимое сопротивление изоляции R_{60} , Мом	≤ 6300	450	300	200	130	90	60	40
	≥ 10000	900	600	400	260	180	120	80
Наибольшее допустимое значение $\tan \delta$	≤ 6300	1,2	1,5	2,0	2,5	3,4	4,5	6,0
	≥ 10000	0,8	1,0	1,3	1,7	2,3	3,0	4,0
Наибольшее допустимое значение отношения $C2/C50$	≤ 6300	1,1	1,2	1,3				
	≥ 10000	1,05	1,15	1,25				

Значения R_{60} изоляции для трансформаторов на напряжение 110кВ и выше - не менее 70% значения, указанного в паспорте трансформатора.

Для сухих трансформаторов R_{60} при температуре 20-30⁰С должно быть не ниже: при номинальном напряжении трансформатора до 1кВ - 100МОм; 6кВ - 300МОм; 10кВ — 500МОм.

Коэффициент абсорбции R_{60}/R_{15} обмоток для трансформаторов мощностью менее 10000кВА, напряжением до 35кВ включительно при температуре 10-30⁰С должен быть не ниже 1,3. Для остальных трансформаторов - соответствовать заводским данным.

Диагностику и измерение тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ выполняют мостом переменного тока Р5026 по перевернутой схеме (рисунок 6.2). Перевернутая (обратная) схема применяется для измерения диэлектрических потерь объектов, имеющих один заземленный электрод.

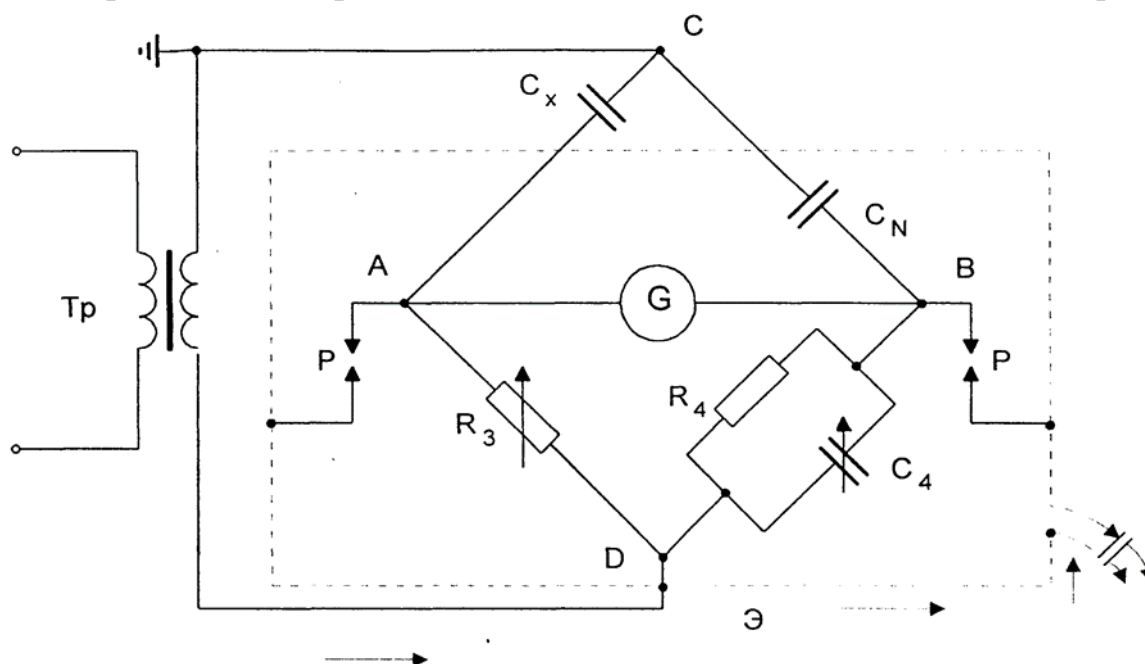


Рисунок 6.2 – Перевернутая схема включения моста переменного тока:

Tr - испытательный трансформатор; CN - образцовый конденсатор;
CX - испытываемый объект; G - гальванометр; R3- переменный резистор;
R4 - постоянный резистор; C4 - магазин емкостей

Диагностику и измерение $\text{tg}\delta$ в трансформаторах проводят при напряжении, не превышающем 2/3 заводского испытательного напряжения, а при сушке трансформатора без масла выполняют при напряжении не выше 220В. Значения $\text{tg}\delta$ изоляции обмоток для трансформаторов до 35кВ включительно, должны быть не выше значений, указанных в таблице 3, а для трансформаторов 110кВ и выше - не более 130% паспортного значения. Значения $\text{tg}\delta$ не превышающие 1%, считают удовлетворительными без сравнения с паспортными значениями.

Диагностика и измерение емкости. Значения C_2/C_{50} , измеренные на монтаже для трансформаторов на напряжение до 35кВ включительно не должны превышать значений, указанных в таблице 3. Для

трансформаторов на напряжение 110кВ и выше, транспортируемых без масла, значения $\Delta C/C$, измеренные по прибытии трансформаторов на место монтажа, не нормируются и используют в качестве исходных данных при эксплуатации.

Отношения C_2/C_{50} и $\Delta C/C$ измеряются приборами ЕВ-3 или ПКВ-8. Перед измерением все обмотки заземляют не менее чем на 5 мин. Измерение емкости трансформаторов производят для определения влажности обмоток. Доказано, что емкость неувлажненной изоляции при изменении частоты изменяется меньше, чем емкость увлажненной изоляции. Емкость изоляции измеряют при частотах: 2 и 50Гц (ΔC и C).

При измерении емкости изоляции на частоте 50Гц прибор показывает только геометрическую емкость, одинаковую для сухой и влажной изоляции. При измерении емкости изоляции на частоте 2Гц успевает проявиться абсорбционная емкость влажной изоляции. Температура при измерениях должна быть не ниже $+10^0\text{C}$. Отношение C_2/C_{50} для увлажненной изоляции составляет около 2, а для неувлажненной - около 1.

Диагностику и определение влажности изоляции силовых трансформаторов осуществляют по приросту емкости за 1 секунду. При этом методе производят заряд емкости изоляции, а затем разряды быстрый и медленный, закорачиванием через 1с после окончания заряда. В первом случае определяется емкость C , во втором случае - прирост емкости за счет абсорбционной емкости, которая успевает проявиться за 1с у влажного трансформатора, но не успевает проявиться у сухого. У сухого трансформатора ΔC незначительна: и составляет от 0,02 до 0,08 от емкости при температуре $+10^0\text{C}$, а у влажного - $\Delta C \gg 0,1^0\text{C}$.

Диагностику методом измерения влажности производят в начале ревизии трансформатора, после подъема выемкой части и в конце ревизии, до погружения керна трансформатора в масло, а также в процессе сушки.

Отношение $\Delta C/C$ измеряют для каждой обмотки при соединении с заземленным корпусом свободных обмоток, причем перед измерением испытуемую обмотку заземляют на 2-3мин. Провода, соединяющие прибор с испытуемой обмоткой, должны быть возможно короче. Если значения ΔC и C проводов можно измерить по прибору, вносится поправка вычитанием ΔC и C проводов из результатов измерения полностью собранной схемы с испытываемым трансформатором. Величина отношения $\Delta C/C$, измеренная в конце ревизии, и разность в % между величиной $\Delta C/C$ в конце и начале ревизии должны быть в пределах величины приведенных в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Значения $\Delta C/C$, % при различных температурах

Мощность и напряжение обмотки ВН	Измерения	Температура, 0С				
		10	20	30	40	50
До 35 кВ включительно	В конце ревизии	13	20	30	45	75
Мощностью менее 10 МВА	В конце и начале ревизии	4	6	9	13,5	22

На практике величина $\Delta C/C$ увеличивается с повышением температуры. Поэтому, если за время ревизии трансформатора изменилась температура выемкой части и измерение $\Delta C/C$ в конце и начале ревизии производились при различных температурах, их необходимо перед сопоставлением привести к одной температуре путем умножения на коэффициент температурного пересчета K , значения которого представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Значения коэффициента температурного пересчета K

	Разность температур, 12 - 110С									
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
K	1,25	1,55	1,95	2,4	3	3,7	4,6	5,7	7	8,8

Диагностика методом определения влажности по коэффициенту абсорбции. Коэффициент абсорбции (R_{60}/R_{15}) для неувлажненной обмотки при температуре 10 - 30⁰С лежит в пределах от 1,3 до 2,0; для увлажненной - близок к единице. Это различие объясняется разной длительностью заряда абсорбционной емкости у сухой и влажной изоляции.

Диагностику и испытания повышенным напряжением промышленной частоты проводят на трансформаторах у которых установлены постоянные вводы, залито масло, крышки закрыты на болты. Перед испытанием проверяют изоляцию обмоток вместе с вводами с помощью мегаомметра. Продолжительность испытательного напряжения 1 мин. в каждом опыте.

Испытание повышенным напряжением изоляции обмоток маслonaполненных трансформаторов не обязательно, а сухих трансформаторов обязательно и производится по нормативным документам для объектов с облегченной изоляцией.

Испытательное напряжение заземляющих реакторов на напряжение 35кВ аналогичны трансформаторам соответствующего класса.

Диагностике подвергают изоляцию доступных стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок трансформатора. Испытания производят в случае осмотра активной части объекта. Испытательное напряжение от 1 до 2кВ. Продолжительность испытания каждого элемента 1 мин.

Испытания проводят для изоляции каждой из обмоток, при этом все остальные выводы других обмоток заземляют вместе с баком трансформатора. Схема испытания представлена на рисунке 6.3.

Для защиты диагностируемой обмотки от повышения напряжения параллельно к ней присоединяют шаровой разрядник с пробивным напряжением, равным 115-120% испытательного напряжения. Последовательно с разрядником включают токоограничивающее сопротивление, служащее для защиты шаров от оплавления при пробое воздушного промежутка между ними. При испытаниях трансформаторов температура изоляции обмоток не должна быть выше 4°C . Контроль величины испытательного напряжения производят на стороне высшего напряжения с помощью электростатического киловольтметра, например типа С-96, С-196.

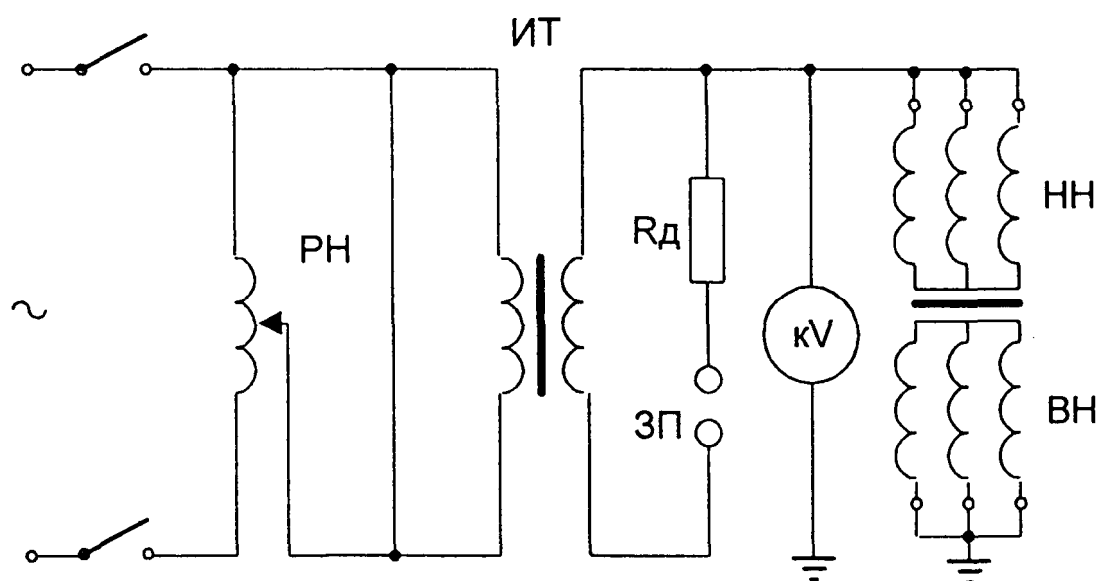


Рисунок 6.3 – Схема испытания изоляции повышенным напряжением

Исключение составляют трансформаторы небольшой мощности с номинальным напряжением до 10кВ включительно. Для них допускается испытательное напряжение измерять вольтметром, включая его на стороне НН испытательного трансформатора. Класс точности низковольтного вольтметра должен быть 0,5. Подъем напряжения при испытаниях производят сразу до 50% испытательного, а затем плавно до полного значения со скоростью порядка 1 – 1,5% испытательного напряжения в 1с. После выдержки в течение требуемого времени (1 мин.) напряжение плавно снижается в течение времени порядка 5с до значения 25%, после чего цепь размыкается.

Внутренняя изоляция считается выдержавшей испытание на электрическую прочность, если при испытании не наблюдалось пробоя или частичных нарушений изоляции, которые определяются по звуку разрядов в баке, выделению газа и дыма и по показаниям приборов (амперметра, вольтметра). Значения испытательных напряжений приведены в таблицах 6.6 и 6.7.

Таблица 6.6 - Испытательное напряжение изоляции трансформаторов и трансформаторов с облегченной изоляцией (сухих и маслонаполненных)

Класс напряжения обмотки, кВ	Испытательное напряжение по отношению к корпусу и другим обмоткам, кВ, для изоляции	
	нормальной	облегченной
до 0,69	4,5	2,7
3	16,2	9
6	22,5	14,4
10	31,5	21,6
15	40,5	33,3
20	49,5	45
35	76,5	-
110	180	-
150	207	-
220	292,5	-
330	414	-
500	612	-

Таблица 6.7 – Заводское испытательное напряжение промышленной частоты

Объект испытания	Испытательное напряжение, кВ, при номинальном напряжении испытываемой обмотки, кВ						
	до 0,69	3	6	10	15	20	35
Трансформаторы с нормальной изоляцией и вводами на номинальное напряжение	5	18	25	35	45	55	85
Трансформаторы с облегченной изоляцией, в том числе сухие	3	10	16	24	37	-	-

Диагностика и испытание трансформаторного масла. Свежее масло перед заливкой вновь вводимых трансформаторов, прибывших без масла, испытывают по нормативным документам. Испытания масла перед включением под напряжение после монтажа производят по таблице 6.8.

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь масла следует производить также у трансформаторов, имеющих повышенное значение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции.

Масло из трансформаторов 1 габарита, прибывающих на монтаж заполненными маслом, при наличии удовлетворяющих нормам показателей заводского испытания, проведенного не более чем за 6 месяцев до включения трансформаторов в работу, разрешается испытывать только по показателям таблицы 6.8.

Определение пробивного напряжения трансформаторного масла при частоте 50Гц производится в соответствии с требованиями нормативных документов с целью определения его качества.

Наличие невидимой влаги, продуктов сгорания, окисления, разложения масла снижают его электрическую прочность.

Испытание производится с помощью аппаратов, например, АИМ-80, АИИ-70М и стандартной измерительной ячейки сосуда.

Порядок испытаний и диагностирования. В цепи обмотки ВН испытательного трансформатора включают сопротивление из расчета 0,2 - 1 Ом на 1 В для ограничения тока короткого замыкания в момент пробоя. Ток при пробое не должен быть менее 20 мА при напряжении пробоя свыше 15 кВ. В цепи обмотки НН устанавливают автоматический выключатель с временем срабатывания не более 0,02 с. Форма кривой испытательного напряжения синусоидальна, а коэффициент амплитуды (отношение максимального значения напряжения к эффективному) испытательного напряжения в пределах 1,34 – 1,48. Приборы, применяемые для измерения испытательного напряжения должны иметь класс точности не ниже 1,5.

Таблица 6.8 – Предельные допустимые значения показателей качества трансформаторного масла

Показатель качества масла	Свежее сухое масло перед заливкой в оборудование				Масло непосредственно после заливки в оборудование			
	по ГОСТ 982-80* марки ТКп	по ГОСТ 10121-76*	по ТУ 38-1-182-68	по ТУ 38-1-239-69	по ГОСТ 982-80* марки ТКп	по ГОСТ 10121-76*	по ТУ 38-1-182-68	по ТУ 38-1-239-69
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Электрическая прочность масла, определяемая в стандартном сосуде, для трансформаторов напряжением:								
до 15 кВ	30	30	30	-	25	25	25	-
выше 15 до 35 кВ	35	35	35	-	30	30	30	-
от 60 до 220 кВ	45	45	45	-	40	40	40	-
от 330 до 500 кВ	55	-	55	55	50	50	50	50
2. Содержание механических примесей	Отсутствие (визуально)							
3. Содержание взвешенного угля в трансформаторах и выключателях	Отсутствие							
4. Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,02	0,02	0,03	0,01	0,02	0,02	0,03	0,01

5. Реакция водной вытяжки	Нейтральная							
6. Температура вспышки, 0С, не ниже	135	150	135	135	135	150	135	135
7. Кинематическая вязкость, 1·10 ⁻⁶ м ² /с, не более при 200С при 500С	- 9,0	28 9,0	30 9,0	- 9,0	- -	- -	- -	- -
1	2	3	4	5	6	7	8	9
8. Температура застывания, 0С, не выше1	-45	-45	-45	-53	-	-	-	-
9. Натровая проба, баллы, не более	1	1	1	1	-	-	-	-
10. Прозрачность при +50 С	Прозрачно							
11. Общая стабильность против окисления (по ГОСТ 981-75*): - количество осадков после окисления, %, не более - кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более	0,01 0,1	Отсут- ствие 0,1	0,03 0,3	Отсут- ствие 0,03	- -	- -	- -	- -
12. Тангенс угла диэлектрических потерь, %, не более2: при 200 С при 700 С при 900 С	0,2 1,5 -	0,2 2,0 -	0,05 0,7 1,5	- 0,3 0,5	0,4 2,0 -	0,4 2,5 -	0,1 1,0 2,0	- 0,5 0,7

Корпус измерительной ячейки изготавливают из изоляционного материала, который не взаимодействует с трансформаторным маслом. Например, фарфор, электроизоляционные пластмассы, электроизоляционное стекло. Электроды должны быть сферической формы диаметром 25мм, изготовленные из латуни и отполированы. Электроды должны быть смонтированы так, чтобы их оси находились на одной горизонтальной линии, параллельной нижней поверхности испытательной ячейки. Зазор между электродами должен составлять $(2,5 \pm 0,05)$ мм. Глубина погружения электродов в трансформаторное масло должны быть не менее 15мм.

При обнаружении потемнения поверхностей электродов они должны быть демонтированы, отполированы замшей, тщательно промыты растворителем и вновь смонтированы. Обработанную ячейку

ополаскивают испытываемой жидкостью и заполняют порцией масла, предназначенной для испытания. В нерабочем состоянии измерительную ячейку хранят заполненную маслом, а пробивное напряжение такого масла в пределах норм.

Если перед началом испытаний в пробе трансформаторного масла обнаружены капельки влаги, определение пробивного напряжения не производят, а качество масла характеризуют как неудовлетворительное.

Температура масла при испытании должна быть в пределах 15 - 35⁰С и не отличаться от температуры помещения. Плотнo закрытый сосуд с пробой масла должен быть выдержан в помещении не менее 30мин.

Перед заполнением измерительной ячейки емкость с пробой масла несколько раз осторожно переворачивают вверх дном, для того чтобы содержащиеся в пробе загрязнения равномерно распределились по всему объему. При этом нельзя встряхивать сосуд во избежание попадания пузырьков воздуха в испытываемое масло. Измерительную ячейку и электроды также ополаскивают небольшим количеством масла из сосуда с пробой. Затем медленно заполняют ячейку, следя за тем, чтобы непрерывная струя масла падала на стенку ячейки и не образовывалось пузырьков воздуха.

После заполнения ячейки до приложения напряжения должна быть выдержка 10 мин. При наличии в масле пузырьков воздуха последние следует удалить перемешиванием жидкости стеклянной палочкой. Подача напряжения на испытательную ячейку производят в соответствии с инструкцией к аппарату, с помощью которого определяют электрическую прочность трансформаторного масла.

Перед началом измерений проверяют исправность защитного заземления аппарата, блокировки, изоляции питающего провода и вилки. Работу выполняют в диэлектрических перчатках, стоя на диэлектрическом коврике. Перестановку измерительной ячейки, перемешивание масла в ней производят после отключения аппарата от сети. Подъем напряжения производят плавно с постоянной скоростью равной 2 кВ/с \pm 20%.

При одном заполнении ячейки маслом выполняют шесть пробоев с интервалом в 5 мин, одновременно стеклянной палочкой перемешивают масло для удаления продуктов разложения из межэлектродного пространства, не допуская образования воздушных пузырьков.

Диагностика методом измерения тангенса угла диэлектрических потерь масла при частоте 50Гц характеризует его качество и зависит: для свежих масел - от степени очистки его на заводе, а в эксплуатации - от степени загрязнения и старения масла. При измерении tg δ масла используют высоковольтные мосты переменного тока - Р-525, Р-5026, Р-595 и измерительную ячейку (рисунок 6.4).

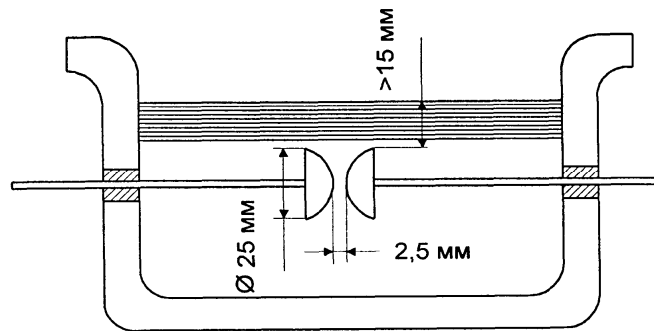


Рисунок 6.4 – Стандартная измерительная ячейка для измерения пробивного напряжения жидких диэлектриков

Электроды ячейки изготавливают из стали, а изолирующие прокладки из твердых материалов с высоким электрическим сопротивлением, таких как плавленый кварц (фторопласт-4). Электроды ячейки имеют контактные зажимы, обеспечивающие надежное соединение электродов с соответствующими элементами схемы. При этом охранный электрод присоединяют к заземлению и к экрану кабеля, соединяющего внутренний электрод с измерительным прибором (рисунок 6.5).

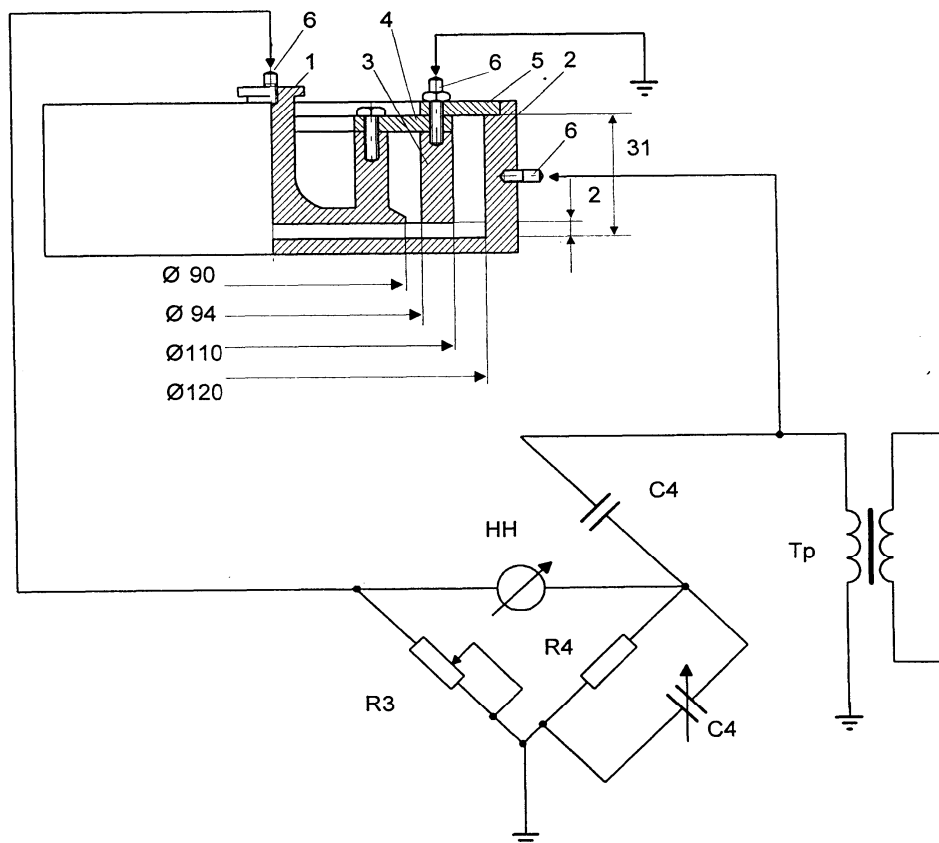


Рисунок 6.5 – Схема плоской измерительной ячейки с измерительным мостом для измерения тангенса угла диэлектрических потерь: 1- измерительный электрод; 2 - высоковольтный электрод; 3 - охранный электрод; 4 и 5 - держатели из изоляционного твердого материала; 6- зажимы для соединения с измерительной схемой; НИ - нулевой индикатор; Тр- высоковольтный трансформатор; R3, C4, R4 - элементы измерительного моста

Напряжение, приложенное к электродам измерительной ячейки, должно соответствовать напряженности электрического поля в рабочем зазоре равной $1\text{кВ/мм} \pm 3\%$, если в стандартах на трансформаторное масло не указана другая величина. Источник напряжения обеспечивает синусоидальную форму кривой напряжения (коэффициент амплитуды от 1,34 до 1,48); колебания напряжения до 1%, а изменения частоты не более 0,5%.

В качестве нулевого индикатора при измерении мостом применяют вибрационный гальванометр, селективный микровольтметр и осциллоскоп. В подготовленной к опыту ячейке производят измерение емкости C_0 и параметра $\text{tg}\delta$, если при этом $\text{tg}\delta > 0,0001$, то ячейку промывают. В нерабочем положении ячейку хранят заполненной чистым маслом.

При диагностике порядок работы при измерении $\text{tg}\delta$ масла определяется инструкцией к мосту. Измерение $\text{tg}\delta$ масла производят для двух значений температуры 20°C и 70°C или 20°C и 90°C . Соответствующие указания имеются в технических условиях на конкретный сорт масла.

Заполненную ячейку помещают в испытательный стенд и присоединяют к электрической схеме (рисунок 6.5). Первое измерение производят при температуре, равной температуре помещения, затем масло нагревают и в течение 20 мин выдерживают ячейку, а затем определяют $\text{tg}\delta$ масла.

Измерительную ячейку держат под напряжением в процессе определения $\text{tg}\delta$, а отсчет значения $\text{tg}\delta$ проводят не позже, чем через 3 мин после включения напряжения. Значение $\text{tg}\delta$ масла определяют по формуле

$$\text{tg}\delta = \text{tg}\delta_1 - \frac{C_0}{C_1} \text{tg}\delta_0, \quad (6.2)$$

где C_0 , $\text{tg}\delta$ - параметры пустой ячейки; C_1 , $\text{tg}\delta$ - параметры ячейки с маслом.

Емкости C_0 , C_1 подсчитывают в соответствии с указаниями инструкции к измерительному мосту. При $\text{tg}\delta \gg \text{tg}\delta_0$ принимают, что $\text{tg}\delta = \text{tg}\delta_1$.

Диагностика трансформатора методом включения «скачком» на номинальное напряжение. До включения трансформатора закончены монтаж и наладка всего оборудования (вспомогательного и распределительных устройств), системы управления, сигнализации, всех устройств релейной защиты, которые при первом включении установлены на отключение.

Первое включение заключается в 3-5 кратной подаче на ненагруженный трансформатор «скачком» номинального напряжения. Если защиты не отключили его и не наблюдается признаков «аварийной» работы, то трансформатор диагностируется путем наблюдения (прослушивания).

Выполняют измерение тока холостого хода трансформатора включенного на номинальное напряжение амперметром класса не ниже 0,5.

Ток холостого хода трансформатора не нормируется (составляет 2-3% от номинального тока), причем в трехфазных трансформаторах он одинаков в обмотках крайних сердечников, у среднего на 20-35% меньше, а затем токи сравнивают с заводскими данными.

Для измерения тока холостого хода не применяют полупроводниковые приборы, т. к. ток такого прибора отличается от синусоидального. При оценке результатов измерений учитывают погрешность измерительных трансформаторов тока, работающих при малом первичном токе.

Если величина тока холостого хода превышает значение, приведенное в протоколах заводских испытаний, за трансформатором устанавливают дополнительный контроль во время эксплуатации (возможный признак наличия виткового замыкания или дефекта в стали магнитопровода).

Диагностика и испытания трансформаторов находящихся в эксплуатации. Трансформаторы, автотрансформаторы и масляные выключатели (далее трансформаторы), находящиеся в эксплуатации, подвергают периодическим проверкам, испытаниям и диагностированию в объеме и сроки предусмотренные нормативной документацией. Профилактические испытания и диагностику объекта проводят при проведении капитального ремонта «К», текущего ремонта «Т» и в межремонтный период «М».

Ремонт «К» - для трансформаторов от 10кВ до 110кВ - по результатам их испытаний и техническому состоянию.

Ремонт «Т» - для трансформаторов с РПН - 1 раз в год; для трансформаторов без РПН главных ТП напряжением 35кВ и выше не реже 1 раза в 2 года; для остальных - по мере необходимости, но не реже 1 раза в 4 года; для трансформаторов, установленных в месте усиленного загрязнения - по местным инструкциям.

Объем диагностирования и профилактических испытаний, предусмотренный ПЭЭП, включает следующие работы: определение условий включения, отношений C_2/C_{50} и $\Delta C/C$ трансформатора; измерение сопротивления изоляции обмоток с определением R_{60}/R_{15} , ярмовых балок, прессующих колец и доступных для выявления замыкания стержневых шпилек; измерение тангенса угла диэлектрических потерь $\tan \delta$ изоляции обмоток; испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции обмоток 35кВ и ниже вместе с вводами, изоляции доступных для испытания стержневых шпилек, прессующих и ярмовых балок; измерение сопротивления обмоток постоянного току; проверку коэффициента трансформации, а также группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов.

Диагностика и профилактические испытания также включают: измерение тока и потерь холостого хода; проверку работы переключающего устройства; испытания бака с радиаторами статическим давлением столба масла; проверку устройств охлаждения и состояния индикаторного силикагеля; фазировку трансформатора, а также испытания масла из трансформаторов и баков контакторов устройств РПН. Испытания трансформаторов включением толчком на номинальное напряжение и испытание вводов.

Диагностику методом измерения сопротивления изоляции обмоток с определением R_{60}/R_{15} проводят при ремонтах «К», «Т» и «М», как до ремонта, так и после его окончания мегаомметром на 2500В по типовым схемам. При текущем ремонте измерения производят, если для этого не требуется расшиновка трансформатора.

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции регламентируются таблицей 6.9.

При текущем ремонте и межремонтных испытаниях сопротивления R_{60} и R_{60}/R_{15} не нормируются (не должны снижаться за время ремонта более чем на 30%). Данные учитывают при комплексной диагностике и рассмотрении всех результатов измерений параметров изоляции.

Таблица 6.9 – Наименьшие допустимые сопротивления изоляции R_{60} обмоток трансформатора в масле

Номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ	Значения R_{60} , МОм, при температуре обмотки, 0С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 35	450	300	200	130	90	60	40
110	900	600	400	260	180	120	80
Свыше 110	Не нормируется						

Диагностика методом измерения сопротивления изоляции ярмовых балок, прессующих колец и доступных для выявления замыкания стяжных шпилек проводят при ремонтах «К» и «Т». Диагностирование изоляции доступных стяжных шпилек, ярмовых балок и прессующих колец выполняют для выявления замыкания у масляных трансформаторов только при капитальном ремонте, а у сухих трансформаторов и при текущем ремонте.

Сопротивление изоляции доступных стяжных шпилек, ярмовых балок, прессующих колец измеряют мегаомметром на 2500В для масляных трансформаторов и 1000В для сухих силовых трансформаторов. Величина сопротивления изоляции не нормируется, из практики эксплуатации известно, что параметр должен быть в пределах (2...3) МОм для масляных трансформаторов для номинального напряжения 10кВ и от 10 до 20МОм

для трансформаторов 110кВ и выше. Для сухих трансформаторов величина сопротивления изоляции находится в пределах от 1 до 2МОм.

Состояние стяжных шпилек и прессующих колец контролируют относительно стали магнитопровода и ярмовых балок, а ярмовые балки проверяют относительно магнитопровода. При удовлетворительных результатах диагностируют изоляцию стяжных шпилек и ярмовых балок напряжением 1000В частотой 50Гц. Продолжительность контроля 1 мин.

При эксплуатации трансформаторов изоляцию шпилек, ярмовых балок и прессующих колец считают неудовлетворительной при снижении параметров более, чем на 50% от исходных величин. Причиной плохого состояния изоляции являются заусеницы и грязь под стальными шайбами.

После диагностирования заземление всех четырех ярмовых балок и магнитопровода трансформатора должно быть восстановлено. Незаземленными остаются только стяжные шпильки ярма.

Диагностику и испытание повышенным напряжением промышленной частоты проводят при ремонтах «К» изоляции обмоток 35кВ и ниже вместе с вводами. Испытания изоляции трансформаторов выполняют при капитальном ремонте в случаях замены обмоток и изоляции. Испытания проводят повышенным напряжением промышленной частоты, равным заводскому испытательному напряжению в течении 1 мин.

При частичной замене обмоток испытательное напряжение выбирают в зависимости от того, сопровождалась ли замена части обмоток их снятием с сердечника или нет. Наибольшее испытательное напряжение при частичном ремонте принимают равным 90% напряжения, принятого заводом. При капитальном ремонте без замены обмоток и изоляции или с заменой изоляции, но без замены обмоток испытательное напряжение составляет 85% от заводского испытательного напряжения.

Диагностику изоляции доступных для испытания стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок выполняют в случае визуального осмотра активной части трансформатора. Испытание выполняют напряжением 1кВ промышленной частоты в течение 1 мин, если заводом-изготовителем не установлены более жесткие нормы испытания. Испытание можно заменить измерением одномоментного значения сопротивления изоляции мегомметром на напряжение 2500В.

Диагностику и испытания масла из бака проводят при ремонтах «К», «Т» и «М» в следующих случаях: после капитального ремонта; не реже 1 раза в 5 лет для трансформаторов мощностью свыше 630кВА работающих с термосифонными фильтрами; не реже 1 раза в 3 года для трансформаторов мощностью свыше 630кВА работающих без фильтров.

В трансформаторах мощностью до 630кВА проба масла не отбирается. При состоянии изоляции «не норма» производят работы по восстановлению изоляции, замене масла и силикагеля в термосифонном фильтре. Измерение $\text{tg}\delta$ масла производят у трансформаторов на

напряжение 220кВ, а также у трансформаторов, имеющих повышенное значение $\tan \delta$ изоляции.

Диагностику и испытания масла из баков контакторов устройств РПН проводят при ремонтах «Т» и «М» после числа переключений, указанного в инструкции по эксплуатации, но не реже 1 раза в год (таблица 6.10).

По результатам испытания масло меняют при пробивном напряжении ниже: 25кВ в контакторах с изоляцией 10кВ; 30 кВ - с изоляцией 35кВ; 35кВ - с изоляцией 40кВ; 110кВ - с изоляцией 220кВ, а также если в масле обнаружена вода (определение качественное) или механические примеси (определение визуальное).

Рассмотрим предельно допустимые показатели качества трансформаторного масла (таблица 6.10).

В таблице приведены значения показателей эксплуатационного масла всех марок. Значения показателей свежего сухого масла перед заливкой в оборудование, а также масла после заливки в электроэнергетическое оборудование и перед вводом в эксплуатацию устанавливаются соответствующими нормативными документами.

Диагностика методом испытания включением толчком на номинальное напряжение проводят при ремонте «К». Трансформаторы, работающие в блоке с генератором, включают в сеть с подъемом напряжения с нуля. В процессе 3 - 5-кратного включения трансформатора на номинальное напряжение не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформаторов.

Таблица 6.10 – Предельно допустимые показатели качества масла

Наименование показателя	Значение
Наименьшее пробивное напряжение, определяемое в стандартном аппарате для трансформаторов, аппаратов и вводов на напряжение, кВ до 15 выше 15 до 35 выше 60 до 220	20 кВ 25 кВ 35 кВ
Содержание механических примесей по визуальному определению	0
Содержание взвешенного угля (определяется только для масляных выключателей) не более	1 балла
Кислотное число не более	0,25 мг КОН

<p>Содержание водорастворимых кислот и щелочей для трансформаторов мощностью более 630 кВА и маслонаполненных герметичных вводов для негерметичных вводов для трансформаторов мощностью до 630 кВА</p>	<p>0,014 мг КОН 0,03 мг КОН Не определяется</p>
<p>Снижение температуры вспышки по сравнению с предыдущим анализом не более</p>	<p>50С</p>
<p>Тангенс угла диэлектрических потерь при 700С, не более</p>	<p>7%</p>
<p>Влагосодержание по массе</p>	<p>По заводским нормам</p>
<p>Содержание газов</p>	<p>То же</p>

Лекция 7. Диагностика асинхронных электродвигателей

В процессе монтажа, пусконаладочных работ и эксплуатации двигатели переменного тока, например, асинхронные двигатели электроэнергетического оборудования подвергают испытаниям и диагностированию для определения работоспособности, штатного включения и безаварийной эксплуатации в соответствии требованиями главы 1.8 «Нормы приемо-сдаточных испытаний» Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и Приложения 2 «Примерный порядок технического диагностирования электроустановок потребителей» Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП).

Диагностирование электрических машин, находящихся в эксплуатации, производится в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) приложение 1 «Нормы испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей» и документацией завода-изготовителя.

В процессе монтажа, пусконаладочных работ и эксплуатации диагностированию подвергают асинхронные двигатели с короткозамкнутым (к.з.) и фазным ротором (рисунок 7.1 и рисунок 7.2).

Достоинства асинхронных двигателей с к.з. ротором - простота конструкции и отсутствие прямого контакта между вращающейся и статической частями устройства, что обеспечивает отсутствие механического износа данных узлов (рисунок 7.1).

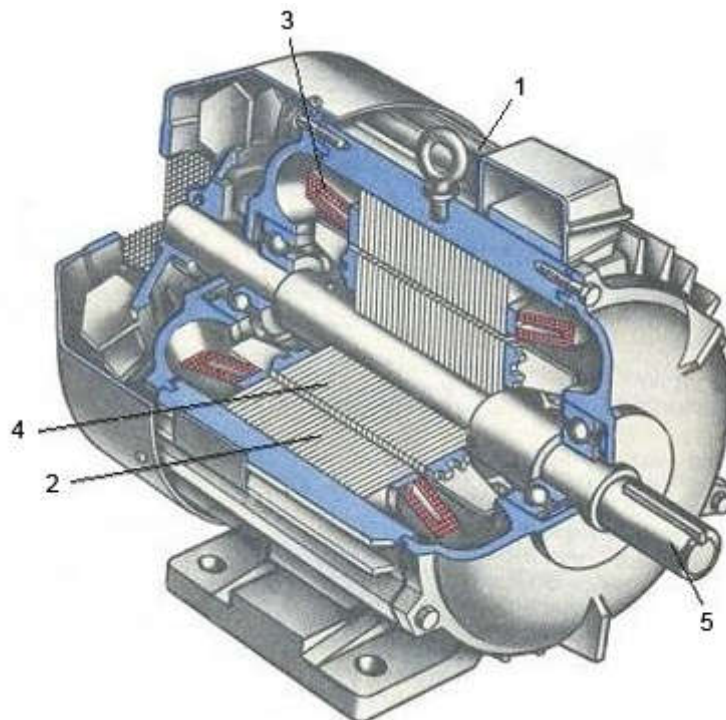


Рисунок 7.1 – Асинхронный двигатель с к.з. ротором в разрезе:

- 1 – станина; 2 – сердечник статора; 3 – обмотка статора;
4 – сердечник ротора с короткозамкнутой обмоткой; 5 – вал

Основа двигателя – обмотки статора и магнитопровод ротора, остальные детали выполняют конструктивную роль, обеспечивая необходимую прочность, охлаждение, крепление и т.п. Двигатель имеет короткозамкнутую обмотку ротора, состоящую из медных или алюминиевых стержней замкнутых с двух торцов кольцами типа «белчья клетка».

Рассмотрим конструкцию асинхронного двигателя с фазным ротором (рисунок 7.2).

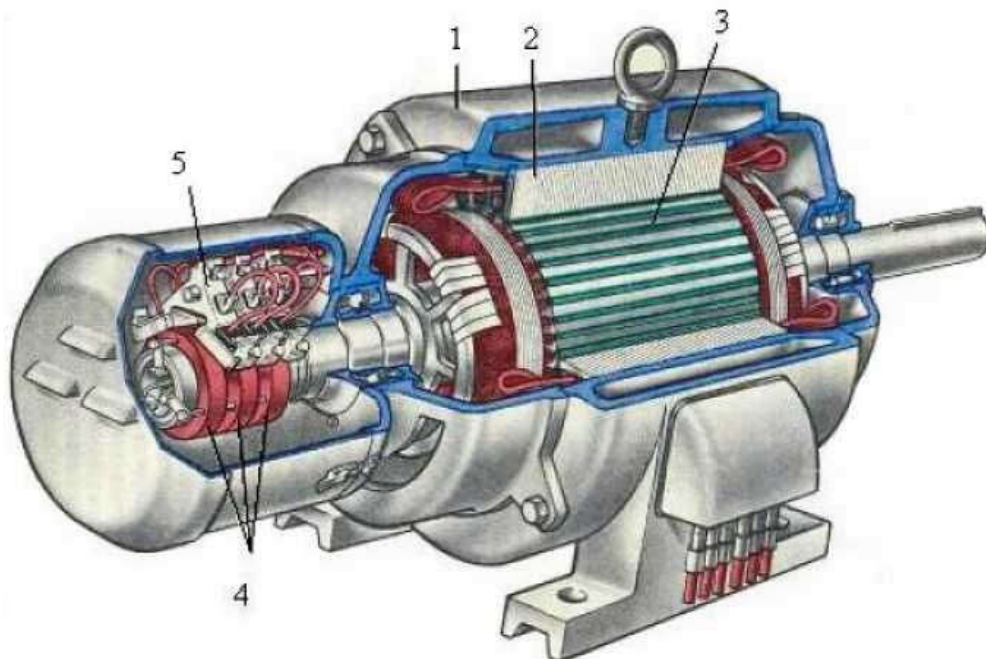


Рисунок 7.2 – Асинхронный двигатель с фазным ротором в разрезе:
1 – станина; 2 – обмотка статора; 3 – ротор; 4 – контактные кольца; 5 – щетки.

У асинхронного двигателя с фазным ротором обмотка ротора двигателя выполняется трёхфазной, аналогично обмотке статора, с тем же числом пар полюсов. При монтаже витки обмотки закладывают в пазы сердечника ротора и выполняют по схеме звезда. Концы каждой фазы соединяют с контактными кольцами, закреплёнными на валу ротора, и через щётки выводят во внешнюю цепь. Контактные кольца изготавливают из латуни или стали, которые изолированы друг от друга и от вала. В качестве щёток используют металлографитовые щётки, которые прижимаются к контактным кольцам с помощью пружин щёткодержателей, закреплённых неподвижно в корпусе машины.

Диагностирование и приемо-сдаточные испытания асинхронного двигателя.

Для начала приемо-сдаточных испытаний проводят диагностирование методом внешнего осмотра двигателя. На объекте диагностики проверяют:

- соответствие паспортных данных техническим условиям;
- комплектность двигателя;

- наличие и содержание технической документации по монтажу и эксплуатации;
- заполнение подшипников смазкой до заданного уровня и отсутствие течи масла;
- целостность изоляции и соединений видимых частей обмоток и выводов;
- состояние контактных колец и щеточного механизма у двигателей с фазным ротором;
- наличие работоспособных контрольно-измерительных приборов, защитной и сигнальной аппаратуры;
- надежность и качество заземления корпуса;
- наличие и состояние средств пожаротушения;

Диагностику двигателей переменного тока начинают методом внешнего осмотра и проверки характеристик изоляции для оценки необходимости сушки изоляции обмоток, а затем проверяют все остальные параметры и проводят испытание изоляции повышенным напряжением переменного тока. Если изоляция объекта диагностики требует сушки, то все проверки и соответствующие испытания выполняются после нее.

Вводимые в эксплуатацию асинхронные двигатели в соответствии с требованиями ПУЭ диагностируют и испытывают по этапам.

Вначале определяют возможность включения двигателей напряжением выше 1000В без сушки. Измеряют сопротивления изоляции. Проводят испытание повышенным напряжением промышленной частоты. Измеряют сопротивления постоянному току обмоток статора и ротора, а также реостатов и пускорегулировочных резисторов. Проводят измерение зазоров между сталью ротора и статора, а также зазоров в подшипниках скольжения. Выполняют измерение вибрации подшипников двигателя, а также разбега ротора в осевом направлении. Выполняют проверку работы объекта диагностики на холостом ходу и с ненагруженным механизмом, а также работу под нагрузкой.

Диагностирование возможности включения объекта без сушки.

Согласно нормативной и заводской документации объекты диагностики условно разделяют на две группы:

I - двигатели мощностью до 5МВт включительно, имеющие частоту вращения не более 1500об/мин;

II - генераторы и синхронные компенсаторы, а также машины переменного тока, не отнесенные к группе I.

Критериями оценки состояния изоляции обмоток объекта диагностики являются: сопротивление изоляции K_{60} , коэффициент абсорбции K_{ABC} , коэффициент нелинейности и характеристики токов

$$K_H = \frac{R_{МИН}}{R_{МАКС}}, R_{МИН} = \frac{U_{МИН}}{i_{УМИН}}, R_{МАКС} = \frac{U_{МАКС}}{i_{УМАКС}}, \quad (7.1)$$

утечки

где $U_{мин}$ и $U_{макс}$ - минимальные и максимальные ступени испытательного напряжения; $i_{умин}$ и $i_{умакс}$ – соответствующие ступеням испытательного напряжения токи утечки. Допустимые значения величин для двигателей напряжением выше 1000В приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Допустимые значения измеренных величин
для двигателей напряжением выше 1000В

Измеряемые величины для контроля увлажненности изоляции обмоток статоров двигателей переменного тока	Допустимые значения величин для двигателей	
	I группа	II группа
Сопротивление изоляции обмоток K60 (замеренное через 60с после начала измерений), измеренное при температуре не ниже +100С.	Не менее значений приведенных в документации	При отсутствии заводских данных определяют минимальное значение сопротивления изоляции R60, МОм, при t=+750С. Если значение R60 менее 0,5МОм, за наименьшее допустимое значение R60 принимается 0,5МОм. Если значение R60 ниже +750С, то параметр умножается на коэффициент пересчета Kt:
Коэффициент абсорбции, равный отношению одноминутного сопротивления изоляции к 15-секундному значению R60/R15 при температуре измерения от 10 до 300С.	Не менее 1,2	Не менее 1,3
Характеристика токов утечки при приложении выпрямленного испытательного напряжения и коэффициента нелинейности.	Снятие характеристики производится при условии неудовлетворительных значений R60 (Кабс). Величина токов утечки не должна превышать значений, приведенных в таблице 4. Характеристика токов утечки не должна иметь крутых изгибов, а КН должен быть не более 3.	Снятие характеристик токов утечки и определение коэффициента нелинейности обязательно. Токи утечки не должны превышать значений, приведенных в таблице 4. Характеристика токов утечки не должна иметь крутых изгибов, КН, не более 3.

Значение R_{60} при температуре обмотки ниже $+75^{\circ}\text{C}$, подсчитывается по формуле (2) и умножается на коэффициент пересчета K_T : $t^{\circ}\text{C}$ 10; - 0; 30; 40; 50; 60; 70; 75. $K_T R_{60}$: - 9,4; 6,7; 4,7; 3,4; 2,4; 1,7; 1,2; 1,0.

При отсутствии данных минимальное значение сопротивления изоляции R_{60} , МОм, при рабочей температуре $t=+75^{\circ}\text{C}$, определяют как

$$R_{60} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{1000 + 0,01 P_{\text{НОМ}}}, \quad (7.2)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ - номинальное напряжение двигателя, В;

$P_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность, кВт.

Абсолютные значения сопротивления изоляции - одной фазы обмоток статоров двигателей I группы, измеренных при температуре не ниже $+10^{\circ}\text{C}$, должны быть не менее, указанных в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Значения сопротивления изоляции для двигателей I группы

Температура обмотки, $^{\circ}\text{C}$	Значение сопротивления R_{60} , МОм, при номинальном напряжении двигателя, кВ		
	3-3,15	6-6,3	10-10,5
10	35	75	125
20	25	50	85
30	18	35	60
40	12	24	40
50	9	16	27
60	6	10	18
75	3	6	10

Величина $U_{\text{МАКС}}$ для объекта диагностики I группы принимается равной $2,5U_{\text{МИН}}$, а для двигателей II группы принимается в соответствии со значениями, приведенными в таблице 7.3.

Минимальная величина $U_{\text{МИН}}$ для I группы принимается равной $0,5U_{\text{МИН}}$, а для II группы - не более $0,2U_{\text{МАКС}}$.

Таблица 7.3 – Допустимые испытательные напряжения для II группы

Мощность, кВА	Номинальное напряжение, В	Испытательное выпрямленное напряжение, В
До 1000	Все напряжения	1,2 ($2U_{\text{НОМ}}+1000$)
От 1000	До 3300 до 6600 включительно	1,2 ($2U_{\text{НОМ}}+1000$)
	От 3300 до 6600 включительно	1,2·2,5 $U_{\text{НОМ}}$
	Выше 6600	1,15 ($2U_{\text{НОМ}}+3000$)

Допустимые значения токов утечки через изоляцию двигателей приведены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Предельные значения токов утечки

Ступени испытательного напряжения по отношению к $U_{\text{НОМ}}$	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Наибольший допустимый ток утечки, мА	250	500	1000	2000	3000	3000

Снятие характеристик токов утечки допускается при минимальной величине сопротивления изоляции обмоток статора 1МОм на 1000В номинального напряжения двигателя при температуре не ниже 10⁰С.

Измерение токов утечки через изоляцию двигателя производится по схеме показанной на рисунке 7.3.

Выпрямленное напряжение проводится к каждой фазе обмотки относительно корпуса при двух других, соединенных между собой и «землей». При наличии параллельных ветвей фаз обмотки объекта диагностики каждая ветвь испытывается отдельно.

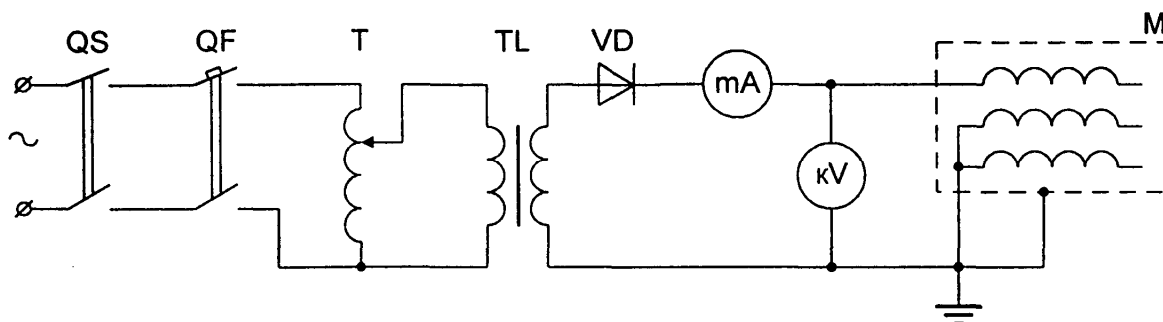


Рисунок 7.3 – Схема измерения токов утечки через изоляцию двигателя

Проводник, с помощью которого на обмотку двигателя подается испытательное напряжение выпрямительного тока, прокладывается и закрепляется на расстоянии менее чем 0,5м от корпуса двигателя и других заземленных частей во избежание перекрытия и попадания высокого потенциала на электроэнергетическое оборудование.

На первом этапе, не подсоединяя фазу обмотки статора, плавно увеличивают напряжение и замеряют токи утечки для корректировки результатов измерений. Затем, после присоединения обмотки двигателя, поднимают напряжения не менее чем пятью равными ступенями в диапазоне от $U_{\text{мин}}$ до $U_{\text{макс}}$. На каждой ступени напряжение выдерживают в течение 1мин, а ток утечки измеряется через каждые 15 и 60с.

Если в процессе диагностирования возникают колебания или уменьшаются значения испытательного напряжения на любой ступени, испытания проводят повторно. Если же в процессе диагностирования ток утечки возрастает или его значение превышает предельное значение (таблица 4), испытания прекращают, устраняют причину - загрязнение, увлажнение, а затем повторяют испытания.

Характеристики тока утечки $I_{\text{ут}} = f(U_{\text{и}}/U_{\text{ном}})$ объекта диагностики должна быть близка к линейной (рисунок 7.4.).

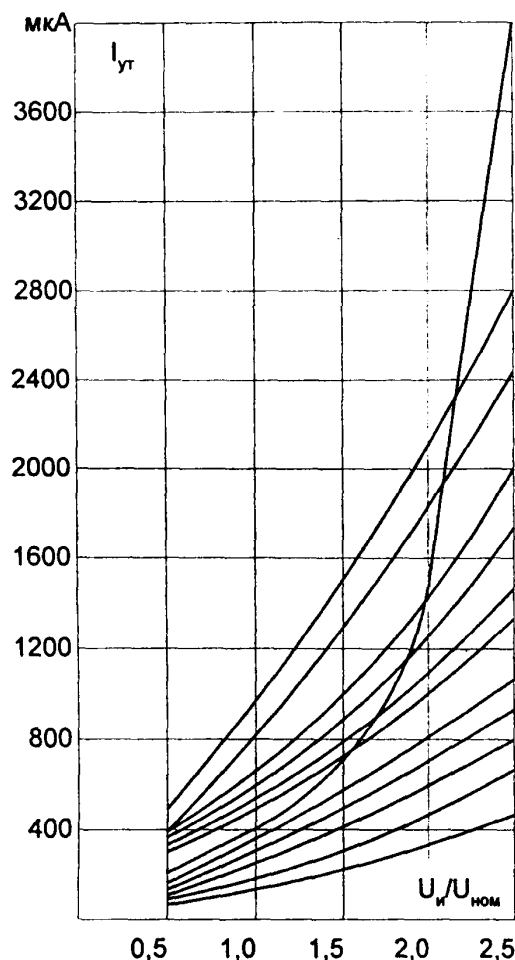


Рисунок 7.4 – Характеристики тока утечки через изоляцию двигателя

Нарушение линейности свидетельствует об увлажненности изоляции. Резкое расхождение величин тока по фазам (больше чем в 2-3 раза) указывает на дефекты изоляции объекта диагностики.

После измерений токов утечки импульсную обмотку двигателя разряжают, путем заземления не менее чем на 5 мин. Измерение токов утечки обмоток статора двигателя, имеющего шесть выводов (начала и конца обмоток), должны производиться по каждой фазе. При наличии трех выводов обмоток статора двигателя характеристику токов утечки не снимают. Обязательным условием для включения таких двигателей является соблюдение допустимых значений R_{60} и K_{ABC} при значениях R_{60} , вдвое меньших по сравнению с приведенными в таблице 7.1.

Сопротивление изоляции обмоток роторов двигателей напряжением выше 1000В при температуре от 10 до 20⁰С должно быть не менее 0,2МОм.

Диагностику методом измерения сопротивления изоляции обмотки статора напряжением до 1000В выполняют мегаомметром на напряжение 1000В. Величина сопротивления изоляции не менее 0,5МОм при температуре от 10 до 30⁰С. Измерение сопротивления изоляции обмотки ротора двигателя с фазным ротором производят мегаомметром на напряжение 500В. Величина сопротивления изоляции не менее 0,2МОм

при температуре 10-30⁰С (допускается не ниже 2 кОм при +75⁰С или +20⁰С для неявнополюсных роторов).

Диагностику методом измерения сопротивления изоляции встроенных температурных индикаторов производят мегаомметром на напряжение 250В, а сопротивления изоляции подшипников двигателей напряжением выше 1000В выполняют мегаомметром на напряжение 1000В. Величина сопротивления изоляции не нормируется.

Диагностику методом измерения изоляции обмоток статора двигателей напряжением выше 1000В проводят с помощью мегаомметра на напряжение 1000 или 2500В. Мегаомметры напряжением 2500В применяют для измерения сопротивления изоляции обмоток статоров двигателей переменного тока с напряжением 6кВ и выше.

После окончания измерений сохранившийся на обмотке потенциал высокого напряжения разряжают путем замыкания ее на корпус. Продолжительность разряда для обмоток с номинальным напряжением 3кВ и выше должны быть не менее 15с для двигателей до 1000кВт и 60с для двигателей больше 1000кВт,

Измерение сопротивления изоляции обмоток относительно корпуса двигателя и между обмотками производят для каждой цепи при соединении всех прочих цепей с заземленным корпусом объекта диагностики.

Диагностику и испытание повышенным напряжением промышленной частоты выполняют на собранном двигателе путем пусконаладочных проверок, измерений и испытаний на неподвижном двигателе, а затем проводят комплексные испытания.

Изоляцию двигателя диагностируют повышенным напряжением переменного тока при требуемых нормативными документами результатов измерения сопротивления изоляции, коэффициента абсорбции, токов утечки и коэффициента нелинейности. Диагностику и испытание электрической прочности изоляции обмотки статора относительно корпуса и между фазами производят переменным током частотой 50Гц (рисунок 7.5).

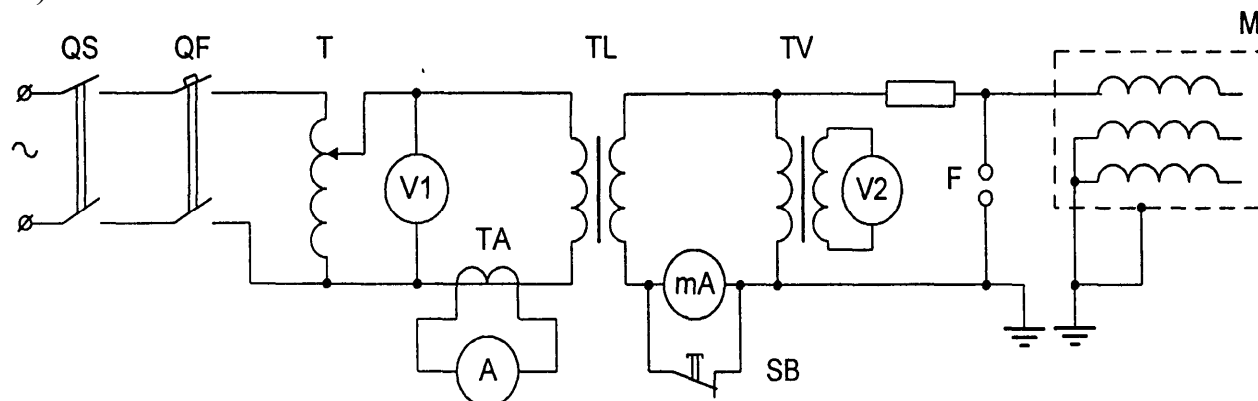


Рисунок 7.5 – Схема испытания изоляции обмотки статора двигателя повышенным напряжением переменного тока

У двигателей, не имеющих выводов каждой фазы в отдельности, выполняют испытание всей обмотки относительно заземленного корпуса. Испытательный трансформатор ТЛ выбирают с запасом по напряжению и мощности. Требуемая мощность S трансформатора, кВА,

$$S = \omega C U_{\text{исп}}^2 10^{-6}, \quad (7.3)$$

где $\omega = 2\pi f$ - угловая частота; C - емкость изоляции обмотки, пФ;

$U_{\text{исп}}$ - величина испытательного напряжения, кВ.

Питание трансформатора ТЛ происходит через индукционный регулятор или регулируемый трансформатор от трехфазной сети. Для трансформаторов ТЛ с пределом испытательного напряжения не выше 3кВ применяют реостаты, включенные по схеме потенциометра.

При диагностике двигателей мощностью более 2000кВт и напряжением 6кВ и выше включают параллельно обмотке шаровой разрядник.

В таблице 7.5 приведены значения пробивных напряжений для различных диаметров шарового разрядника.

Таблица 7.5 – Пробивные напряжения шаровых разрядников

Диаметр, см	Верхний предел измерения		Нижний предел измерения	
	Искровой промежуток, мм	Пробивное напряжение (действующее значение), кВ	Искровой промежуток, мм	Пробивное напряжение (действующее значение), кВ
2	15	28,3	0,5	1,9
5	35	58,3	3	5,7
6,5	45	71,5	4	10
10	75	109,6	5	1 1,9

До начала испытаний устанавливают требуемый искровой промежуток разрядника, т.к. напряжение искрового промежутка зависит от состояния окружающей среды (давления, температуры, влажности и др.).

Увеличивая плавно напряжение до разрядного, фиксируют его значения по вольтметру, после этого установку отключают, очищают поверхность шаров от следов разряда, а затем снова подают напряжение и повторяют эксперимент несколько раз. За истинное значение разрядного напряжения принимается среднее из 10 разрядов. При необходимости производится регулировка расстояния искрового промежутка. Напряжение пробоя разрядника не должно превышать более чем на 10% заданного значения испытательного напряжения. Значения испытательных напряжений приведены в таблице 7.6. Время испытания 1 мин.

Результаты испытаний считают удовлетворительными, если в процессе диагностики и испытаний не происходило пробоя изоляции или перекрытия ее скользящим разрядом. Явление «образования короны» на

поверхности изоляции двигателя во внимание не принимается. Пробой изоляции характеризуется резким и устойчивым спаданием испытательного напряжения. Перекрытие скользящими разрядами сопровождается неустойчивым понижением испытательного напряжения.

Таблица 7.6 – Испытательное напряжение промышленной частоты для двигателей переменного тока

Испытуемый объект	Характеристика двигателя	Испытательное напряжение, кВ
Обмотка статора	Мощность до 1МВт, номинальное напряжение выше 1кВ Мощность выше 1МВт, номинальное напряжение до 3,3кВ Мощность выше 1 МВт, номинальное напряжение выше 3,3 до 6,6кВ Мощность выше 1МВт, номинальное напряжение выше 6,6кВ	1,6 $U_{ном} + 0,8$ 1,6 $U_{ном} + 0,8$ 2 $U_{ном}$ 1,6 $U_{ном} + 2,4$
Обмотка ротора синхронного двигателя	-	8 $U_{ном}$ системы возбуждения, но не менее 1,2.
Обмотка ротора двигателя с фазным ротором	-	1
Реостат и пускорегулировочный резистор	-	1
Резистор гашения поля синхронного двигателя	-	2

Диагностику методом проверки работы двигателя на холостом ходу производят после окончания всех испытаний, при этом для пуска двигателя на холостом ходу или с ненагруженным механизмом осуществляют ряд организационно-технических мероприятий. Для пуска двигателя получают разрешение от организации, выполняющей монтаж объекта диагностирования, а также от организации, поведившей монтаж рабочего механизма.

Перед подачей на двигатель напряжения проводят диагностику путем визуального осмотра - убирают посторонние предметы, одновременно проверяют состояние подшипников и наличие масла в них, а также надежность заземления корпуса двигателя. Перед пуском проворачивают ротор вручную или с помощью приспособления для проверки свободного вращения и смазки подшипников, а также опробуют действие защитной и сигнальной аппаратуры и правильность присоединения выводов двигателя к сети.

Первое включение двигателя длится 1-2с., при котором определяют направление вращения и отсутствие задеваний и «ненормальных явлений». При удовлетворительных результатах первого пуска осуществляется

включение двигателя на более длительное время и проверку работы двигателя на холостом ходу или с ненагруженным механизмом.

При этом на объекте диагностирования необходимо проверять: нагрев подшипников и обмоток активной стали; вибрацию оборудования; отсутствие шума в двигателе; величину тока холостого хода, напряжение и частоту вращения ротора; работу системы охлаждения двигателя; правильность работы смазки подшипников. Продолжительность работы двигателя на холостом ходу или с ненагруженным механизмом не менее 1 часа.

Диагностику и проверку работы двигателя под нагрузкой выполняют при удовлетворительных результатах проверки работы двигателя на холостом ходу. Объект включают под нагрузку.

Диагностику и испытания двигателей, находящихся в эксплуатации после капитального ремонта проводят по этапам в сроки указанные в ПТЭЭП, а двигателей работающих в тяжелых условиях - не реже 1 раза в два года. Диагностирование параметров при текущем ремонте и в межремонтные периоды проводятся в сроки, установленные в документации.

Поэтапно выполняют диагностику и испытание стали ротора, изоляции обмоток статора и ротора, термоиндикаторов с соединительными проводами и подшипников. Производят испытание повышенным напряжением промышленной частоты и витковой изоляции обмотки импульсным напряжением высокой частоты. Осуществляют измерение сопротивления постоянному току: обмоток статора и ротора; реостатов и пускорегулировочных резисторов; измерение зазоров между сталью ротора и статора (если позволяет конструкция двигателя), а также зазоров в подшипниках скольжения.

Проверяют работу двигателя на холостом ходу с ненагруженным механизмом и измеряют вибрацию подшипников и разбег ротора в осевом направлении. Проверяют работу двигателя под нагрузкой и выполняют гидравлические испытания воздухоохладителя. Проверяют исправность стержней короткозамкнутых роторов и срабатывание защиты двигателей до 1000В при системе питания с заземленной нейтралью.

Диагностику и испытание стали статора проводят при ремонте К. Испытание выполняют для двигателей с жесткими катушками или со стержнями при полной замене обмоток. Потери в стали должны быть не выше 5Вт/кг. Наибольший перегрев зубцов при индукции 1Тл должен быть не выше 45⁰С. Наибольшая разность перегрева различных зубцов при индукции 1Тл должны быть не выше 30⁰С.

Потери в стали определяют при снятии характеристики холостого хода двигателя. Измерения потерь P_{xx} , тока I_{xx} и напряжения U_{xx} холостого хода двигателя производят по схеме на рисунке 7.6.

Потери холостого хода P_{XX} состоят из потерь в стали ротора P_{XX}^M , механических потерь P_{XX}^{MEX} и потерь в обмотке стали статора P_{XX}^{CT} . Потери в обмотке статора при соединении обмоток в звезду

$$P_{XX}^{CT} = 3I_{XX}^2 R_{\phi}, \quad (7.4)$$

треугольник

$$P_{XX}^{CT} = I_{XX}^2 R_{\phi}, \quad (7.5)$$

где I_{XX} - линейный ток холостого хода; R_{ϕ} - сопротивление одной фазы статора при температуре проведения опыта.

Сумма потерь в стали статора и механических потерь:

$$P_{XX}^{CT} + P_{XX}^{MEX} = P_{XX} - P_{XX}^M. \quad (7.6)$$

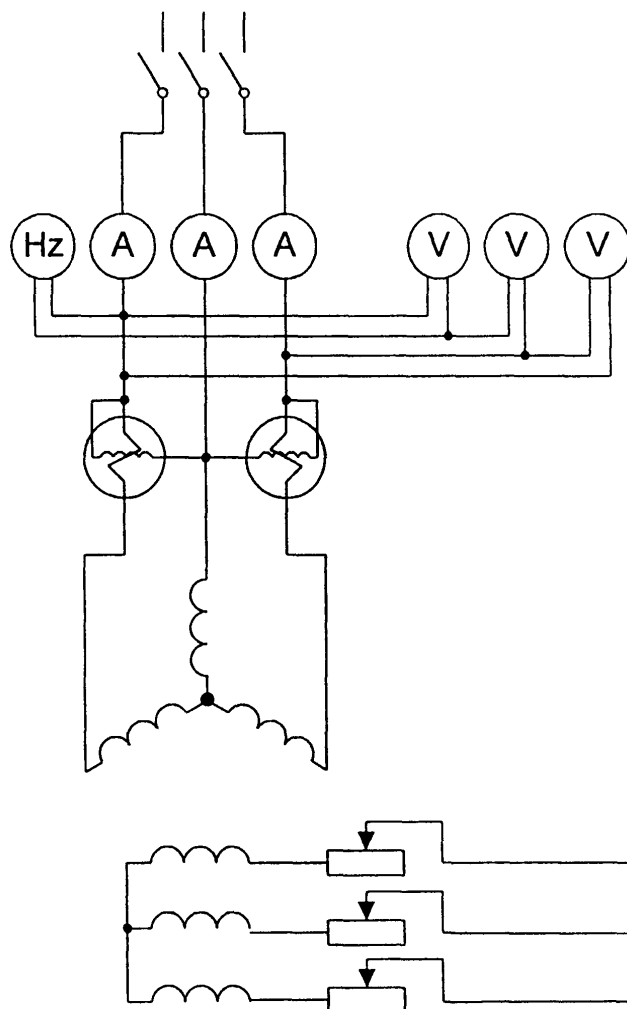


Рисунок 7.6 – Схема для определения характеристик холостого хода двигателя

Для вычитания механических потерь P_{XX}^{MEX} от потерь в стали P_{XX}^{CT} опыт проводят путем изменения напряжения от регулируемого источника

тока. По результатам измерений строят график зависимости суммы потерь в стали и механических потерь от квадрата напряжения и экстраполируют полученную кривую до пересечения с осью координат (рисунок 7.7).

Для проведения опыта двигатель запускают на холостом ходу прогревают его до установившейся температуры подшипников и обмотки. Продолжительность прогрева принимается равной для двигателей мощностью до 100кВт-1ч, мощностью выше 100кВт - 2ч. После запуска двигателя с фазным ротором реостат в цепи ротора выведен.

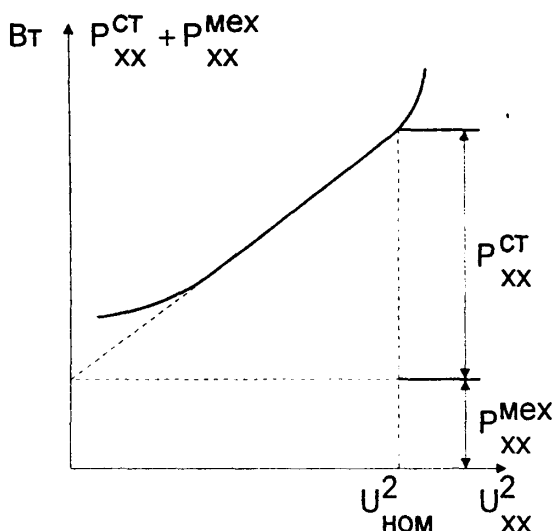


Рисунок 7.7 – Зависимость суммы потерь в стали и механических потерь от квадрата напряжения

Диагностика и измерение сопротивления изоляции двигателя.

Диагностику обмоток статора выполняют методом измерения сопротивления изоляции двигателей напряжением до 660В мегаомметром на напряжение 1000В, а двигателей напряжением выше 660В - мегаомметром на напряжение 2500В.

Сопротивление изоляции двигателей до 660В в холодном состоянии должно быть не менее 1МОм, а при температуре 60⁰С - 0,5Мом; выше 660В сопротивление изоляции не нормируется.

Для двигателей на напряжение выше 3000В или мощностью более 3кВт определяют коэффициент абсорбции $K_{АБС} = R_{60}/R_{15}$. Значения коэффициента абсорбции приведены в таблице 1.

Диагностику обмоток ротора выполняют методом измерения сопротивления изоляции проводят при К и Т у двигателей с фазным ротором напряжением 3000В и выше или мощностью более 1000кВт мегаомметром на напряжение 1000В. Значение сопротивления изоляции не нормируется.

Термоиндикаторов с соединительными проводами. Измерение сопротивления изоляции проводят при К. Измерение производится мегаомметром на напряжение 250В. Сопротивление изоляции не нормируется.

Диагностику методом измерения сопротивления изоляции подшипников проводят при К. Сопротивление изоляции измеряется у двигателей напряжением 3000В и выше, подшипники которых изолированы от корпуса двигателя. Измерение выполняется относительно фундаментной плиты при полностью собранных маслопроводах мегаомметром на напряжение 1000В при ремонтах с выемкой ротора. Сопротивление изоляции не нормируется.

Диагностику и испытания повышенным напряжением промышленной частоты проводят при ремонте К. Испытание обмоток ротора и статора выполняют на полностью собранном двигателе. Испытание обмоток статора производится для каждой фазы в отдельности относительно корпуса при двух других, соединенных с заземленным корпусом. У двигателей, не имеющих выводов фаз в отдельности допускается испытывать изоляцию всей обмотки относительно заземленного корпуса.

Значения испытательного напряжения промышленной частоты для объектов диагностики приведены в таблицах 7.8-7.12.

Таблица 7.8 - Испытательное напряжение промышленной частоты для обмоток и цепей при капитальном ремонте двигателей без замены обмоток

Испытываемый элемент	Испытательное напряжение, кВ	Примечания
Обмотка статора двигателя мощностью 40 кВт и более и двигателя напряжение, кВ:		Производят после останова двигателя до его очистки от загрязнений
до 0,4	1	
0,5	1,5	
0,66	1,7	
2	4	
3	5	
6	10	
10	16	
Обмотка статора двигателя мощностью менее 40кВт напряжением до 0,66кВ	1	Перед вводом двигателя в работу производят повторное испытание мегаомметром на напряжение 1000В
Обмотка ротора синхронного двигателя, предназначенного для непосредственного запуска, с обмоткой возбуждения, замкнутой на резистор или источник питания	1	
Обмотка ротора двигателя с фазным ротором	$1,5U_{рот}$, но не менее 1	$U_{рот}$ - напряжение на кольцах при разомкнутом неподвижном роторе и полном напряжении на статоре.
Резисторы цепи гашения поля.	2	Испытываются у синхронных двигателей.
Реостаты и пускорегулирующие резисторы.	$1,5U_{рот}$, но не менее 1	

* Если стержни или катушки изолированы микалентой без компаундирования изоляции, то испытательное напряжение, указанное в п.п. 1 и 2, снижают на 5%.

** Если катушки или стержни после изготовления были испытаны данным напряжением, то при повторных испытаниях перед укладкой допускается испытательное напряжение на 1000В.

Таблица 7.9 – Испытательное напряжение двигателей с жесткими катушками или со стержневой обмоткой при полной замене обмотки статора

Испытываемый элемент	Испытательное напряжение, кВ, для двигателей на номинальное напряжение, кВ							
	до 0,66	2	3	6	1а	3	6	
	мощностью до 1000 кВт				мощностью свыше 1000 кВт			
1. Отдельная катушка (стержень)* перед укладкой	4,5	11*	13,5	21,1	31,5	13,5	23,5	34
2. Обмотки после укладки в пазы до пайки между катушечных соединений	3,5	9	11,5	18,5	29	11,5	20,5	30
3. Обмотки после пайки и изолировки соединений		6,5	9	15,8	25	9	18,5	27
4. Главная изоляция обмотки объекта	2U _{ном} +1, 1,5 кВ	5	7	13	21	7	15	23

Таблица 7.10 - Испытательное напряжение промышленной частоты двигателей при частичной замене обмотки статора

Испытываемый элемент	Испытательное напряжение, кВ
Запасные катушки (секции, стержни) перед закладкой в двигатель	2,25 U _{ном} +2
То же после закладки в пазы перед соединением со старой частью обмотки	2 U _{ном} +1
Оставшаяся часть обмотки	2 U _{ном}
Главная изоляция обмотки полностью собранного двигателя	1,7 U _{ном}
Витковая изоляция	2 U _{ном}

Таблица 7.11 – Испытательное напряжение промышленной частоты двигателей переменного тока при ремонте его обмоток

Испытываемый элемент	Испытательное напряжение, кВ, для двигателей мощностью, кВт	
	0,2-10	не более 10 до 1000
Обмотки после укладки в пазы до пайки межкатушечных с соединений	2,5	3
Обмотки после пайки и изолировки межкатушечных соединений, если намотка производится по группам или катушкам	2,3	2,7

Обмотки после пропитки и запрессовки обмотанного сердечника	2,2	2,5
Главная изоляция обмотки собранного электродвигателя	$2 U_{ном}+1$, но не ниже 1,5	$2 U_{ном}+1$, но не ниже 1,5

Испытание напряжением 1000В промышленной частоты может быть заменено измерением одномоментного значения сопротивления изоляции мегаомметром на напряжение 2500В. Эта замена не допускается при испытаниях ответственных объектов. При проведении испытания мегаомметром на 2500В можно не проводить измерений сопротивления изоляции мегаомметром на напряжение 1000В.

Диагностику стержней короткозамкнутых роторов проводят при ремонте К для асинхронных двигателей мощностью 100кВт и более. Исправность стержней определяют при проверке симметричности обмотки короткозамкнутого ротора. Обмотку статора двигателя подключают к трехфазному источнику питания пониженного напряжения, чтобы ток короткого замыкания не вызвал перегрев двигателя при неподвижном роторе. Затем поворачивают ротор и наблюдают за показаниями амперметров в цепи статора. При исправной обмотке ротора ток в цепи статора остается неизменным, а при неисправности показания будут меняться. Колебания стрелок приборов при этом тем больше, чем больше неисправность ротора.

Диагностику методом срабатывания защиты двигателей напряжением до 1000В при системе питания с заземленной нейтралью проводят при ремонтах К, Т и М. Проверка выполняется для двигателей напряжением выше 42В, работающих в опасных и особо опасных условиях, а также у всех машин напряжением 380В и более непосредственным измерением тока однофазного короткого замыкания на корпус с помощью специальных приборов или измерением полного сопротивления петли «фаза-нуль» с последующим определением тока однофазного замыкания. Полученный ток сравнивается с номинальным током защитного аппарата с учетом коэффициентов, определяемых по ПУЭ.

При замыкании на корпус должен возникнуть ток однофазного короткого замыкания, превышающий номинальный ток плавкой вставки ближайшего предохранителя или расцепителя автоматического выключателя. Превышение должно быть не менее значений, указанных в ПУЭ.

Лекция 8. Диагностика масляных выключателей

На практике диагностированию и испытаниям выключателей предшествует комплекс организационных мероприятий по изучению объекта диагностики, нормативной документации, объемов и норм испытаний; данных о качестве масла в соответствии с требованиями главы 1.8 «Нормы приемо-сдаточных испытаний» Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и Приложения 2 «Примерный порядок технического диагностирования электроустановок потребителей» Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП).

Диагностика и испытания масляных выключателей, находящихся в эксплуатации, производится в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) приложение 1 «Нормы испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей».

При эксплуатации электроустановок применяют *выключатели масляные баковые* с большим объемом масла, у которых масло работает дугогасящей средой и изоляцией, а также *выключатели маломасляные* - с малым объемом масла, масло служит только дугогасящей средой, но не изоляцией.

В электроустановках напряжением 35-220кВ применяются в основном баковые, а на напряжение до 10кВ - маломасляные выключатели.

Достоинствам масляных выключателей являются простота конструкции, большая отключающая способность и независимость от атмосферных явлений. Основными недостатками, особенно баковых выключателей, является наличие большого количества масла, что приводит к большим габаритам и массам как самих выключателей, так и распределительных устройств, повышенной пожаро- и взрывоопасности, необходимости специального масляного хозяйства.

Выключатели масляные баковые на напряжение до 20кВ и малые токи отключения выполняют однобаковыми (три полюса в одном баке), а на напряжение 35кВ и выше – трех баковыми (каждая фаза в отдельном баке) с общим или индивидуальными приводами. Выключатели снабжают электромагнитными или пневматическими приводами и автоматическим повторным включением (АПВ).

Основой конструкции выключателя является бак, внутри которого и на нем монтируют контактная и дугогасительные системы, вводы и привод (рисунок 8.1). Бак заливается трансформаторным маслом, а между поверхностью масла и крышкой бака оставляют свободный объем (30% объема бака) - воздушную буферную подушку, которую соединяют с газоотводной трубкой. Воздушная подушка снижает давление, передаваемое на стенки бака при отключении, исключает выброс масла из бака и предохраняет выключатель от взрыва при чрезмерном давлении.

Высота уровня масла над местом разрыва контактов исключает выброс в воздушную подушку горячих газов. Прорыв этих газов может привести к образованию взрывчатой смеси (гремучего газа) и взрыву бакового масляного выключателя.

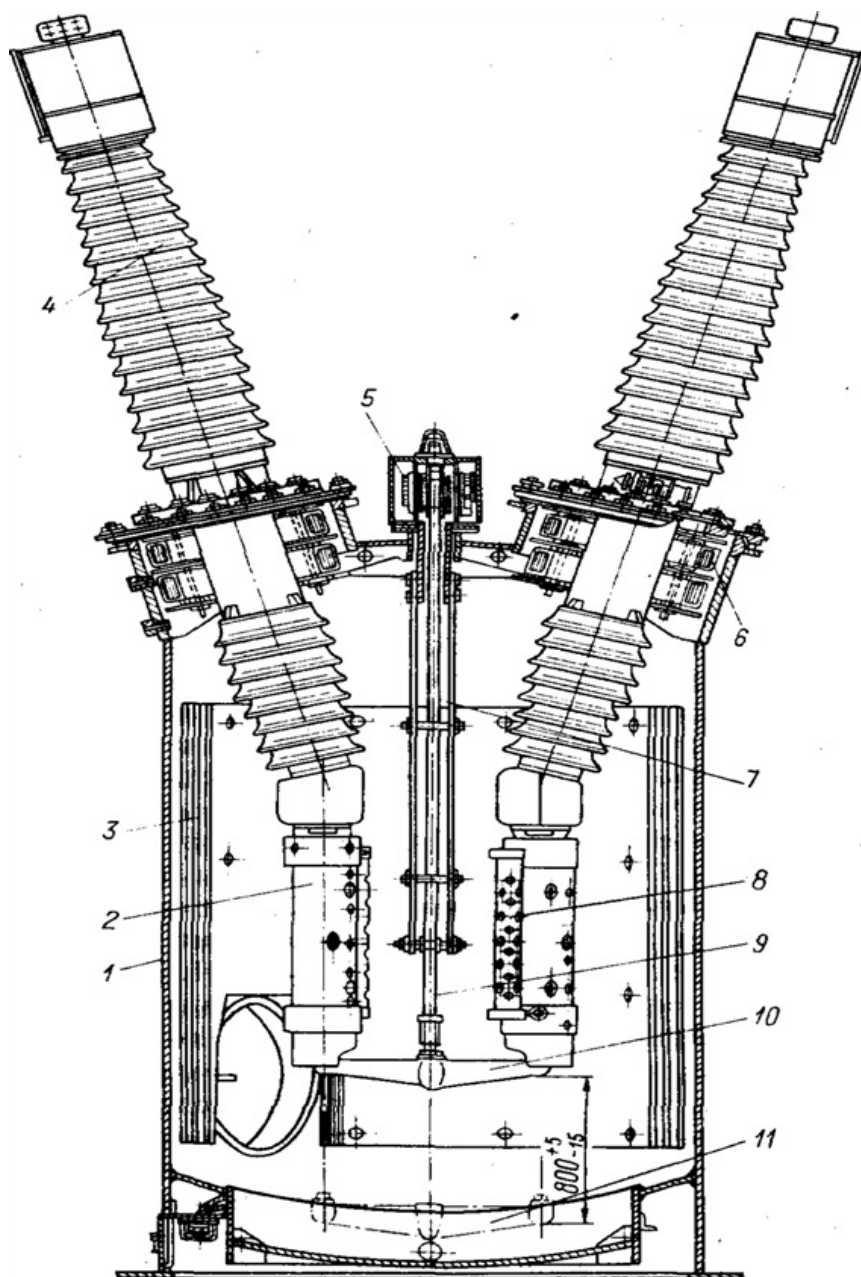


Рисунок 8.1 – Полус масляного бакового выключателя на 220кВ:

1 - бак; 2 - дугогасительная камера с неподвижными контактами и шунтирующим резистором; 3 - изоляция бака; 4 - ввод; 5 - приводной механизм; 6 - трансформатор тока; 7 - направляющее устройство; 8 - шунтирующий резистор; 9 - изоляционная тяга; 10 - траверса с подвижными контактами; 11 - положение траверсы после отключения

В выключателях при напряжениях 3-6кВ и малых отключаемых токах применяют простой разрыв в масле, а при напряжениях 10-35кВ и выше используют дугогасительные устройства с продольным,

поперечным, продольно-поперечным дутьем, с одно- и многократным разрывом.

Масляные баковые выключатели на напряжение 35кВ и выше имеют встроенные трансформаторы тока. На внутреннюю часть проходного изолятора надеты, и укреплены под крышкой выключателя сердечники со вторичными обмотками. Токоведущий стержень проходного изолятора служит первичной обмоткой.

У выключателей маломасляных масло служит дугогасящей средой, а изоляцию токоведущих частей и дугогасительного устройства относительно земли осуществляют с помощью твердых изоляционных материалов (керамика, текстолит, эпоксидные смолы и т.п.). Меньшая, чем у бакового выключателя, прочность корпуса по отношению к давлениям, создаваемым при отключении предельных токов короткого замыкания, ограничивает отключающую способность маломасляного выключателя (рисунок 8.2).

Проведению испытаний и диагностике предшествует тщательный наружный осмотр выключателя. Если в результате осмотра обнаружат дефекты, которые могут вызвать повреждение объекта диагностики или испытательной аппаратуры, опыты проводят после устранения дефектов.

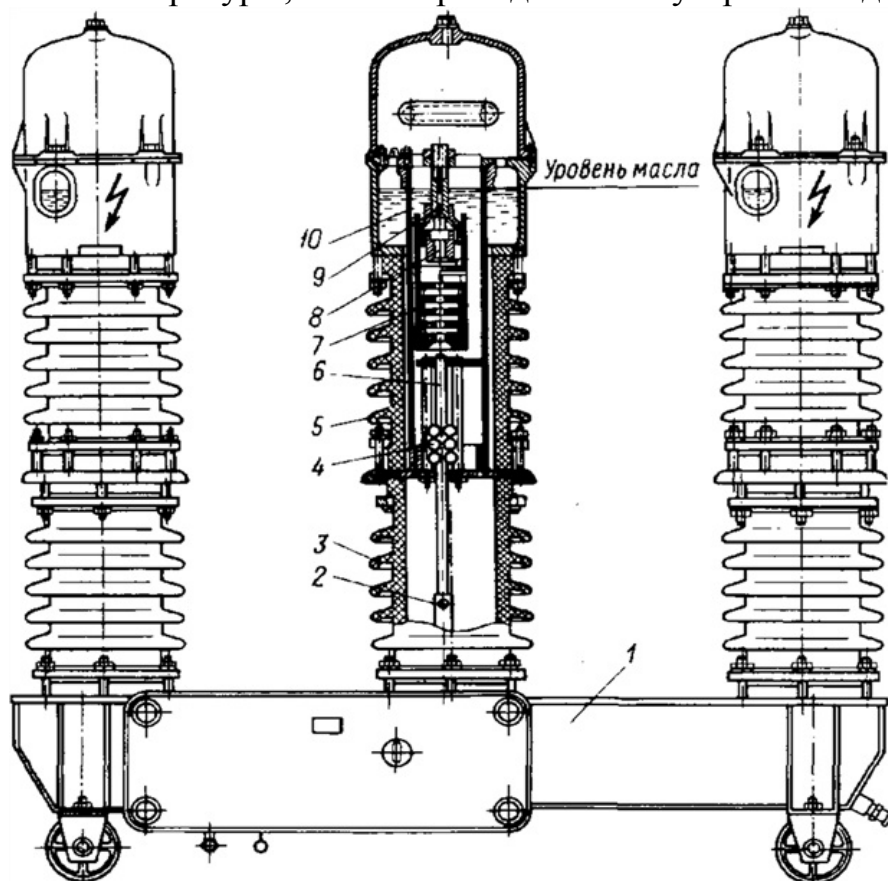


Рисунок 8.2 - Выключатель маломасляный колонковый для внешней установки: 1 - основание; 2 и 9 - неподвижные контакты; 3 - опорная изоляционная колодка; 4 - роликовый токовый подвод; 5 - фарфоровая рубашка; 6 - подвижный контакт; 7 - дугогасительное устройство; 8 - промежуточный контакт; 10 - изоляционный цилиндр

Заключение о пригодности масляного выключателя к эксплуатации производят на основании анализа данных, полученных при испытаниях и диагностике объекта. Выключатели, забракованные при внешнем осмотре, независимо от результатов испытания, меняют или ремонтируют.

Диагностика и приемо-сдаточные испытания выключателей.

Диагностику выключателей выполняют методами измерения сопротивления изоляции подвижных и направляющих частей, вторичных цепей, электромагнитов включения и отключения, а также испытаниями изоляции вводов, внутренней баковой и дугогасительных устройств.

Диагностику объекта проводят методами испытания изоляции повышенным напряжением промышленной частоты относительно корпуса или опорной изоляции, а также изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов включения (отключения).

Диагностика и измерение сопротивления постоянному току: контактов масляных выключателей; шунтирующих резисторов дугогасительных устройств; обмоток электромагнитов включения и отключения. Измерение скоростных и временных характеристик выключателей.

Диагностика и измерение хода подвижных частей выключателя, входа контактов при включении, одновременности замыкания и размыкания контактов. Проверка регулировочных и установочных характеристик механизмов, приводов и выключателей.

Диагностика и проверка действия механизма свободного расцепления. Проверка напряжения срабатывания приводов выключателя. Испытание выключателя включениями и отключениями. Испытания масла выключателей и встроенных трансформаторов тока.

Диагностику выключателя и измерение сопротивления изоляции проводят методом визуального осмотра подвижных и направляющих частей из органических материалов, а измерения выполняют методом «мегаомметра», прибором напряжением 2500В, при этом сопротивление изоляции не должно быть менее значений в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Сопротивления изоляции выключателей

Номинальное напряжение выключателя, кВ	3-10	15-50	220-500
Сопротивление изоляции, Мом	1000	3000	5000

Первое измерение производят при включенном положении выключателя. Измеряется суммарное сопротивление изоляции вводов, подвижных и направляющих частей выключателя. Если измеренные сопротивления окажутся ниже указанных выше значений, проводится второе измерение при отключенном выключателе и соединенных между собой вводах каждой фазы выключателя. Сопротивление изоляции

подвижных и направляющих частей определяется по результатам двух измерений из выражения

$$R_{изм} = \frac{R_{вкл} R_{откл}}{R_{откл} - R_{вкл}} \quad (8.1)$$

где $R_{вкл}$ и $R_{откл}$ -сопротивления изоляции, измеренные соответственно при включенном и отключенном положениях выключателя.

В тех случаях, когда масло в баки выключателя не залито или есть возможность осушить баки, для измерения сопротивления изоляции присоединяют мегаомметр к подвижным и направляющим частям.

Для вторичных цепей, электромагнитов включения и отключения сопротивление изоляции измеряют мегаомметром на напряжение 1000В и должно быть не менее 1МОм.

Диагностика и измерения внутренней баковой изоляции и изоляции дугогасительных устройств.

Диагностику производят для выключателей 35кВ с установленными вводами методом измерения тангенса угла диэлектрических потерь изоляции, который измеряют для вводов всех типов, кроме фарфоровых. Поскольку измерения производят на внешних вводах из твердой изоляции на общий результат оказывает влияние как состояние самого ввода, так и состояние внутренней баковой изоляции (деионные решетки, экраны, направляющие камер и т.п.).

На первом этапе оценку состояния внутренней баковой изоляции производят в том случае, если при измерении $tg\delta$ вводов на собранном выключателе получены значения, превышающие установленные нормы.

На втором этапе повторяют измерение с исключением влияния внутренней баковой изоляции: опускают баки, сливают масло, закорачивают дугогасительные камеры и производят измерения. Если значение $tg\delta$ в 2 раза превышает $tg\delta$ вводов измеренное при полном исключении влияния внутренней баковой изоляции дугогасительных устройств, т.е. до установки вводов в выключатель, изоляция подлежит сушке. Если же $tg\delta$ остается выше нормы, то такой ввод должен быть заменен.

На третьем этапе после сушки внутренней баковой изоляции и повторной заливки выключателя маслом, производят проверку сопротивления изоляции в соответствии с вышеизложенными требованиями и измерение $tg\delta$ при включенном и отключенном выключателе.

Измерения $tg\delta$ производят при помощи моста переменного тока типа МД -16, Р-571, Р-595, Р502б по перевернутой схеме.

Диагностика и испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты.

Диагностирование объекта проводят методом визуального осмотра и тепловизионного контроля выключателя, а изоляции выключателей относительно корпуса производят для выключателей напряжением до 35кВ специальным устройством, где напряжение для опыта принимается в соответствии с данными таблицы 8.2.

Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения 1 мин. Изоляция масляного выключателя испытывают повышенным напряжением после окончания всех работ на данном выключателе. Масляные выключатели КРУ для диагностики выкачивают из ячеек КРУ.

Таблица 8.2 – Испытательное напряжение промышленной частоты для внешней изоляции выключателей

Класс напряжения, кВ	Испытательное напряжение, кВ, для аппаратов с изоляцией			
	Нормальной керамической	Нормальной из органических материалов	Облегченной керамической	Облегченной из органических материалов
3	24	21,6	13	11,7
6	32	28,8	21	18,9
10	42	37,8	32	28,8
15	55	49,5	48	43,2
20	65	58,5	-	-
35	95	85,5	-	-

В опытах испытательное напряжение прикладывают - к среднему полюсу выключателя во включенном положении при заземленных крайних полюсах - проверяется между фазовая изоляция; ко всем трем полюсам выключателя при включенном положении относительно «земли» - проверяется основная изоляция выключателя; между разомкнутыми контактами одного и того же полюса при положении «отключено» - проверяется изоляция внутреннего разрыва. Если при испытании и диагностике прослушиваются потрескивания, «ненормальные» шумы испытания прекращают и принимают меры к выявлению и устранению причин (рисунок 8.3).

На втором этапе диагностику объекта проводят методом осмотра и тепловизионного контроля выключателя, а изоляции вторичных цепей, обмоток электромагнитов включения и отключения мегаомметром с испытательным напряжением 1000В. Продолжительность испытания 1 мин.

Диагностику сопротивления постоянному току контактов выключателей выполняют путем измерения сопротивления токоведущей системы полюса выключателя и отдельных его элементов. Значение сопротивления контактов постоянному току по данным завода-изготовителя.

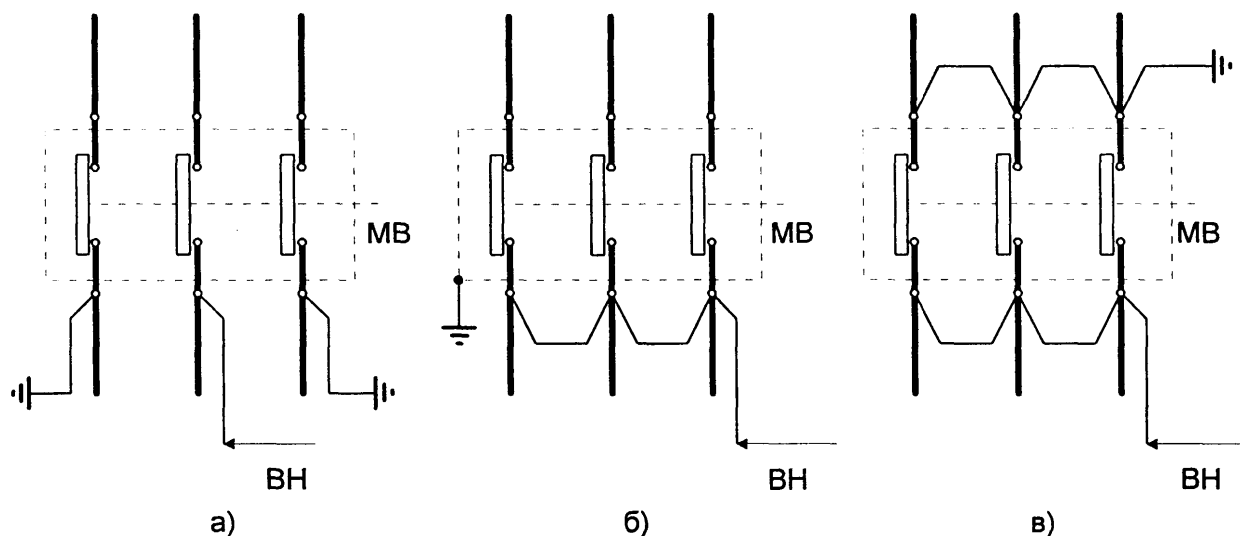


Рисунок 8.3 - Схемы испытаний масляных выключателей повышенным напряжением: а) - средней фазы; б) - каждой из трех фаз; в) - контактного разрыва.

Измерения омического сопротивления контактов выключателей производят на постоянном токе, т. к. измерения на переменном токе приводят к большим искажениям результатов. Повышенное значение омического сопротивления контактов масляных выключателей приводит к обгоранию, оплавлению, привариванию контактов, что может привести к отказу электрооборудования. Схема измерения сопротивления постоянному току контактной системы выключателя представлена на рисунке 8.4.

При изменении площади соприкосновения изменяется переходное сопротивление контактного соединения, которое становится тем меньше, чем больше сила нажатия, но до определенного давления. Дальнейшее увеличение силы нажатия контактов не приводит к заметному снижению переходного сопротивления.

Существенное влияние на переходное сопротивление контактов оказывает чистота контактных поверхностей. Загрязненные, покрытые окислами поверхности имеют более высокое переходное сопротивление, т. к. окислы большинства металлов обладают малой проводимостью. На величину сопротивления, особенно при небольшой силе взаимного нажатия контактов, влияет способ обработки поверхности

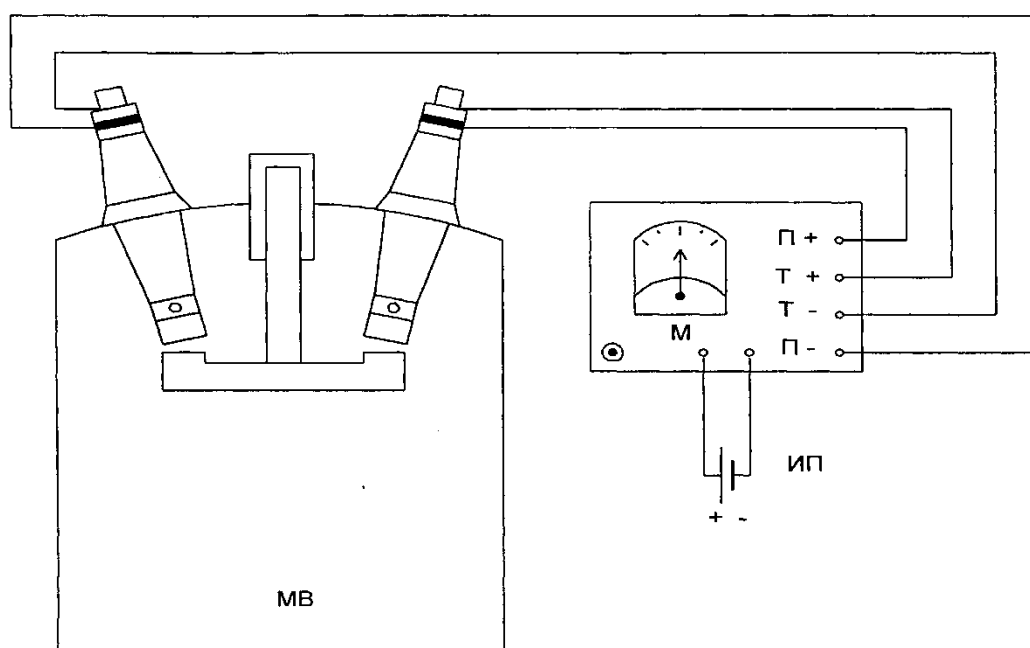


Рисунок 8.4 – Схема измерения сопротивления постоянному току контактной системы выключателя: МВ - масляный выключатель; М - измерительный мост; ИП - источник питания

Измерение сопротивления контактов масляных выключателей производят по фазам с помощью микроомметров типы Ф-415, контактомеров КМС-68, КМС-63, мостов постоянного тока типа Р-239, а также методом «амперметра-вольтметра». Для измерений применяют микроомметры с различными способами регулирования тока на базе метода «амперметра-вольтметра». По величине переходного сопротивления фазы выключателя трудно судить о состоянии контактов, входящих в цепь токоведущего контура выключателя. Установлено, что неисправность какого-либо контакта в большей части приводит к резкому увеличению общего сопротивления контура. Измеренное сопротивление должно соответствовать данным представленным в таблице 8.3.

При измерении «не норма» рекомендуется произвести 2-х-3-х кратное включение и отключение выключателя, т. к. после нескольких операций включения и отключения происходит самостоятельная отчистка контактных поверхностей и снижение общего омического сопротивления. Такая очистка является нормальной и рекомендована для всех выключателей.

Критерием надежности контактов выключателей служит величина вытягивающего усилия подвижного контакта собранного полюса до заливки маслом (при не доходе к «мертвому» положению не более чем на 10 мм). Так, для выключателей типа ВМП-10-20-22. Измеренные значения сопротивлений не должны отличаться от заводских данных более, чем на 3%.

Таблица 8.3 – Сопротивления постоянному току токоведущего контура

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Сопротивление контактов фазы выключателя, мкОм
1	2	3	4
ВМП-10; ВМП-10К; ВМПЭ-10	10	600 1000 1500 5000	55 40 30 15; 3001)
ВЭМ-6; ВЭМ-10	6 — 10	2000 3200	45 45
М-10	10	5000	10; 3001)
МГГ-10	6-10	2000 3000	30 20
Остальные типы	3 -10	200 600 1000 2000	350 150 100 75
МГ-20	20	6000	15; 3001)
МГГ-20	20	2000 3000	30; 2501)
ВМ-35; ВБ-35; ВМД-35	35	600	550
С-35	35	630 3200	310; 92) 55; 142)
ВМТ-110	110	1000	130
МКП-110: с киритовыми пластинами без киритовых пластин	110 110	600 600	~600, 5402) 1100
ВМ-125	110	600	500
ВМТ-220	220	1000	130
МКП-220	220	600	1200; 2602)
У-220-10	220	600	1400; 6002)
МКП-500	500	1500	2350; 3502); 5003)
ВМГ-10	6-10	630	75

Примечание: 1) - дугогасительные контакты; 2) - одна камера; 3) - подвижные контакты.

Масляные выключатели типа ВМП-10 и ВМГ-10. Измерение переходных сопротивлений контактов фазы выключателя типы ВМП-10 производится между полюсами выключателя. Ввиду того, что нормально переходные сопротивления контактов в месте подсоединения шин к выключателю имеют малые сопротивления по сравнению с переходными

сопротивлениями контактов выключателя, измерительные щупы следует подключать непосредственно к шинам, отходящим от выключателя.

При капитальных ремонтах выключателей с разборкой измерение переходных сопротивлений каждой камеры и полюса целиком производится в процессе регулировки. У шунтирующих резисторов дугогасительных устройств измеренное значение сопротивления должно отличаться от заводских данных не более чем на 3%, а для обмоток электромагнитов включения и отключения значение сопротивлений обмоток должно соответствовать данным заводов-изготовителей.

Измерение скоростных и временных характеристик выключателей производят для выключателей всех классов напряжений. Измерение скорости включения и отключения производят для выключателей 35 кВ и выше, а также независимо от класса напряжения в тех случаях, когда это требуется инструкцией заводов-изготовителей. Измеренные характеристики должны соответствовать данным заводов-изготовителей.

Причиной уменьшения скорости движения контактов выключателей является ослабление отключающих пружин, заедание, перекосы, повышенное трение в механизме выключателя. Кроме того, неисправная работа механизма выключателя может быть следствием нечеткой работы привода, пониженного напряжения на электромагните включения выключателя в момент включения или несоответствия включающей катушки.

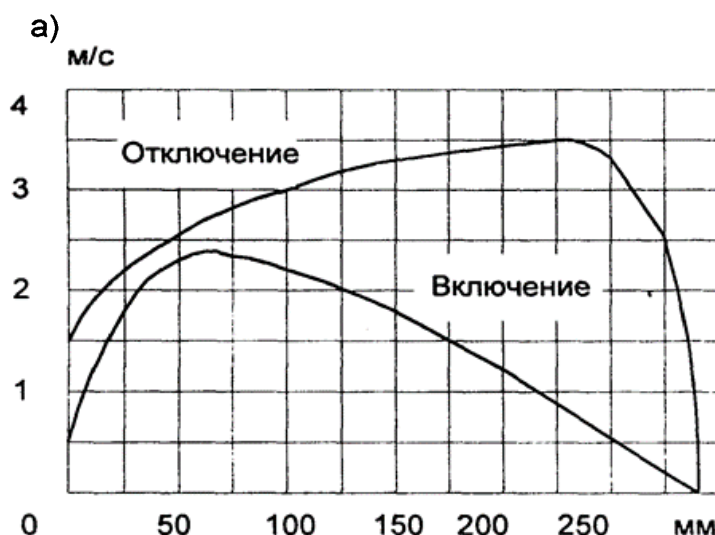
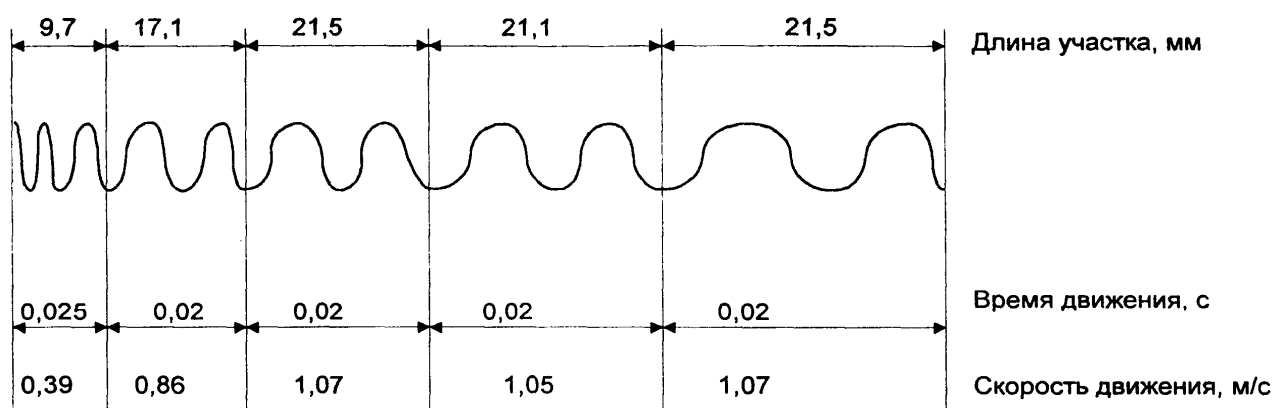
Прибором для измерения скорости работы механизмов выключателя служит электромагнитный виброграф с приспособлениями. Виброграф представляет собой электромагнит с пишущим устройством на конце якоря. Катушка вибрографа подключается к источнику переменного тока с частотой 50 Гц и напряжением 12 В. Якорь и стальная пластина, на котором закреплен карандаш, совершают 100 колебаний в секунду.

Измерение скоростных характеристик масляных выключателей производится при полностью залитом масле, температуре окружающей среды $+10^{\circ}\text{C}$, номинальном напряжении оперативного тока на зажимах обмоток электромагнитов включения и отключения, а также при напряжении $0,8U_{\text{ном}}$ на зажимах электромагнитов включения и $0,65U_{\text{ном}}$ на зажимах электромагнитов отключения.

Для определения средней скорости на любом участке движения траверсы необходимо длину этого участка делить на время, за которое этот участок был пройден траверсой (рисунок 8.5)

$$v_{\text{ср}} = \frac{L_{\text{уч}}}{t}, \quad (8.2)$$

где $L_{\text{уч}}$ – длина участка; t – время движения на участке, с.



б)

Рисунок 8.5 – Скоростные характеристики масляных выключателей:

а - обработка виброграммы; б - зависимость скорости движения
траверсы выключателя МКП-35 от пройденного пути.

Время, за которое проходит любой участок траверса, определяют подсчетом числа периодов синусоиды (по максимумам или минимумам). Так как частота вибрации вибрографа равна 100Гц, то время одного периода равно 0,01с. Следовательно, измерив расстояние между двумя точками и поделив его на число периодов синусоиды, вписанных в него, получаем среднюю скорость на данном участке:

$$v_{cp} = \frac{L_{yч}}{n}, \quad (8.2)$$

где n – число синусоид.

Для определения скорости движения траверсы в какой-либо точке ее хода вычисляют средняя скорость за интервал двух периодов, прилегающих к этой точке

$$v_{cp} = \frac{(L_{1yч} + L_{2yч})}{2}. \quad (8.3)$$

По виброграммам включения и отключения определяют скоростные характеристики выключателей в тех точках, которые для каждого вида выключателя указываются заводом-изготовителем. Последними даются значения скорости в моменты замыкания и размыкания контактов и в момент выхода контактов из гасительных камер, а также значения максимальной скорости при включении и отключении выключателя. Эти данные являются отправными для диагностирования работы выключателя.

На каждой виброграмме записывают тип выключателя, название присоединения, где он установлен, дату снятия виброграммы, напряжение постоянного тока на электромагните выключателя в момент включения выключателя, наличие или отсутствие масла в баках выключателя.

Диагностика и методы испытаний масляных выключателей, находящихся в эксплуатации.

Выключатели, находящиеся в эксплуатации, подвергаются периодическому диагностированию, измерениям и испытаниям в объеме и в сроки, предусмотренные нормативной документацией.

Диагностирование и профилактические испытания проводят при проведении капитального ремонта (К), текущего ремонта (Т) и в межремонтный период (М) в сроки, согласно нормам – но не реже 1 раза в 8 лет.

Объем диагностирования и профилактических испытаний выключателей, предусмотренных ПТЭЭП, включает - измерение сопротивления изоляции: подвижных и направляющих частей, выполненных из органических материалов; вторичных цепей, в том числе включающей и отключающей катушек; диагностирование внутренней баковой изоляции масляных выключателей 35кВ и дугогасительных устройств. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты: изоляции выключателей; изоляции вторичных цепей и обмоток включающей и отключающей катушек.

В работу также входят - измерение сопротивления постоянному току: контактов масляных выключателей; шунтирующих резисторов дугогасительных устройств; обмоток включающей и отключающей катушек; диагностика и проверка времени движения подвижных частей выключателя, а также измерение хода подвижной части выключателя, вжима (хода) контактов при включении, контроль одновременности замыкания и размыкания контактов; проверка действия механизма свободного расцепления и срабатывания привода при пониженном напряжении.

В опыты с выключателями также входят - диагностика и испытание многократными включениями и отключениями; испытание масла из баков выключателя и встроенных трансформаторов тока.

Диагностика методом измерения сопротивления изоляции подвижных и направляющих частей, выполненных из органических материалов проводится при ремонте К. Измерение производят

мегаомметром на напряжение 2500В. Результаты измерения должны соответствовать таблице 8.4.

Таблица 8.4 - Наименьшее допустимое сопротивление изоляции подвижных и направляющих частей выключателей, выполненных из органического материала

Номинальное напряжение, кВ	Сопротивление изоляции, МОм	Номинальное напряжение, кВ	Сопротивление изоляции, МОм	Номинальное напряжение, кВ	Сопротивление изоляции, МОм
3-10	300	15-150	1000	220	3000

Диагностику методом измерения сопротивления изоляции вторичных цепей, в том числе включающей и отключающей катушек проводят при ремонтах К и М и должно быть не менее 1МОм. Производят мегаомметром на напряжение 1000В.

Диагностирование внутренней баковой изоляции выключателей 35кВ и дугогасительных устройств проводится при ремонте К. Оценку состояния внутренней баковой изоляции выполняют, если $tg\delta$ вводов повышен, а изоляция подлежит сушке.

Диагностику и испытание повышенным напряжением промышленной частоты проводят при ремонте К. Длительность испытания 1 мин.

Диагностику и испытание изоляции выключателей. Величина испытательного напряжения должна соответствовать данным таблицы 8.5.

Таблица 8.5 – Испытательное напряжение промышленной частоты для аппаратов, измерительных трансформаторов, изоляторов и вводов

Класс напряжения, кВ	Испытательное напряжение, кВ	
	Аппараты*, трансформаторы тока и напряжения	
	Фарфоровая изоляция	Другие виды изоляции**
до 0,69	1	1
3	24	22
6	32	29
10	42	38
15	55	50
20	65	59
35	95	86

****** Под другими видами изоляции понимается бумажно-масляная изоляция, изоляция из органических твердых материалов, кабельных масс, жидких диэлектриков, а также изоляция, состоящая из фарфора в сочетании с перечисленными диэлектриками.

У малообъемных выключателей 6-10кВ испытывают также изоляция контактного разрыва. Испытанию повышенным напряжением подвергают изоляцию тяг и направляющих выключателей после их ремонта, лакировки и сушки. Для этого тяга делится на участки по 100мм плотно наложенными станиолевыми бандажами шириной 5-10мм, к которым подается испытательное напряжение 40кВ.

Длительность испытания каждого участка 5 мин. Тяга считается выдержавшей испытание, если не наблюдалось сплошное перекрытие или перекрытие скользящими разрядами участках, а после испытания отсутствуют местные перегревы и потемнение поверхности (рисунок 8.6).

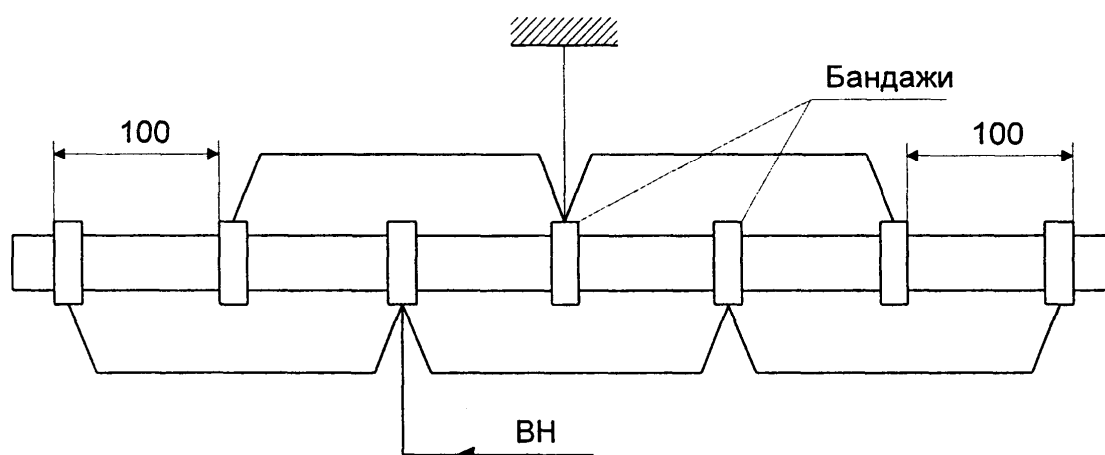


Рисунок 8.6 – Схема испытания тяг и направляющих выключателя

Диагностику и испытания изоляции вторичных цепей, и обмоток включающей и отключающей катушек производят напряжением 1000В. При проведении испытания мегаомметром на 2500В можно не выполнять измерений сопротивления изоляции мегаомметром 500-1000В.

Диагностику методом измерения сопротивления постоянному току контактов выключателей проводят при ремонтах К, Т, М. Сопротивление токоведущего контура и его частей должно соответствовать заводским нормам. Одновременно сопротивление сравнивается с измеренным на аналогичном оборудовании. Если сопротивление контактов возросло против нормы в 1,5 раза, контакты должны быть улучшены.

Сопротивление шунтирующих резисторов дугогасительных устройств может отличаться от заводских данных не более чем на 3 %. Сопротивление обмоток включающей и отключающей катушек должно соответствовать заводским данным.

Проверку времени движения подвижных частей выключателя выполняют при ремонтах К и Т. Полученные значения времени от подачи команды до момента замыкания (размыкания) контактов масляных выключателей должны отличаться от паспортных данных не более чем на $\pm 10\%$.

Данную проверку осуществляют с помощью секундомера или осциллографа. При определении времени включения цепь питания измерительного прибора подключают параллельно контактам выключателя, а при измерении времени отключения - последовательно.

Одновременно подают питание на электромагнит включения (отключения) выключателя и измерительный прибор. При включении выключателя его контакты шунтируют обмотку измерительного прибора, а при отключении питание с нее снимается (рисунок 8.7).

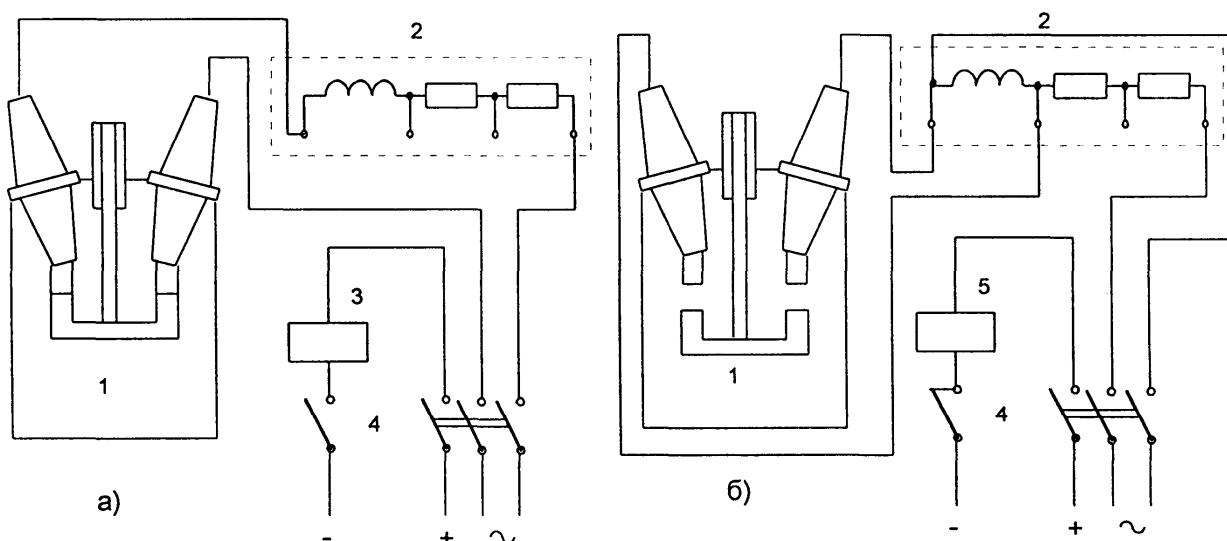


Рисунок 8.7 – Схемы измерения времени отключения (а) и включения (б) масляного выключателя: 1 - масляный выключатель; 2 - секундомер; 3 - электромагнит отключения; 4 - вспомогательный контакт; 5 - электромагнит включения.

Диагностику и измерение хода подвижной части выключателя, вжима (хода) контактов при включении, контроль одновременности замыкания и размыкания контактов проводят при ремонтах К и М. Измеренные значения должны соответствовать данным, приведенным в заводских инструкциях.

Проверку действия механизма свободного расцепления выполняют при ремонтах К и М. Механизм свободного расцепления проверяют в работе при включенном положении привода, в двух-трех промежуточных его положениях и на границе зоны действия свободного расцепителя.

Проверку срабатывания привода при пониженном напряжении проводят при ремонтах К. Минимальное напряжение срабатывания катушек отключения приводов выключателя должно быть не менее 35% номинального, а напряжение их надежной работы не более 65% номинального. Напряжение для надежной работы контакторов выключателя должно быть не более 80% номинального. Фактическое давление срабатывания пневмоприводов должно быть на 20-30% меньше нижнего предела рабочего давления. Наименьшее напряжение срабатывания электромагнитов управления выключателей с пружинными приводами должно определяться при рабочем грузе включающих пружин

согласно указаниям заводских инструкций. Напряжение срабатывания - наименьшее напряжение действия привода независимо от времени его работы. Напряжение надежной работы-то же, но с заданным временем работы.

Диагностику и испытания выключателя многократными включениями и отключениями выполняют при ремонте К. Включение и отключение выключателя при многократном опробовании проводят при напряжениях в момент включения на зажимах катушки привода 110, 100, 90 и 80% номинального. Число операций для каждого режима опробований 3-5.

Если по условиям работы источника питания оперативного тока не представляется возможным провести испытание при напряжении от 1,1 до 1,3 номинального то допускается проведение его при максимальном напряжении на зажимах катушки привода, которое может быть получено. Выключатели, предназначенные для работы в цикле АПВ, должны быть подвергнуты двух- трехкратному опробованию в цикле 0-В-0 при номинальном напряжении на зажимах катушки привода.

Диагностику и испытание масла из баков выключателя проводят при ремонтах К и М после отключения из-за короткого замыкания мощностью больше половины паспортного значения разрывной мощности выключателей независимо от напряжения, а для малообъемных выключателей напряжением 110кВ и выше выполняют испытание на наличие взвешенного угля. У выключателей напряжением до 35кВ масло не испытывают, а заменяют свежим при капитальном ремонте, а также после трехкратных отключений короткого замыкания мощностью больше половины паспортного значения разрывной мощности выключателя.

Лекция 9. Диагностика вентильных разрядников

На зажимах электроэнергетического оборудования при коммутациях электрических цепей, разрядах молнии могут возникать перенапряжения, представляющие опасность потери электрической прочности для внешней и внутренней изоляции объекта диагностики. Основным средством ограничения перенапряжений электрооборудования служат вентильные разрядники, а также ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН).

Защитное действие разрядника (ограничителя) обуславливается тем, что при появлении опасного для изоляции перенапряжения происходит пробой искрового промежутка (полупроводника) разрядника, а протекающий через разрядник импульсный ток вследствие нелинейности рабочего сопротивления не создает опасного для изоляции повышения напряжения.

На практике применяют вентильные разрядники различной конструкции. Приняты следующие буквенные обозначения типов разрядников:

Р - разрядник; В - вентильный; О - облегченный; С - стационарный;

М - магнитный или модернизированный; Т - с токоограничивающими искровыми промежутками или тропического исполнения (если Т стоит после цифры); П - повышенное напряжение гашения; Г - грозовой; РД - с растягивающейся дугой; У - для работы в районах с умеренным климатом; число после напряжения, кВ; цифра 1 - для работы на открытом воздухе.

Например, РВМГ-110МТ1 разрядник вентильный, с магнитным гашением, грозовой, на напряжение 110кВ, модернизированный, с токоограничивающими искровыми промежутками, для работы на открытом воздухе.

По назначению вентильные разрядники делятся: для защиты электрооборудования от атмосферных перенапряжений (РВО, РВС, РВМГ, РВМА, РВП); для защиты машин и оборудования от атмосферных и кратковременных внутренних перенапряжений (РВРД, РВМА, РВВМ, РВМ); для защиты тягового электрооборудования от перенапряжений (РМВУ).

Для защиты электрооборудования высокого напряжения (60кВ и выше) от грозовых перенапряжений разрядники комплектуются из типовых элементов (разрядники типа РВС - из элементов напряжением 15, 20, 30, 33 или 35кВ; разрядники типа РВМГ - из унифицированных рабочих элементов РВМГ-30). РВП - разрядник вентильный подстанционный, облегченной конструкции и не имеющий шунтирующих сопротивлений. Вентильный разрядник типа РВС – 15 показан на рисунке 9.1.

На практике приемо-сдаточным испытаниям и диагностированию разрядников предшествует комплекс организационных мероприятий по изучению объекта диагностики, нормативной документации, объемов и норм испытаний в соответствии с требованиями главы 1.8 «Нормы приемо-сдаточных испытаний» Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и Приложения 2 «Примерный порядок технического диагностирования электроустановок потребителей» Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП).

Диагностику и испытания разрядников, находящихся в эксплуатации, производят в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) пр. 1 «Нормы испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей».

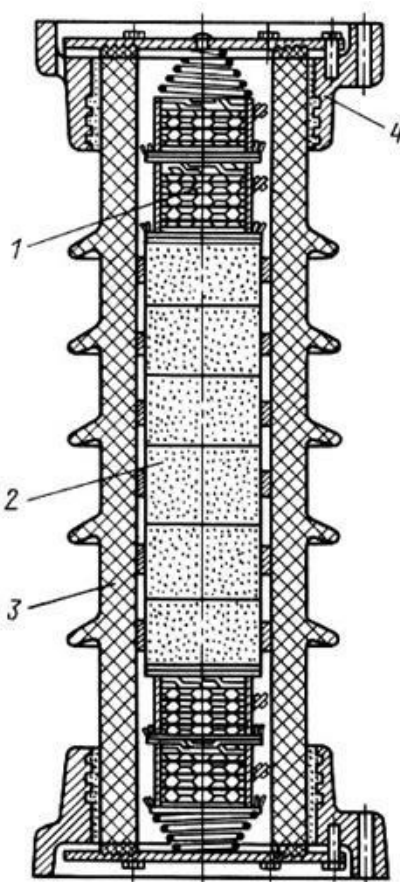


Рисунок 9.1 – Вентильный разрядник типа РВС – 15:
1 - блок искровых промежутков; 2 - блок нелинейных резисторов;
3 - фарфоровая рубашка; 4 – фланец

Диагностика и приемо-сдаточные испытания разрядников включает работы по измерению: сопротивления элемента разрядника; тока проводимости (тока утечки); пробивных напряжений при промышленной частоте.

Измерение сопротивления элемента разрядника, как общее, так и составляющих элементов, производят мегаомметром на напряжение

2500В. Сопротивление изоляции диагностируемого элемента не нормируется.

Для диагностирования сопоставляют измеренные значения сопротивлений изоляции элементов одной и той же фазы разрядника; кроме того, эти значения сравнивают с сопротивлением изоляции элементов других фаз комплекта или данными завода-изготовителя. Разрядники типа РВС, собираемые в колонну из отдельных элементов, разделяются по сопротивлению на шесть групп (таблица 9.1).

Для равномерного распределения напряжения собирают разрядники из элементов одной группы. Элемент с меньшим сопротивлением располагают ближе к проводу (шине), находящемуся под напряжением, а элемент с большим сопротивлением устанавливают ближе к земле.

Таблица 9.1 – Характеристики элементов разрядников РВС

Номер группы	Сопротивление, МОм, для элементов		
	РВС-33	РВС-20	РВС-15
0	480-615	240-315	160-215
1	615-810	315-415	215-285
2	810-1100	415-550	285-385
3	1100-1450	550-785	385-515
4	1450-1850	785-965	515-675
5	1850-2450	965-1265	675-885

В таблицах 9.2 – 9.4 представлены характеристики разрядников типа РВМ, РВМГ и РВМК.

Таблица 9.2 – Характеристики разрядников РВМ

Тип разрядника	РВМ-6	РВМ-10	РВМ-15	РВМ-20	РВМ-35
Количество элементов	1	1	1	1	2
Сопротивление разрядника, МОм	100-250	170-550	600-2000	1000-10000	600-2000

Таблица 9.3 - Характеристики разрядников РВМГ

Тип разрядника	РВМГ-110	РВМГ-150	РВМГ-220	РВМГ-330
Количество элементов	3	4	6	8
Сопротивление разрядника, МОм	400-700	700-1000	1000-1500	1500-2500

Измерение сопротивления разрядников позволяет выявить дефекты - увлажнение внутренних деталей при нарушении герметичности разрядников, обрыв цепи шунтирующих резисторов или другие дефекты, связанные с увеличением тока утечки разрядников РВП или резким изменением величины тока проводимости разрядников РВС, РВМГ или РВВМ.

Сопротивление элементов разрядников не нормируют, поэтому для практики диагностирования принимают данные таблиц 9.1 – 9.4. Результаты измерений сравнивают с результатами заводских испытаний. \

Таблица 9.4 – Характеристики разрядников РВМК

Тип разрядника	РВМК-330П	РВМК-400П	РВМК-500П
Количество элементов:	11	13	17
- основных	3	4	5
- вентильных	3	4	5
- искровых			
Сопротивление элементов, МОм:			
- основных	120-250	250-350	350-500
- вентильных	(5-55)·10-3	(5-55)·10-3	(5-55)·10-3
- искровых	300-1600	300-1600	300-1600

Сопротивление элементов разрядников измеряют после дождливого периода в сухую погоду без тумана, росы и при температуре окружающего воздуха не ниже $+5^{\circ}\text{C}$. Объект диагностирования проверяют на чистоту и отсутствие влаги на фарфоровых покрышках.

При измерениях сопротивления разрядников проверяют сопротивление изоляции изолирующих оснований разрядников и регистраторов срабатывания. Сопротивление изоляции измеряют мегаомметром на 2500В.

Измерение токов проводимости и утечки разрядников с шунтирующими сопротивлениями позволяет выявить такие же дефекты, как и измерение сопротивления разрядников мегаомметром, но на более ранней стадии их развития. Допустимые токи проводимости (токи утечки) отдельных элементов вентильных разрядников приведены в таблице 9.5.

Постоянное напряжение для измерения токов проводимости и утечки разрядников получают от кенотронного аппарата АИИ-70 (рисунок 9.2).

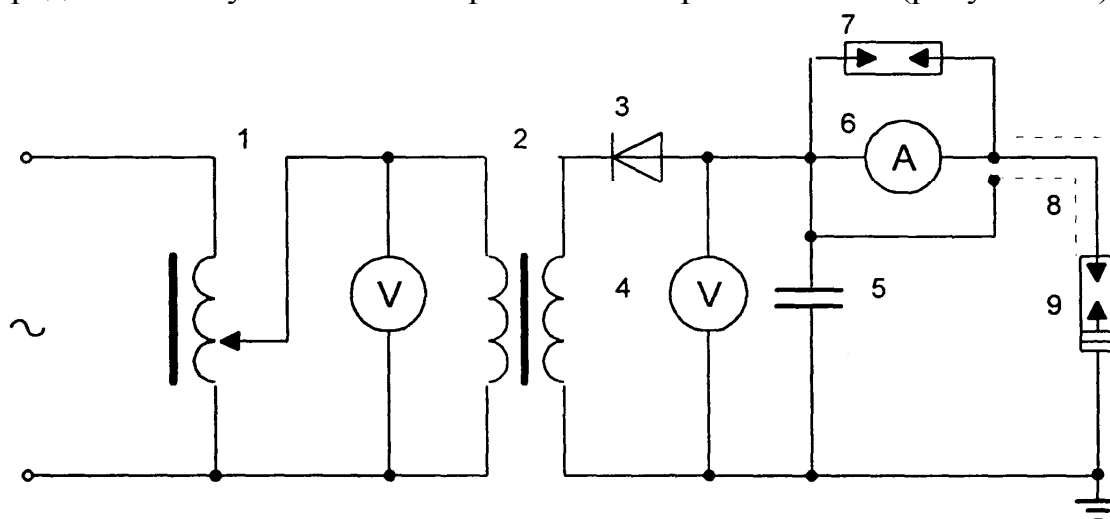


Рисунок 9.2 – Схема измерения тока утечки вентильного разрядника:

- 1 - регулировочный трансформатор; 2 - испытательный трансформатор; 3-выпрямитель;
 4 - киловольтметр; 5 - сглаживающий конденсатор;
 6-микроамперметр; 7 - разрядник защиты микроамперметра;
 8 - экранированными провод; 9 - испытуемый разрядник

Таблица 9.5 – Ток проводимости (утечки) элементов вентильных разрядников

Тип разрядника	Выпрямленное напряжение, приложенное к элементу разрядника, кВ	Ток проводимости элемента разрядника, мкА	Верхний предел тока утечки, мкА
PBBM-3 PBBM-6 PBBM-10	4 6 10	400-620	
PBC-15 PBC-20 PBC-33, PBC-35	16 20 32	400-620	
PBO-35	42	70-130	
PBM-3	4	380-450	
PBM-6	6	120-220	
PBM-10	10	200-280	
PBM-15	18	500-700	
PBM-20	24	500-700	
PBP-3	4		10
PBP-6	6		10
PBP-10	10		10
Элемент разрядников PBMГ-110, PBMГ-150, PBMГ-220, PBMГ-330, PBMГ-500	30	900-1300	
Основной элемент разрядника серии PBMK	18	900-1300	
Искровой элемент разрядника серии PBMK	28	900-1300	
Основной элемент разрядников PBMK-330П, PBMK-500П	24	900-1300	

Измерения производят для каждого элемента, а пульсация выпрямленного напряжения должна быть не более 10%. Аппарат АИИ-70 имеет однополупериодное выпрямление и для снижения пульсации в измерительную схему включается конденсатор, емкость которого зависит от типа разрядника и должна соответствовать данным таблицы 9.6.

Таблица 9.6 – Емкости для сглаживания выпрямленного напряжения
при измерении токов проводимости разрядников

Тип разрядника	Номинальное напряжение, кВ	Наименьшая емкость, мкФ	
		1 п. п. схема	2 п. п. схема
Элементы серии РВМГ, основной и искровой элементы разрядника РВМК	-	0,2	0,1
РВП, РВО	3-20	0,001	0,0005
Другие разрядники	3-10	0,2	0,1
	15-20	0,05	0,025
	30-35	0,03	0,015

Конденсатор уменьшает пульсацию до 3% амплитудного значения напряжения. Выпрямленное напряжение на испытываемый разрядник подают с помощью экранированного проводника с целью исключения из показаний микроамперметра тока утечки по поверхности изолятора.

Токи проводимости вентильных разрядников зависят от напряжения источника питания, поэтому контроль выпрямленного напряжения при измерении токов проводимости производят на стороне высшего напряжения, например, киловольтметром типа С-196 или С-100 или измеряют токи утечки при помощи эталонного элемента, отградуированного для данного типа разрядников.

Для этого в схему измерения токов проводимости вместо испытываемого разрядника устанавливают эталонный элемент СН-2, постепенно увеличивают при помощи регулировочного устройства испытательное напряжение до значения, при котором ток проводимости равен среднему нормированному значению для данного типа разрядника.

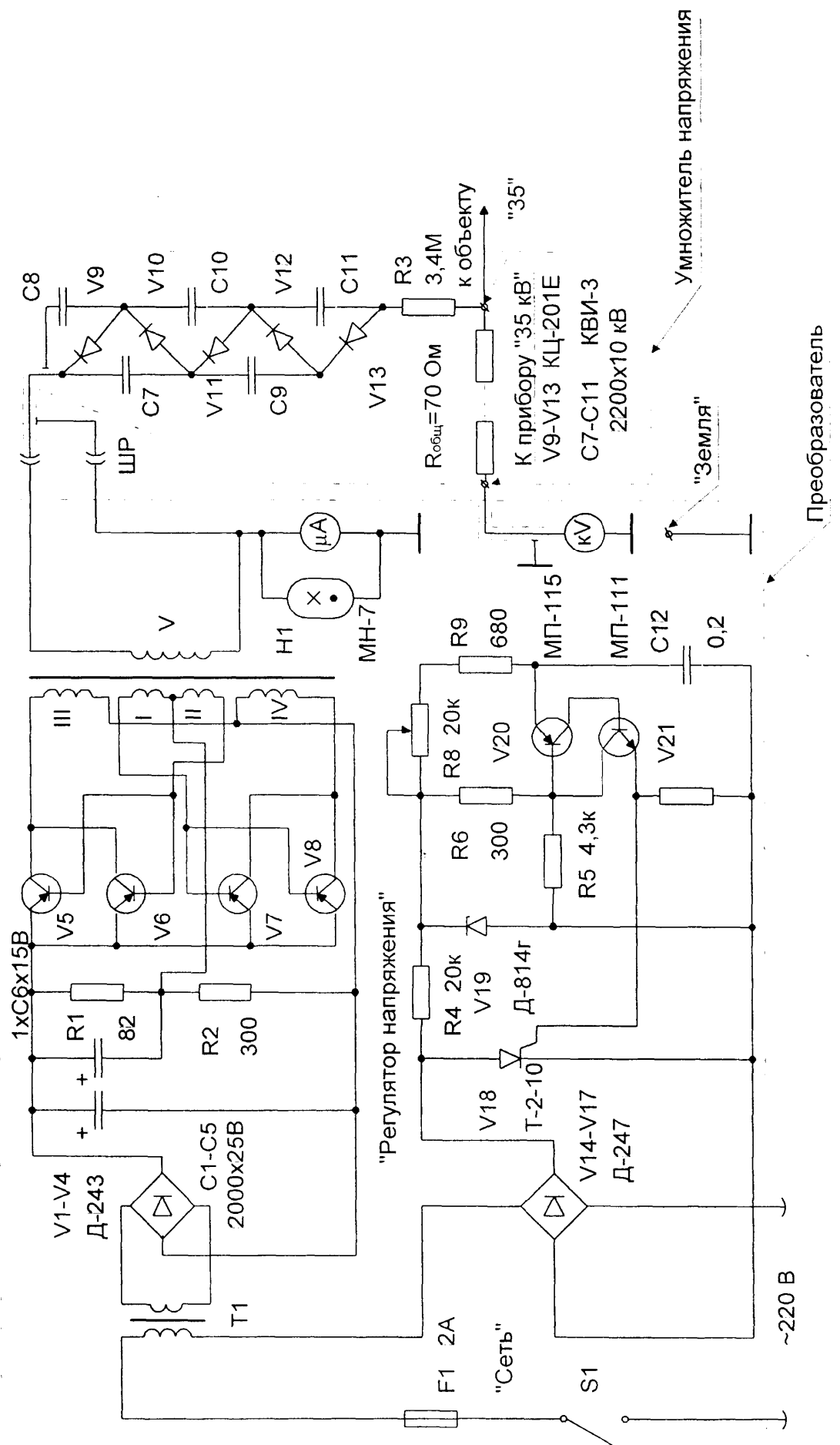
Затем в схему устанавливают испытуемый элемент вместо эталонного и измеряют его ток проводимости при том же испытательном напряжении. Если ток проводимости соответствует норме, то элемент разрядника удовлетворяет требованиям. Градуирование эталонного элемента производят для каждого типа разрядника.

При отсутствии эталонного элемента в схему измерения устанавливают один из контролируемых элементов и определяют значение выпрямленного напряжения, при котором ток проводимости равен среднему нормированному для испытываемого типа разрядника.

После этого при том же испытательном напряжении измеряют токи проводимости всех элементов и, сравнивая эти токи, определяют исправность элементов разрядника. Измерение напряжения на низкой стороне недопустимо, так как при этом не учитывается искажение формы

кривой напряжения и падение напряжения в трансформаторе, что может привести к заметным погрешностям. Так, например, для разрядников РВС-33 разница напряжений при измерении на низкой стороне и на высокой стороне киловольтметром достигает 15 - 18%.

Схема, приведенная на рисунке 9.1, имеет большие габариты и неудобна в условиях открытого распределительного устройства. Разработан безопасный малогабаритный источник высокого напряжения постоянного тока, который состоит из преобразователя и умножителя напряжения. Принципиальная схема источника представлена на рисунке 9.3.



Преобразователь напряжения включает в себя регулируемый выпрямитель на 10-20В, генератор напряжения 2 - 6кВ частотой 2 - 5кГц, схему регулирования напряжения. Смонтирован преобразователь в металлическом корпусе, в котором установлены кроме того приборы для измерения высокого напряжения с пределом измерения до 35кВ и тока - до 1500мкА.

Напряжение заданной частоты поступает по коаксиальному кабелю на умножитель напряжения. Последний имеет пять ступеней, выполненных на выпрямительных столбиках КЦ-201Е ($U_{\text{обр}} = 15\text{кВ}$) и на конденсаторах типа КВИ-2200пФ, ($U_{\text{н}}=10\text{кВ}$).

Умножитель смонтирован в бакелитовой трубе, в которой также расположен набор ограничительных сопротивлений для измерения напряжения на выходе устройства. На средней части бакелитовой трубы расположена клемма «35 кВ», а в верхней части - клемма «к прибору 35кВ» для измерения выходного напряжения. Вес устройства - 7.8 кг.

Не допускается испытание разрядников, находящихся на открытых подстанциях, в туманную и дождливую погоду, во время выпадения росы, а также при температуре ниже $+5^{\circ}\text{C}$. Для подсоединения провода к разряднику непосредственно с земли используют специальные высоковольтные штанги. Запрещается для присоединения проводов влезать на колонку разрядника или прислонять к нему лестницу, т.к. это может вызвать повреждение фарфоровых рубашек, армировки фланцев и падение разрядника.

Необходимо перед каждым прикосновением к высоковольтному проводу, конденсатору и выносному прибору, а также перед присоединением проводов, конденсатор разряжают специальной штангой и заземляют.

Во избежание повреждения микроамперметра при разряде конденсатора, подключение разрядной штанги производят к вводу конденсатора или к выводу кенотронного аппарата.

При измерениях, проводимых в сооружениях, разрядники располагают в нем не менее на четыре часа в летнее время и не менее чем на восемь часов в зимнее время. Поверхность крышки должна быть чистой и сухой. Применять воду для обмывки фарфора разрядника не рекомендуется, так как при этом требуется длительная сушка и повторное испытание.

При измерении тока проводимости разрядников при температуре окружающей среды отличной от 20°C , следует вносить температурную поправку на результат измерения, составляющую 3% на каждые 10°C отклонения температуры. Причем, при положительном отклонении температуры - поправка отрицательная, при отрицательном - положительная.

Существенное уменьшение тока проводимости по отношению к нормальной величине указывает на обрыв в цепи шунтирующих сопротивлений. Увеличение проводимости является, как правило,

результатом проникновения внутрь разрядника влаги, при этом значительные повышения проводимости происходят в случаях «закоротки» части шунтирующих сопротивлений каплями влаги или отложения продуктов коррозии между электродами искровых промежутков.

Измерение пробивных напряжений при промышленной частоте.

Напряжение «пробоя» искровых промежутков элементов вентильных разрядников при промышленной частоте должно быть в пределах значений, указанных в таблице 9.7.

Контроль напряжения производят по вольтметру, установленному в первичной цепи испытательного трансформатора. Скорость подъема напряжения не регламентируется. Ограничивающее сопротивление принимается не менее 10кОм на 1кВ испытательного напряжения.

Таблица 9.7 – Пробивное напряжение искровых промежутков элементов вентильных разрядников при промышленной частоте

Тип элемента или разрядника	Пробивное напряжение, кВ
Элемент разрядников РВМГ-110, РВМГ-150, РВМГ-220	59-73
Элемент разрядников РВМГ-330, РВМГ-500	60-75
Основной элемент разрядников РВМК-330, РВМК-500	40-53
Искровой элемент разрядников РВМК-330, РВМК-500, РВМК-500П	70-85
Основной элемент разрядников РВМК-500П	43-54
РВС-20	42-64
РВС-35	71-103
РВМ-6	14-19
РВМ-10	24-32
РВМ-15	35-43
РВМ-20	47-56
РВМ-35	38-45
РВП-6, РВО-6	16-19
РВП-10, РВО-10	26-30,5
РБВМ-6. РВРД-6	15-18
РВОМ-10. РВРД-10	25-30

Измерение пробивного напряжения для разрядников без шунтирующих резисторов производится по схеме на рисунке 9.4, а.

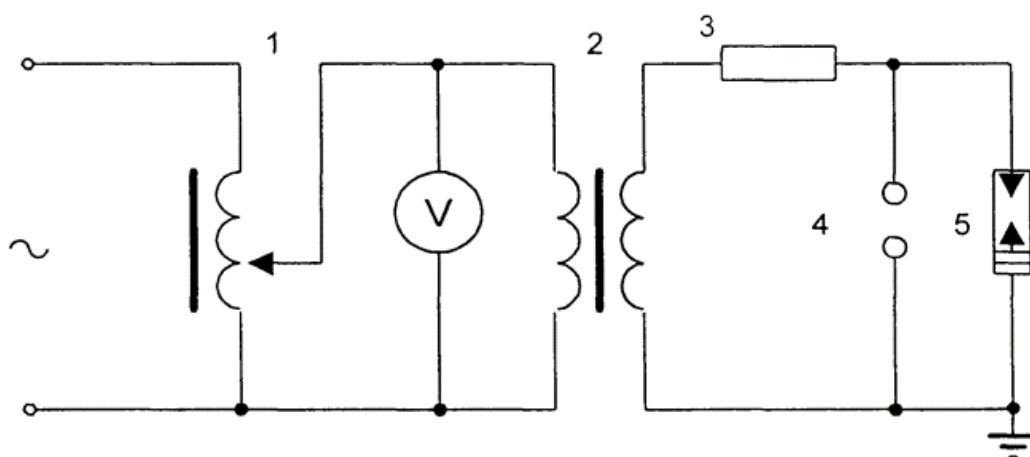


Рисунок 9.4, а – Схема измерения пробивного напряжения разрядника:
 1 - регулировочный трансформатор; 2 - испытательный трансформатор;
 3 - токоограничивающий резистор; 4 - искровой разрядник;
 5 - измеряемый разрядник

Измерение пробивного напряжения разрядников с шунтирующими резисторами (РВС, РВМ, РВМГ) производят по методике завода-изготовителя и только при наличии специальной испытательной аппаратуры, позволяющей довести испытательное напряжение на разряднике до пробивного в течение не более 0,5с, но не менее 0,1с и ограничивающий ток через разрядник до 0,1А во избежание перегрева и повреждения шунтирующих сопротивлений. Интервал перед повторным пробоем должен быть не менее 10с. Пробивное напряжение измеряется при помощи электронного осциллографа, включенного через емкостной делитель (рисунок 9.4, б).

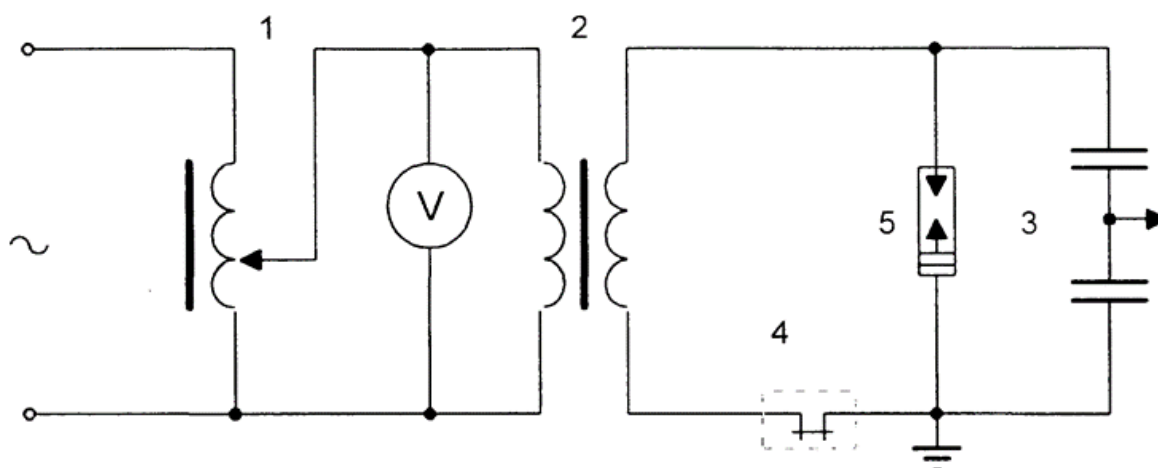


Рисунок 4, б - Схема измерения пробивного напряжения разрядника с шунтирующими резисторами:
 1 - регулировочный трансформатор; 2 - испытательный трансформатор;
 3 - емкостной делитель напряжения; 4 - реле; 5-измеряемый разрядник

Отключение установки при пробое разрядника осуществляется посредством реле практически мгновенно, но не более чем через 0,5 с.

Проведение диагностики, периодических проверок, измерений и испытаний разрядников, находящихся в эксплуатации.

В процессе эксплуатации за разрядниками ведут систематический надзор, который состоит из периодических осмотров, плановых ремонтов, диагностики и профилактических испытаний. Перед производством испытаний вентильные разрядники подвергают диагностике методом внешнего осмотра, при котором проверяют целостность фарфоровых покрышек, на которых могут быть сколы и трещины, особенно вблизи фланцев.

Трещины в покрышках могут появляться по разным причинам, например, при упоре подставных лестниц к разрядникам во время их чистки от загрязнений, от перетяжки ошиновки при монтаже (с понижением температуры наружного воздуха натяжение увеличивается и разрушает фарфоровую покрышку), от установки тяжелых переносных заземляющих «закороток» на ошиновку разрядника. Сильные порывы ветра, создающие нагрузку на разрядник, также могут вызвать трещины в фарфоровых покрышках. Наряду с внешними механическими нагрузками на разрядники существенное влияние оказывают и термомеханические усилия, возникающие в разрядниках вследствие различия температурных коэффициентов фарфора, цемента и металла при резких изменениях температуры наружного воздуха, а также усилия от замерзшей воды, проникшей в цементные швы при нарушении их защитного покрова. При этих усилиях могут давать трещины как фарфоровая покрышка, так и силуминовые фланцы.

С целью предупреждения попадания влаги в полость разрядника цементные швы между фланцем и фарфоровой покрышкой должны быть целыми и закрашены влагостойкой масляной или эмалевой краской.

Загрязнение поверхности фарфоровых покрышек элементов разрядника вызывает не равномерное распределения напряжения по искровым промежуткам, перегрев шунтирующих резисторов каскадный пробой искровых промежутков при рабочем напряжении, причем на разрядники, состоящие из нескольких рабочих элементов, загрязнение оказывает большее влияние, чем на одноэлементные разрядники на то же напряжение.

При длительной эксплуатации появляются потеки ржавчины на поверхности фарфоровых покрышек, вследствие несвоевременной покраски головок и гаек крепежа элементов разрядника. Потеки образуют проводящие дорожки по фарфору и могут привести к перекрытию «пробой» разрядника по поверхности.

Опыт эксплуатации показал, что вентильные разрядники могут иметь также повреждения, которые невозможно выявить наружными осмотрами разрядников, например, при нарушении герметизации разрядников и проникновения влаги во внутреннюю полость. При увлажнении у некоторых промежутков снижается разрядное напряжение вследствие «закоротки» их каплями воды или продуктами коррозии электродов.

Частичное увлажнение шунтирующих резисторов приводит к неравномерному распределению напряжения по искровым промежуткам, снижению пробивного напряжения и дугогасящих свойств разрядника. Разрядники с пониженным пробивным напряжением срабатывают при внутренних перенапряжениях, на которые они не рассчитаны, и разрушаются. У дисков нелинейных последовательных резисторов при увлажнении значительно изменяются характеристики: повышается коэффициент вентильности и уменьшается их пропускная способность.

На практике возникают разрывы цепи в шунтирующих резисторах и между последовательным резистором и герметизирующей латунной прокладкой. В первом случае лопаются шунтирующие резисторы или заклепки, а во втором сползает резиновая прокладка, и диски последовательных резисторов, упираясь в нее, разрывают цепь. Такие повреждения появляются в результате некачественной сборки разрядников или при неправильной их транспортировке.

Все перечисленные повреждения вызывают изменение электрических характеристик разрядника, следовательно для выявления таких повреждений достаточно проверить характеристики разрядника, по которым можно судить о его техническом состоянии.

Диагностику и испытания разрядников, находящихся в эксплуатации проводят при капитальном ремонте (К) и в межремонтный период (М).

Как правило, «К» - проводятся при выводе в ремонт электроэнергетического оборудования, к которому подключены разрядники, но не реже 1 раза в 8 лет (измерение сопротивления разрядников, отключаемых на зимний период, производится ежегодно). Объем профилактических испытаний, предусмотренный ПЭЭП, включает следующие измерения сопротивления: элемента разрядника; имитатора; изоляции изолирующих оснований разрядников с регистраторами срабатывания; а, также - тока проводимости (тока утечки); пробивных напряжений при промышленной частоте; проверку герметичности разрядников.

Измерение сопротивления элемента разрядника при «К» и «М» у разрядников напряжением 3кВ и выше выполняют мегаомметром 2500В, а у разрядников напряжением ниже 3кВ - мегаомметром на напряжение 1000В. Сопротивление разрядника или его элемента может отличаться не более чем на 30% от результатов предыдущих измерений.

Измерение сопротивления имитатора производят при «К» и «М» мегаомметром на напряжение 1000В. Сопротивление имитатора должно отличаться не более чем на 50% от результатов предыдущих измерений.

Измерение сопротивления изоляции изолирующих оснований разрядников с регистраторами срабатываний производят при «К» и «М» мегаомметрами на напряжение 1000В и 2500В. Измеренное сопротивление изоляции изолирующих оснований разрядников с регистраторами срабатывания должно быть не мене 1МОм.

Регистраторы срабатывания служат для учета количества срабатывания вентильных разрядников. По их показаниям в ряде случаев удается установить причину повреждения оборудования от перенапряжений.

Регистраторы срабатывания являются обязательным элементом разрядников на номинальное напряжение 6кВ и выше. Промышленность для этой цели выпускает два типа счетчиков (регистраторов): РВР - регистратор вентильных разрядников и РР - регистратор разрядников (рисунок 9.5).

При пробое искровых промежутков разрядника через резистор 1 проходит импульсный ток, который создает на нем падение напряжения. При достижении напряжения 2 – 2,5кВ искровой промежуток 2 пробивается и ток проходит через плавкую вставку 3. Плавкая вставка выполняется из нихромовой проволоки диаметром 0,1мм и служит упором для отсчетного барабанчика с циферблатом. При прохождении тока плавкая вставка сгорает, и барабанчик поворачивается до упора следующей вставки при этом в окошечке РВР появляется следующая цифра. Появление красной риски означает, что счет окончен. Барабанчик счетчика заряжается новой проволокой.

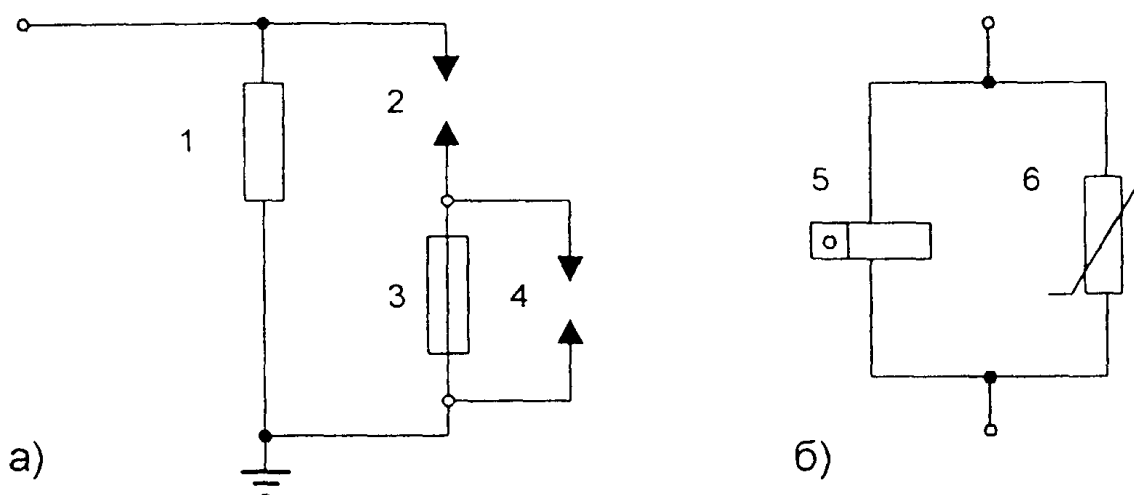


Рисунок 9.5 – Схема регистратора срабатывания РВР (а) и РР (б):

1 - резистор; 2, 4 - искровой промежуток; 3 - плавкая вставка;

5 - электромагнитный счетчик телефонного типа;

6 - термитовый диск

Искровой промежуток 4 служит для ограничения величины перенапряжения в счетчике в случае, если произойдет повторное срабатывание разрядника в момент поворота барабанчика, когда сгоревшая плавкая вставка заменяется следующей. Счетчики типа РР предназначены для применения с разрядниками, амплитуда тока которых не превышает 100А.

Для импульсного тока индуктивность электромагнитного счетчика представляет большое сопротивление, поэтому импульсный ток проходит

через тервитовый диск. Электромагнитный счетчик приводится в действие при прохождении через него сопровождающего тока.

Измерение тока проводимости (тока утечки) производят при «К» и «М» с помощью источника выпрямленного напряжения, например аппарата АИИ-70. При этом пульсация выпрямленного напряжения должна быть не более 10%. Периодичность проверки 1 раз в 6 лет, а также в случаях, когда при измерении мегаомметром обнаружено изменение сопротивления разрядника на 30% и более по сравнению с заводскими данными или данными предыдущих измерений. Допустимые пределы проводимости устанавливаются согласно заводским данным или местным инструкциям.

При эксплуатации осуществляют диагностику (контроль состояния) многоэлементных разрядников, находящихся под рабочим напряжением, с помощью специальной штанги. Метод диагностирования основан на измерении тока через нелинейные сопротивления специальной штанги, которые подсоединяются к нижнему, первому от «земли» элементу разрядника.

Набор нелинейных сопротивлений выполнен из шунтирующих полуколец разрядников серии РВС. Количество полуколец подбирают так, чтобы их общее сопротивление, замеренное мегаомметром 2500 В, составляло 800 - 1200 МОм (рисунок 9.6).

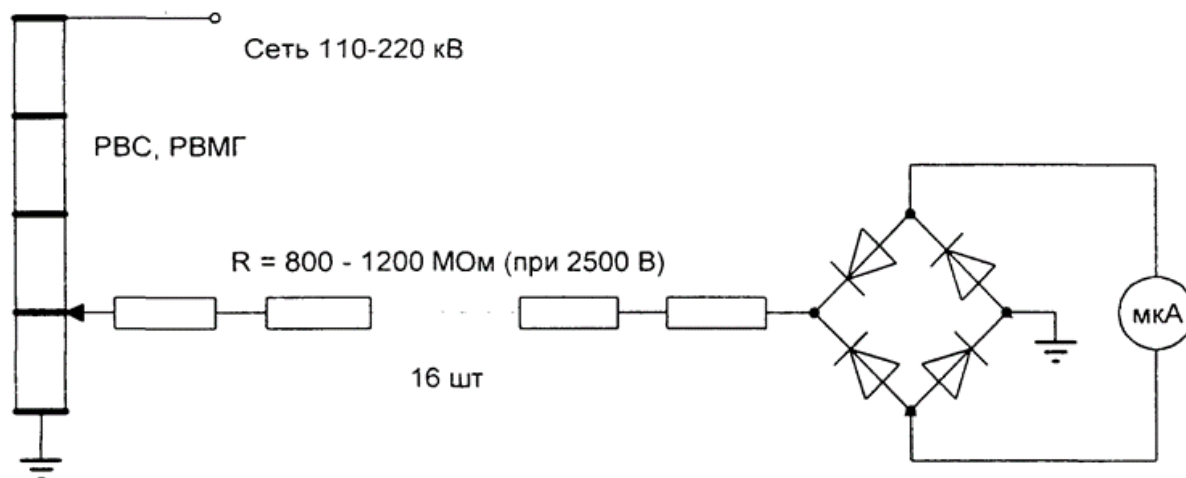


Рисунок 9.6 – Схема измерения с помощью специальной штанги

Нелинейность сопротивлений обеспечивает чувствительность схемы при изменении сопротивления элемента контролируемого разрядника. Измерение тока проводят микроамперметром постоянного тока на 200мкА (для разрядников типа РВС) или на 500мкА (для разрядников типа РВМГ). Прибор включается через выпрямительный мостик.

Диагностирование элементов разрядника производят сравнением полученных значений тока с данными предыдущих измерений. Первичные измерения производят на исправных разрядниках.

В случаях значительных (более 15%) изменений показаний прибора по сравнению с данными предыдущих измерений, диагностируемый разрядник подвергают обычным испытаниям - измерению сопротивления элементов разрядника мегаомметром на 2500В и, при необходимости, тока проводимости. Только после этого делают окончательное заключение о состоянии элементов разрядника.

На результат измерения влияют изменения температуры воздуха и напряжения на шинах трансформаторной подстанции, которые фиксируют в протоколе замеров. При оценке результатов измерений необходимо учитывать характер изменений показаний прибора по всем фазам данного разрядника, а также и других разрядников подстанции. Измерения производят при температуре воздуха не ниже $+5^{\circ}\text{C}$. Перед началом диагностирования снимают вольтамперную характеристику штанги и делают ее сверку с первоначальной характеристикой. Штангой можно прикасаться только к первому от «земли» элементу разрядника.

Измерение пробивных напряжений при промышленной частоте производят при «К» и «М» только для разрядников, не имеющих шунтирующих сопротивлений, 1 раз в 6 лет. Измеренные пробивные напряжения могут отличаться от данных завода-изготовителя от +5 до -10%.

Лекция 10. Диагностика внешней изоляции электроэнергетического оборудования

Основными элементами внешней изоляции являются изоляторы, как одиночные, так и составные: колонки, гирлянды. По назначению изоляторы делят на опорные, подвесные и проходные.

Опорные изоляторы подразделяют на стержневые и штыревые изоляторы. Опорные *стержневые* изоляторы применяют в закрытых и открытых распределительных устройствах для крепления на них токоведущих шин или контактных деталей. Изоляторы внутренней установки конструктивно представляют собой фарфоровое тело, армированное крепежными металлическими деталями. Арматура одновременно является внутренним экраном, с помощью которого снижается напряженность электрического поля у края электрода, где она максимальна. Ребро на теле изолятора играет роль барьера, заставляя разряд развиваться под углом к силовым линиям электрического поля, т.е. по пути с меньшей напряженностью. Внутренний экран и ребро существенно увеличивают разрядное напряжение изолятора.

Опорные стержневые изоляторы наружной установки отличаются большим количеством ребер, чем изоляторы внутренней установки. Ребра служат для увеличения длины пути утечки с целью повышения разрядных напряжений изоляторов при дожде и в условиях увлажненных загрязнений. Изоляторы на напряжения 35...110кВ состоят из сплошного фарфорового стержня, армированного чугунными фланцами. Опорные штыревые изоляторы применяют для наружных установок в тех случаях, когда требуется высокая механическая прочность и не могут быть применены опорные стержневые изоляторы.

Изолирующую деталь опорных штыревых изоляторов на напряжение 6...10кВ выполняют из одного элемента, а на напряжение 35кВ - из двух или трех элементов. Опорные штыревые линейные изоляторы на напряжение 6...10кВ состоят из фарфоровой или стеклянной изолирующей детали, имеющей резьбу для крепления на крюке или штыре (рисунок 10.1).

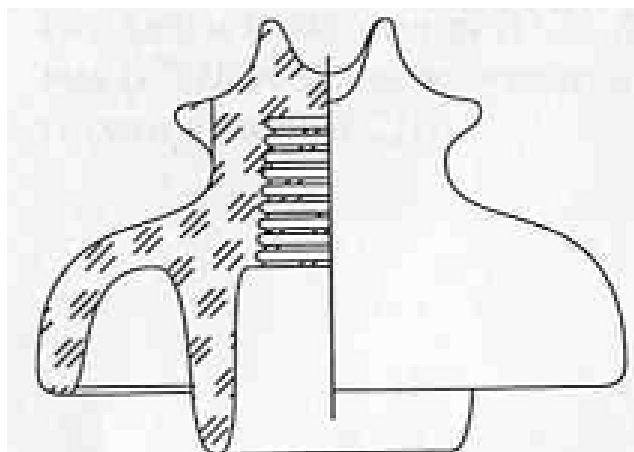


Рисунок 10.1 – Штыревой линейный изолятор на напряжение 10кВ

Провод укладывают в бороздки на верхней или боковой поверхности изолятора и крепят проволоочной вязкой или специальным зажимом. На напряжение 35кВ изоляторы выполняют из двух склеенных между собой изолирующих деталей, что увеличивает их электрическую и механическую прочность.

При эксплуатации электроэнергетического оборудования в качестве опорных применяют полимерные изоляторы (рисунок 10.2).

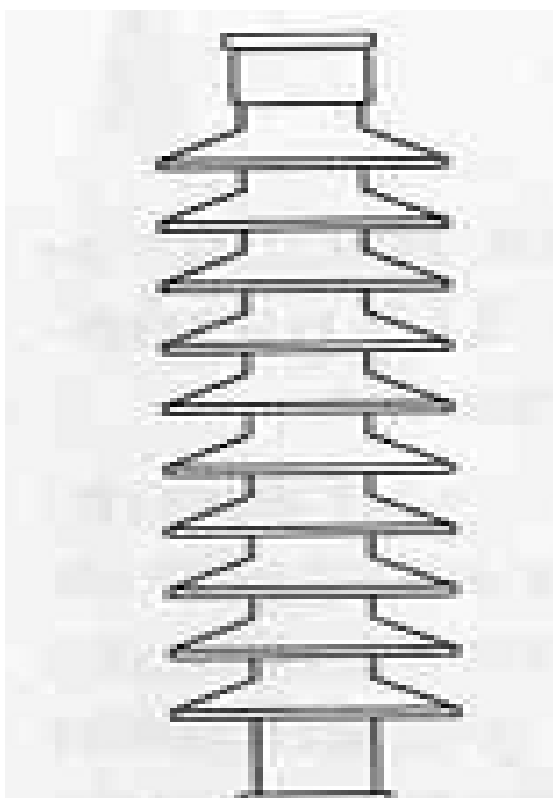


Рисунок 10.2 – Опорный полимерный изолятор

На практике причиной отказов опорных штыревых изоляторов является их пробой (перекрытие) от действия внешних грозовых и внутренних перенапряжений, а также высокой температуры, которая обусловлена электрической дугой. К характерным дефектам штыревой

изоляции относят трещины, некачественную армировку, импульсный пробой от токов молнии.

Подвесные изоляторы в электроустановках 35кВ и выше используют тарельчатого (рисунок 10.3) и стержневого (рисунок 10.4) типов. Эти изоляторы широко применяются на воздушных линиях электропередачи высших классов напряжения.

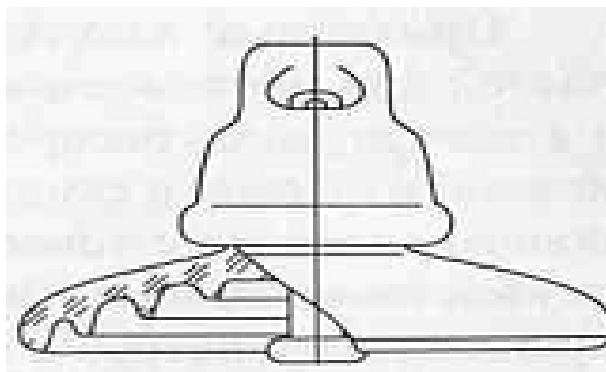


Рисунок 10.3 – Подвесной тарельчатый изолятор

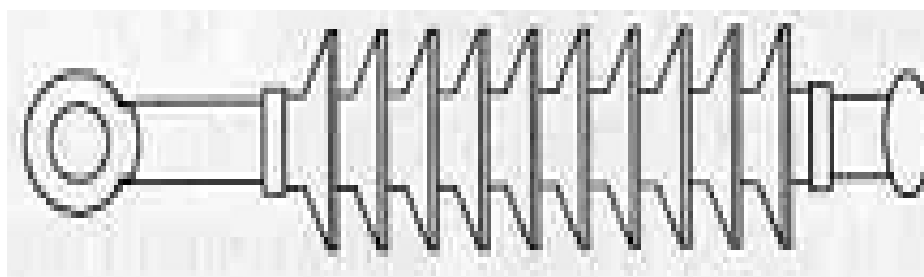


Рисунок 10.4 – Подвесной стержневой полимерный изолятор

Подвесные изоляторы состоят из изолирующей детали (стеклянной или фарфоровой), на которой при помощи цемента укрепляется металлическая арматура - шапка и стержень. Верхняя часть тарелки подвесного тарельчатого изолятора имеет гладкую поверхность, наклоненную под углом $5...10^0$ к горизонтали, что обеспечивает стекание воды во время дождя. Нижняя поверхность тарелки для увеличения длины пути утечки выполняется ребристой.

Заданного уровня выдерживаемых электрооборудованием напряжений достигают соединением необходимого количества изоляторов в гирлянду путем введения головки стержня в гнездо на шапке другого изолятора и закрепления его замком. Гирлянды, благодаря шарнирному соединению изоляторов, работают только на растяжение. Однако изоляторы сконструированы так, что внешнее растягивающее усилие создает в изоляционном теле, в основном, напряжения сжатия. Тем самым используется высокая прочность фарфора и стекла на сжатие.

Наиболее частой причиной отказа тарельчатых изоляторов является пробой фарфора (стекла) между шапкой и стержнем, однако механическая прочность изолятора при этом не нарушается и падения

провода на землю не происходит.

Подвесные стержневые изоляторы представляют собой стержень из изолирующего материала с выступающими на нем ребрами, армированный с обоих концов металлическими шапками и выполняются из электротехнического фарфора. Стержневые изоляторы из фарфора не применяют вследствие невысокой механической прочности, а также возможности полного разрушения с падением провода на землю.

Характерными дефектами подвесных изоляторов является некачественное изготовление, наличие сколов под шапкой изоляторов, трещины, некачественная армировка, загрязнение поверхности токопроводящими частицами, снижение напряжения перекрытия вследствие загрязнения поверхности.

Проходные изоляторы применяют для изоляции токоведущих частей при прохождении их через стены, потолки и другие элементы конструкций распределительных устройств и аппаратов. Проходной изолятор в самом простом случае состоит из полого фарфорового элемента с токоведущим стержнем (шиной), через который осуществляется ввод напряжения, и фланца для механического крепления изолятора к конструкции. Проходные изоляторы, предназначенные для наружной установки, имеют более развитую поверхность той части изолятора, которая располагается вне помещения. В последнее время налажен выпуск качественных проходных полимерных изоляторов (вводов), рисунок 10.5.

Проходные аппаратные изоляторы (вводы) электроустановок на напряжения 110кВ и выше имеют значительно более сложную конструкцию. Основными причинами отказов проходных изоляторов служат недостаточная электрическая прочность узла «фланец - токоведущая часть», наличие трещин, разрушение защитной глазури. Отказы изоляторов по типам изоляции распределяются следующим образом: фарфоровые - 25% от общего числа, стеклянные - 75%.

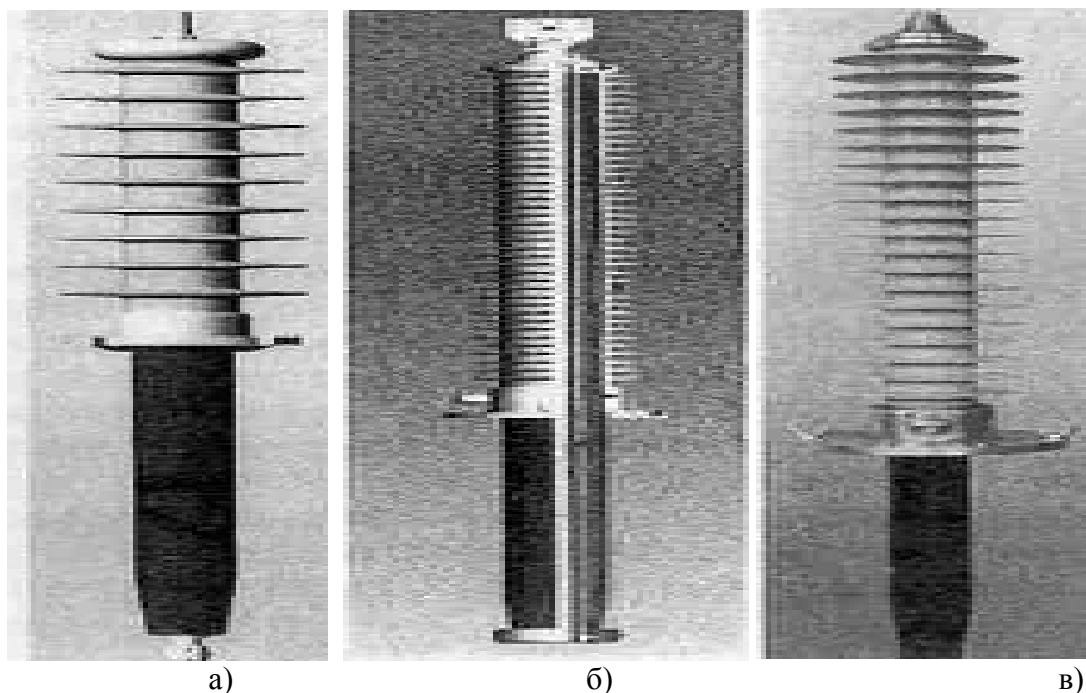


Рисунок 10.5 – Проходные изоляторы на напряжение:
(а) 35кВ; (б) 110кВ и (в) 220кВ

Фарфоровые изоляторы становятся неработоспособными (90...99%) в результате механических повреждений или электрического пробоя. При малых токах замыкания на землю в сетях 10кВ с изолированной нейтралью образовавшаяся дуга приводит к оплавлению фарфора и появлению в изоляторах сквозных отверстий диаметром 3...5 мм.

В условиях длительной эксплуатации из-за загрязнения, старения, наличия воздушных полостей и других причин электрическая прочность изоляции с течением времени уменьшается, что приводит к перекрытию или пробую изоляторов.

Механические или электрические повреждения диэлектрика возникают не как следствие одного воздействия, а как результат определенной комбинации внешних и внутренних воздействий.

Важной характеристикой изолятора служит его механическая и электрическая прочность при длительном приложении нагрузки или длительная механическая прочность, определяющая уровень допустимой рабочей нагрузки и устойчивость изолятора против внешних воздействий, что свойственно штыревым изоляторам воздушных линий. Для опорных изоляторов разъединителей 10кВ проявляются воздействия знакопеременных нагрузок при их коммутациях.

Диагностику внешней изоляции электроэнергетического оборудования начинают с визуального осмотра изоляторов. При диагностировании изоляторов методом осмотра проверяют: целостность фарфора, металлической арматуры, глазури, надежность армировки металлических деталей изоляторов, параллельность колпачка и фланца у опорных изоляторов, исправность армировки и влагостойкого

покрытия.

Изоляторы считаются непригодными к эксплуатации в случае обнаружения у них сквозных и поверхностных трещин, скола фарфора (более 25%), стойкого загрязнения поверхности фарфора и т.п.

Диагностику внешней изоляции электроустановок выполняют при положительных температурах окружающего воздуха, т.к. влага, попавшая из окружающей среды в микроскопические трещины фарфора изолятора, при отрицательных температурах замерзает, превращаясь в лед, который является хорошим диэлектриком и увеличивает трещины.

Буквы и цифры в обозначениях типа подвесных и опорных изоляторов, применяемых в электроустановках, означают: *О* - опорные, *Ф* - фарфоровые, *Р* - ребристые, *Н* - наружной установки, *М* - модернизированные, *С* - стержневые, *Ш* - штыревые, *У* - усиленные с увеличенной длиной пути утечки, *ВП* - с внутренней полостью, *ов* - овальный фланец, *кв* - квадратный фланец, *кр* - круглый фланец, первая цифра - номинальное напряжение (*кВ*), вторая цифра - минимальная разрушающая нагрузка при изгибе, *кгс* (может быть третьей цифрой, тогда вторая - номинальный ток), *А, Б, В, Г, Д, Е* - в конце буквенного обозначения характеризуют механическую прочность.

Например: *ОНШ-35-2000* - опорный, фарфоровый, штыревой, номинальное напряжение 35кВ, разрушающая нагрузка 2000кгс.

Диагностическая модель внешней изоляции электроэнергетического оборудования. При эксплуатации происходит ухудшение электрических свойств изоляции из-за опасного нагрева за счет диэлектрических потерь, а также токов утечки, потерь на переходном сопротивлении контактов. Появление трещин в объекте вызывает вибрацию, увеличение токов утечки, снижение сопротивления, изменение емкостных параметров, появление частичных разрядов, различного вида излучений, изменение распределения напряжения вдоль гирлянды и т.п.

Эквивалентная схема замещения внешней изоляции элементов электроустановок показана на рисунке 10.6.

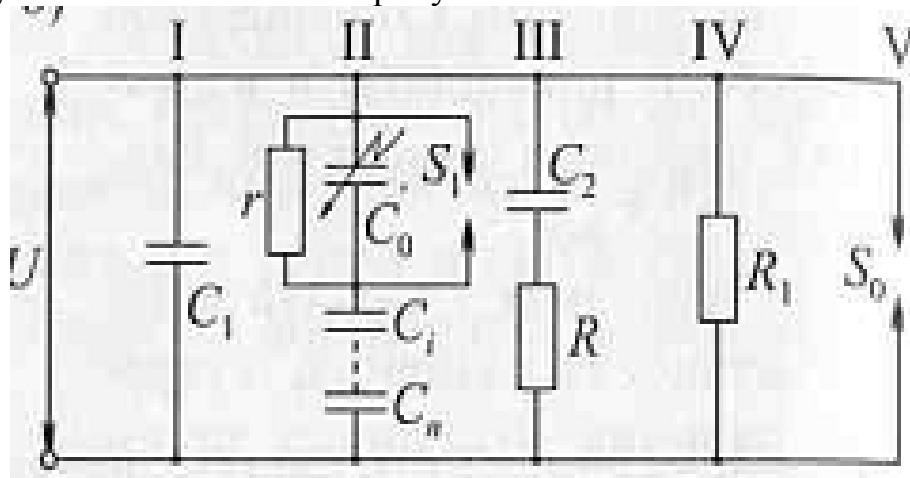


Рисунок 10.6 – Эквивалентная схема замещения внешней изоляции с дефектом объекта диагностики

При отсутствии дефектов схема включает: геометрическую емкость изоляции C емкости отдельных элементов изоляции $C_0...C_n$; абсорбционную ветвь изолятора C_2 и R ; сопротивление изоляции постоянному току приложенное напряжение U .

При возникновении дефектов в схеме замещения появляются дополнительные элементы: пробитый (нулевой) изолятор C_0^1 ; сопротивление дефектного изолятора r ; воздушный промежуток (скол, трещина), в котором возникают частичные разряды S_1 , воздушный промежуток в котором возникает искровой пробой S_0 . В результате изменяются другие параметры схемы: емкость C_2 увеличивается, сопротивления R и R_1 уменьшаются.

В эквивалентных схемах можно выделить пять ветвей.

Ветвь I, содержащая емкость C_1 , характеризует геометрическую емкость изоляции и обуславливает зарядный ток.

Ветвь II, характерная для многоэлементных изоляционных конструкций, содержит емкости отдельных элементов $C_0...C_n$. Для одиночного изоляционного элемента (например, штыревого изолятора) в схеме элементы $C_1...C_n$ будут отсутствовать. На примере емкости C_0^1 поясняется наличие дефектного элемента в многоэлементных колонках, подвесных или натяжных гирляндах изоляторов на анкерных опорах.

Дефект в изоляторе характеризуется разрядным промежутком S_1 или сопротивлением изоляции g . Эта ветвь позволяет определять распределение напряжения по элементам изоляции, а также регистрировать параметры частичных разрядов (ЧР) при возникновении разрядных процессов в промежутке S_1 .

Ветвь III, содержащая емкость C_2 и сопротивление R , характеризует степень неоднородности изоляции, наличие воздушных полостей, трещин, увлажнений, загрязнений. Ветвь определяет начальное значение и постоянную времени спада тока абсорбции, а также емкость и диэлектрические потери при переменном токе.

Ветвь IV, содержащая сопротивление R_1 , определяет сопротивление изоляции постоянному току и току сквозной проводимости (ток утечки).

Ветвь V характеризует разрядные процессы в дефектных изоляционных элементах и позволяет регистрировать параметры высокочастотных электромагнитных излучений.

Рассмотрим практическое применение схемы замещения изоляции. Например, измерение сопротивления изоляции или тока проводимости позволяет контролировать ветвь, содержащую сопротивление R_1 , а с учетом абсорбционной зависимости тока - также ветвь с емкостью C_2 и сопротивлением R . Изменение распределения напряжения по отдельным изоляторам проверяют измерением емкостей $C_0...C_n$. Наличие промежутка S_1 позволяет регистрировать возникающие в изоляции частичные разряды, а S_0 - возникновение высокочастотных электромагнитных излучений.

Методы диагностирования, измерения и контроля состояния внешней изоляции

При эксплуатации электроэнергетического оборудования для диагностирования состояния внешней изоляции используют следующие методы измерения и контроля:

- сопротивления изоляции;
- тока утечки, постоянно протекающего через изоляцию;
- распределения напряжения вдоль изоляционных элементов;
- регистрация инфракрасного (ИК) излучения;
- оптического излучения по поверхности изоляции;
- диагностирование изоляции на основе регистрации частичных разрядов и высокочастотных электромагнитных излучений;
- анализ виброграмм опорной изоляции.

Диагностика и измерение сопротивления изоляции

В электроэнергетическом оборудовании опасное снижение сопротивления изоляции происходит из-за пробоя изоляции с образованием сквозных каналов большой проводимости, увлажнения всего объема изолятора (открытая пористость фарфора), снижения поверхностного сопротивления защитного покрытия (глазури) под действием загрязнения и увлажнения.

Контроль сопротивления изоляции предполагает сравнение измеренного значения $R_{из}$ с допустимым значением $R_{доп}$ и проверку условия работоспособности $R_{из} > R_{доп}$.

При контроле сопротивления изоляции устанавливают минимально допустимое значение, определяемое практикой на основе большого числа измерений. В частности, минимально допустимое значение сопротивления изоляции для опорных стержневых изоляторов составляет 300 МОм на каждый элемент.

В общем случае сопротивление изоляции $R_{из}$ определяется через приложенное напряжение U и протекающий через изолятор ток I зависимостью $R_{из} = U / I$. На рисунке 10.7 показан характер изменения тока I через изолятор и составляющие тока.

Суммарный ток I через изоляцию при подаче постоянного напряжения имеет следующие составляющие (рисунок 10.8):

$$I = I_c + I_{абс} + I_{пр}, \quad (10.1)$$

где I_c - ток заряда геометрической емкости C_l ($I_c \approx 0$),

$$I_{абс} = \left(\frac{U}{R} \right) e^{-\frac{t}{T}} \quad - \quad \text{ток абсорбции}, \quad I_{пр} = \frac{U}{R_1} \quad - \quad \text{ток сквозной}$$

проводимости.

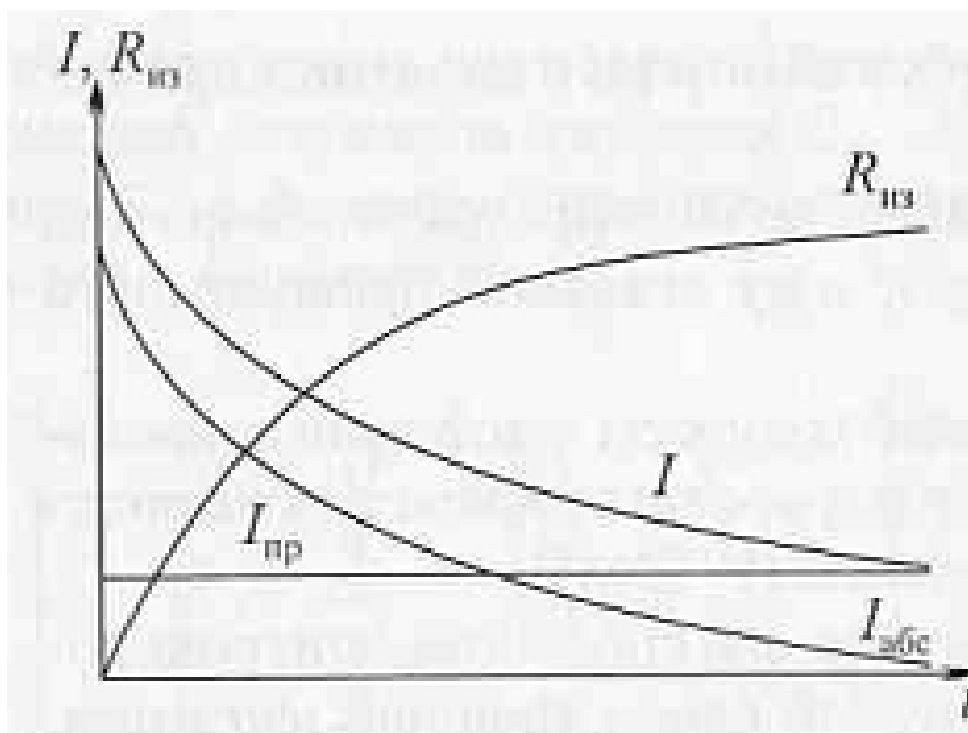


Рисунок 10.7 – Временная зависимость изменения тока I через изолятор, его составляющие и сопротивления изоляции

Изменение суммарного тока I во времени имеет вид:

$$I = \left(\frac{U}{R} \right) e^{-\frac{t}{T}} + \frac{U}{R_1}, \quad (10.2)$$

где $T = R C_2$ - постоянная времени ($T < 1$ мин), а сопротивление изоляции

$$R_{из} = \frac{U}{I} = \frac{R_1}{1 + \frac{R_1}{R} e^{-\frac{t}{T}}} \quad (10.3)$$

Полученное значение сопротивления $R_{из}$ сопоставляют с данными предыдущих измерений или заводскими данными, сопротивление должно быть более 300 МОм.

Для изоляционных элементов из органических материалов оценивается коэффициент абсорбции $K_{абс}$ (представляющий собой отношение сопротивления изоляции в два различных момента времени: 60 и 15 секунд, $K_{абс} = R_{60}/R_{15}$ при температуре не ниже 20°C) с помощью мегаомметра.

Значение коэффициента абсорбции нормируется:

$K_{абс} \geq 1,3$ - состояние изоляции удовлетворительное,

$K_{абс} < 1,3$ - изоляция не соответствует требованиям.

Контроль изоляции методом измерения сопротивления $R_{из}$ заключается в сопоставлении измеренных и начальных (заводских или

предыдущих результатов проверок) величин. Однако, как следует из рисунка 10.7, даже для одной и той же изоляционной конструкции можно получить совершенно различные значения сопротивления, если проводить измерения в различные моменты времени, предшествующие установившемуся режиму. Поэтому для электроустановок с большой емкостью выдержка времени с момента приложения напряжения до момента измерения принята равной одной минуте.

Токи абсорбции и сквозной проводимости, а также сопротивление изоляции зависят от температуры, поэтому измерения приводят при температуре +20⁰С. Однако линейные и подстанционные изоляторы обладают сравнительно малой емкостью, и поэтому при измерении их сопротивления абсорбционные явления не учитываются.

Диагностику методом измерения сопротивления внешней изоляции применяют для быстрой оценки состояния объекта. Величина сопротивления изоляции не может служить окончательным критерием работоспособности внешней изоляции электроустановок, т.к. нельзя определить наличие дефекта, например – трещины (скола).

При измерении сопротивления получают суммарное сопротивление:

$$R = \frac{R_V R_S}{R_V + R_S} \quad (10.4)$$

где R_V - объемное (внутреннее) сопротивление; R_S - поверхностное сопротивление, причем его влияние весьма существенно.

Для устранения влияния сопротивления R_S применяют экранирующие электроды, отводящие токи с поверхности в обход измерительной схемы. При использовании этого метода надо помнить, что показания прибора могут быть завышены в период жаркой погоды, когда трещины в изоляторах находятся в сухом состоянии.

Схема реализации метода имеет вид, представленный на рисунке 10.8.

К изолятору с помощью зажимов подключают мегаомметр, который позволяет получить измеренное значение сопротивления изолятора. Работник (например, энергоэнергетик) сравнивает измеренное значение $R_{из}$ с допустимым $R_{доп}$, проверяя условие работоспособности, и принимает решение о состоянии изолятора. Для измерения сопротивления внешней изоляции электрооборудования используют мегаомметры на напряжение 500, 1000 и 2500В.

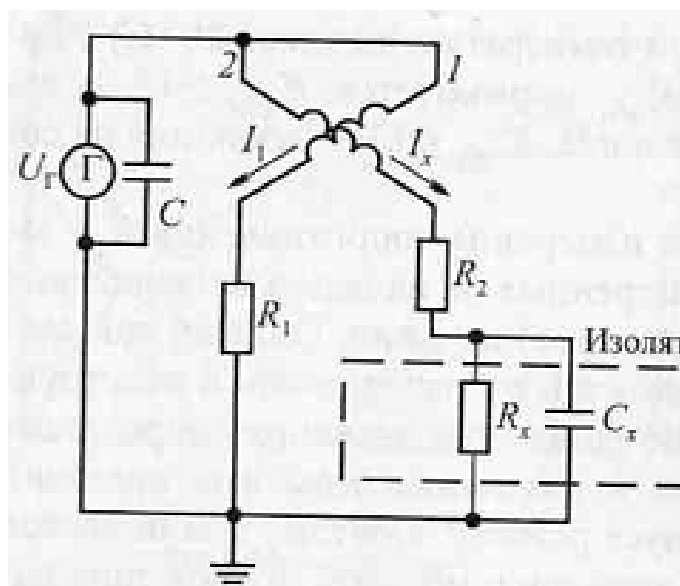


Рисунок 10.8 – Схема измерения сопротивления изоляции мегаомметром

Диагностика электроэнергетического оборудования методом измерения сопротивления изоляции малоэффективный способ проверки, т.к. требует отключения объекта на время измерения и определения $R_{из}$ каждого изолирующего элемента. Данный способ обладает высокой погрешностью при проведении измерения в жаркую или холодную погоду. При использовании метода измерения сопротивления изоляции пропускается 10...30% дефектных изоляторов и определяют только общее состояние внешней изоляции. Делать качественную оценку процессов в изоляции, имеющей трещины и включения других материалов, не представляется возможным, т.к. применяемые при измерении невысокие напряжения (не более 2500В) не могут обеспечить пробой даже небольших промежутков в трещинах изолятора, если они находятся в сухом состоянии.

Область применения метода: выходной контроль при проверке изоляторов перед установкой их на объект после ремонта (хранения).

Диагностирование гирлянды изоляторов на основе тока утечки

При эксплуатации воздушной линии через гирлянды изоляторов протекает ток утечки, значение которого определяется состоянием поверхности объекта диагностики – внешней изоляции. При наличии дефектных изоляторов ток утечки через изоляционную конструкцию на землю, отличается от значения тока при отсутствии таких объектов.

При использовании метода для отыскания отказавших изоляторов диагностическое устройство, должно иметь высокую чувствительность для измерения малых токов утечки через внешнюю изоляцию при воздействии рабочего напряжения. В эксплуатационной практике в качестве измерительного устройства используют прибор типа пгганга.

Прибор регистрирует тока утечки через изолятор (рисунок 10.9) и работает на принципе намагничивания стального сердечника током.

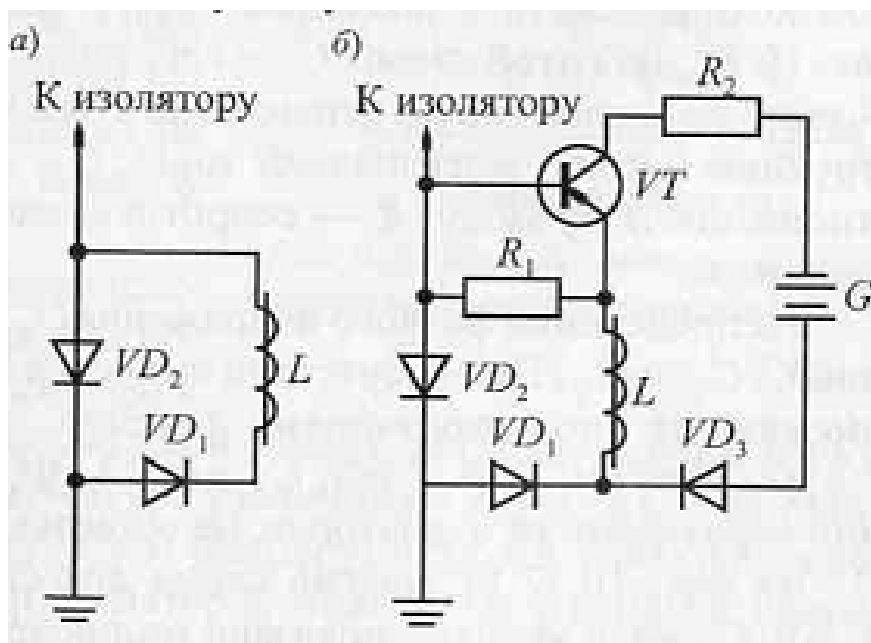


Рисунок 10.9 – Принципиальная схема магнитного регистратора тока утечки:
а) без усилителя; б) с усилителем

Сердечник помещают в дроссель L , который включают последовательно с диодом VD_1 и изолятором (рисунок 10.9, а), где диод шунтирует полуволну входного тока. Затем сердечник вынимают из дросселя и размагничивают в специальном устройстве, а по кривой намагничивания сердечника находят искомую величину тока утечки.

Работник сравнивает измеренное значение тока утечки I_{UT} с допустимым $I_{UT\text{ доп}}$ проверяет условие работоспособности $I_{UT} < I_{UT\text{ доп}}$ и принимает решение о состоянии проверяемого изолятора. Для повышения чувствительности прибора в схему вводят усилитель на транзисторе VT (рисунок 10.9, б).

Недостаток - при токах, равных 1...20мА, прибор не регистрирует дефекты на ранней стадии их развития. Современные устройства для регистрации токов утечки позволяют проводить измерения и связывать полученные результаты диагностики с необратимыми процессами старения внешней изоляции.

Другим недостатком является существенная методическая погрешность и сложность разработки достоверных норм для отбраковки дефектных изоляторов. Следовательно, при определении состояния изоляции его привязывают к другому методу диагностики для определения дефектных изоляторов.

Область применения метода: отыскание дефектного изолятора в гирлянде воздушной линии электропередач.

Диагностирование изоляторов на основе анализа распределения напряжения на элементах гирлянды

Переменное напряжение распределяется по изоляторам гирлянды воздушной линии электропередач неравномерно, а с увеличением числа изоляторов в гирлянде она возрастает. Распределение напряжения по

изоляторам гирлянды длиной L определим с помощью схемы замещения (рисунок 10.10).

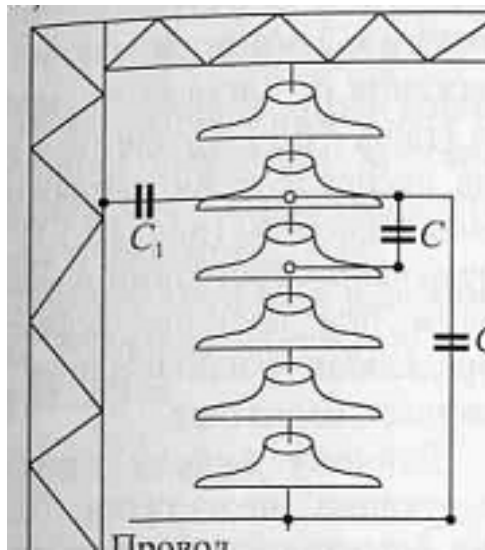


Рисунок 10.10 – Схема гирлянды из шести изоляторов:

- C - собственная емкость изолятора; C_1 - емкость изолятора по отношению к заземленным элементам конструкции (опора, заземленный трос);
- C_2 - емкость изолятора по отношению к проводу;
- R - сопротивление утечки по поверхности изолятора

Распределение фазного напряжения U_ϕ зависит только от емкостей C , C_1 и C_2 . При отсутствии емкостей C_1 и C_2 напряжение распределяется по изоляторам линейно. В реальных условиях $C = 50...70$ пФ, $C_1 = 4..5$ пФ, $C_2 = 0,5...1,0$ пФ, поэтому ток, протекающий через емкости изоляторов, не остается постоянным.

На рисунке 10.11 приведена схема замещения гирлянды для случаев

$C_1 \neq 0, C_2 = 0$ и $C_1 = 0, C_2 \neq 0$ и условно показано распределение токов.

Через емкость изолятора у фазного провода протекает наибольший ток, а у конструкции (земля), - наименьший. На графике показано, что отношение напряжений U/U_0 вдоль гирлянды неравномерно, т.к. на распределение напряжения вдоль гирлянды оказывают влияние емкости C_1 и C_2 . В результате изоляторы, расположенные в средней части гирлянды, оказываются менее нагруженными, чем изоляторы у ее концов, а т.к. $C_1 > C_2$, наибольшее падение напряжения приходится на изоляторы, ближайшие к проводу (рисунок 10.12).

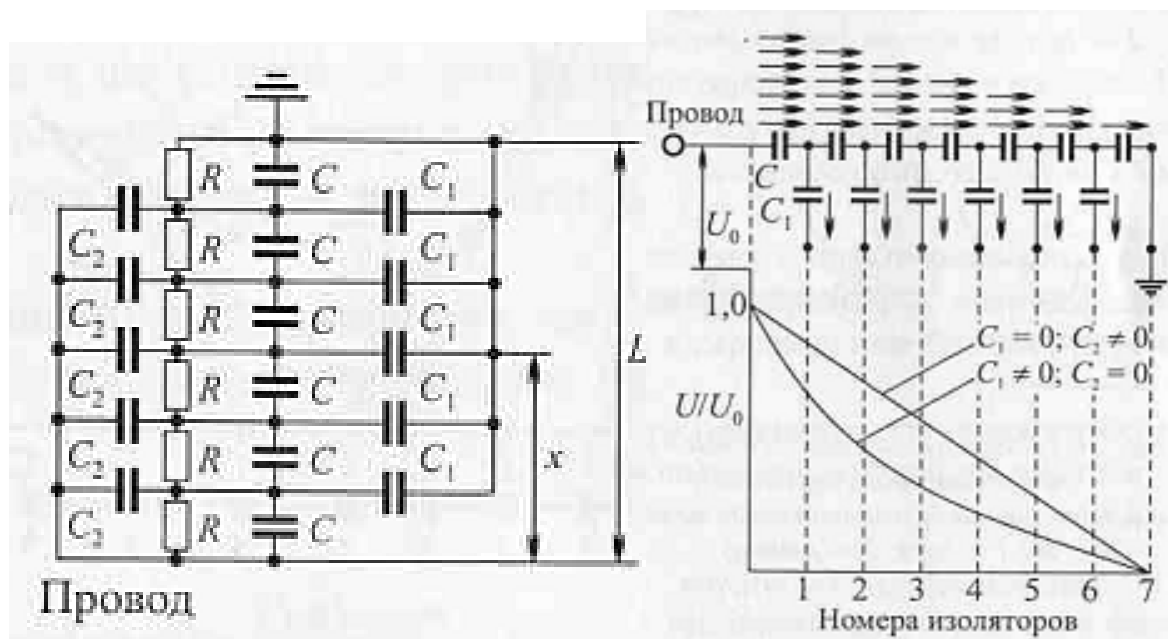


Рисунок 10.11 – Влияние емкости C_1 на распределение напряжения вдоль гирлянды

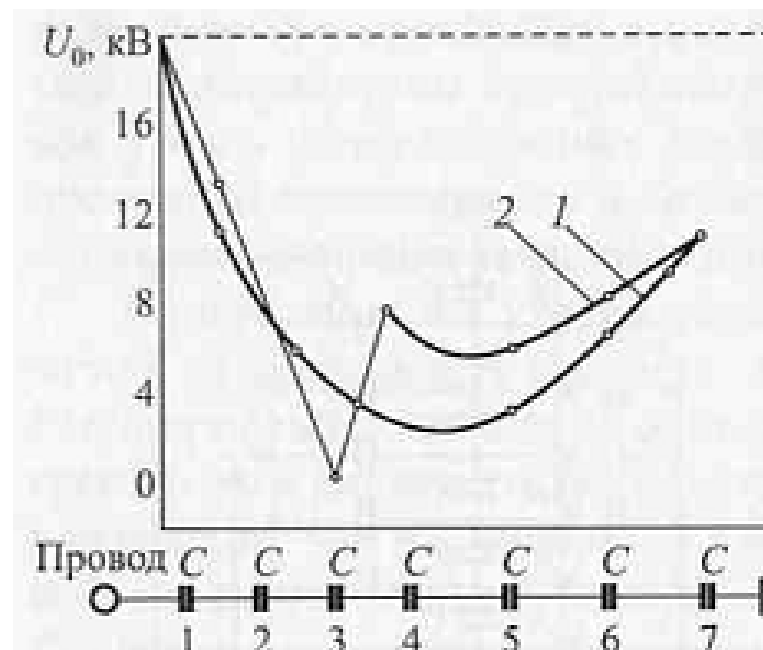


Рисунок 10.12 – Распределение падения напряжения вдоль гирлянды:
1 – при нормальном состоянии изоляторов;
2 – при дефектном 3-ем изоляторе

В процессе эксплуатации на воздушных линиях и трансформаторных подстанциях осуществляют диагностирование изоляторов в гирляндах и колонках с помощью киловольтметра, расположенного на штанге (рисунок 10.13).

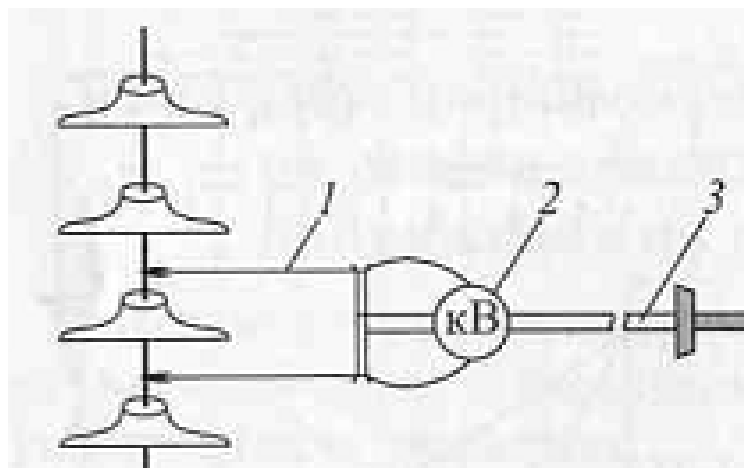


Рисунок 10.13 – Измерение распределения напряжения вдоль гирлянды с использованием измерительной штанги:
1- щуп, 2 – киловольтметр, 3 – штанга

Для выравнивания распределения напряжения применяют арматуру в виде колец, восьмерок и овалов, которую укрепляют на подвеске каждого провода. Арматура увеличивает емкость C_2 изолятора у фазы и уменьшает падение напряжения на это изоляторе. Аналогичное влияние оказывает расщепление проводов каждой фазе линии.

Для диагностирования объекта рассмотрим кривую распределения напряжения по элементам гирлянды (таблица 10.1).

Таблица 10.1 – Распределение напряжения вдоль гирлянды изоляторов

Падение напряжения	Изоляторы гирлянды						
	1	2	3	4	5	6	7
Нормальная гирлянда	19	14	6	3,5	4,5	7,5	11,5
С дефектным 3-им изолятором	19	10	1,5	7,3	7,7	9	11,5

Сравнивая кривые распределения напряжения вдоль гирлянды (рисунок 10.12) при нормальном состоянии изоляторов и при наличии дефектов, определяют расположение дефектного изолятора.

Недостатки метода диагностики: большая погрешность, значительная трудоемкость, высокие требования к квалификации персонала, повышенная опасность при выполнении работ.

Область применения метода: изоляция воздушных линий напряжением 35кВ и выше; натяжные гирлянды шинных мостов открытых распределительных устройств подстанций 35кВ и выше.

Диагностирование опорной изоляции вибрационным методом.

В процессе эксплуатации опорные изоляторы открытых распределительных устройств и трансформаторных подстанций подвергаются знакопеременным ветровым нагрузкам и нагрузкам, возникающим при переключениях разъединителей. Первые вызывают изгиб изоляторов, вторые - изгиб с кручением. Соответственно, к

механическим напряжениям, возникающим в изоляторе электроустановки, при перечисленных выше нагрузках, относятся напряжения при изгибе и при кручении. Контроль механической жесткости изолятора осуществляют вибрационным методом. При этом контролируют либо частоты свободных колебаний, либо резонансные частоты колебаний изолятора. По частотному спектру колебаний изолятора (виброграммам) судят о его работоспособности.

Степень повреждения изолятора можно представить в форме отношения предельной нагрузки поврежденного изолятора к предельной нагрузке неповрежденного изолятора:

$$\frac{P_1}{P_0} = \frac{I_1}{I_0} = \left(\frac{\omega_{i1}}{\omega_{i0}} \right)^2 \quad (10.5)$$

где P_0 - предельная нагрузка неповрежденного изолятора; P_1 - предельная нагрузка поврежденного изолятора; I_0 - статический момент инерции опасного сечения неповрежденного изолятора; I_1 - статический момент инерции опасного сечения поврежденного изолятора; ω_{i0} , ω_{i1} - частоты собственных колебаний неповрежденного и поврежденного изоляторов соответственно. Из соотношения (10.5) следует, что повреждение можно обнаружить в широком диапазоне частот колебаний изолятора.

Таким образом, для оценивания технического состояния опорного изолятора достаточно отследить поведение его собственных частот во времени. Для этого нужно иметь описание начального состояния изолятора и несколько промежуточных описаний его состояния в различные моменты времени.

Состояние опорного изолятора определяют по его виброграмме. Фактически определяется состояние механической жесткости изолятора. Критерием работоспособности изолятора выступает неизменность во времени его жесткости, а следовательно, неизменность виброграммы.

На графике (рисунок 10.14) приведена виброграмма изолятора в работоспособном состоянии, а на рисунке 10.15 - в неработоспособном состоянии. На оси ординат отложены амплитуды колебания в относительных единицах, а по оси абсцисс - значения частот в герцах.

Работоспособный изолятор - условно однородное тело, поэтому все элементы его конструкции колеблются с одной частотой: на виброграмме (рисунок 10.15) виден один высокий пик: колебания на одной частоте с большой амплитудой. При появлении дефектов (трещин, сколов) однородность нарушается, и элементы конструкции колеблются с различной частотой. На рисунке 10.15 это выглядит как появление дополнительных пиков различной амплитуды на различных частотах.

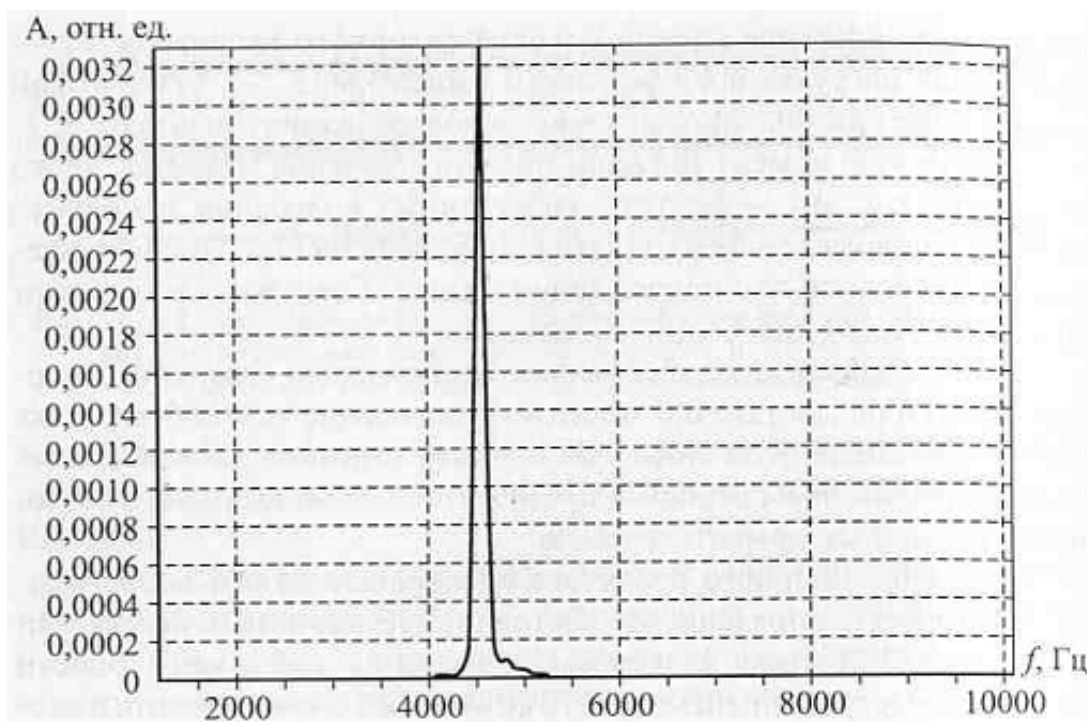


Рисунок 10.14 – Виброграмма изолятора шинного разъединителя 110кВ в работоспособном состоянии

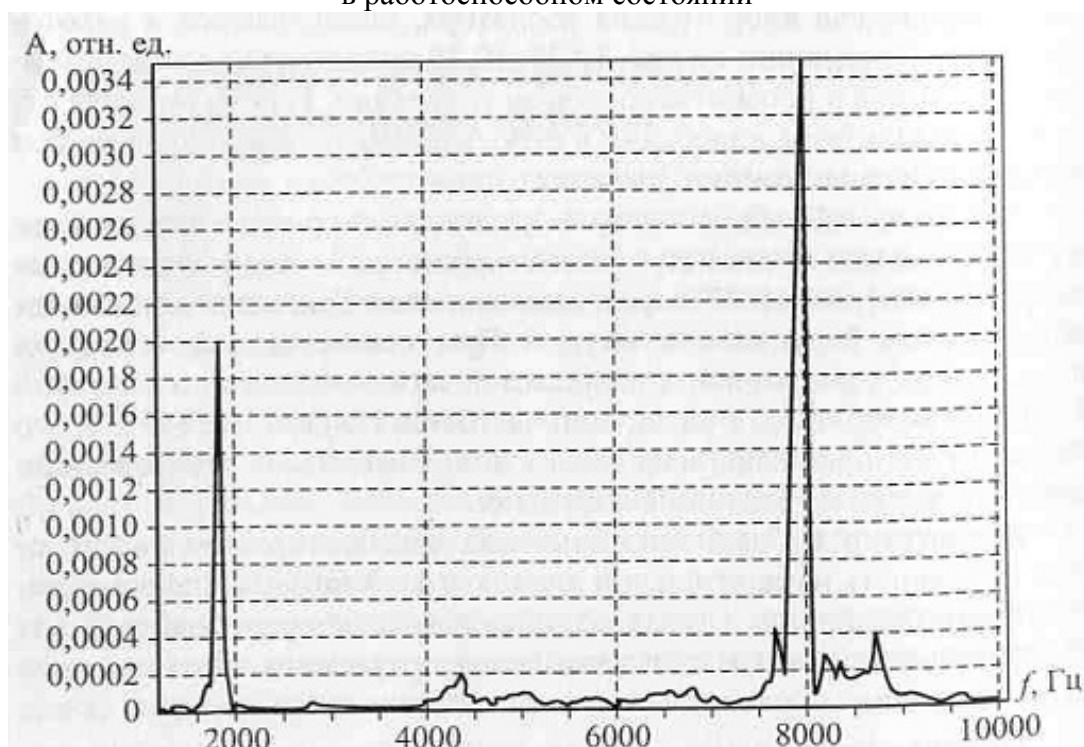


Рисунок 10.15 – Виброграмма опорного изолятора в неработоспособном состоянии

Недостатки вибрационного метода диагностирования: сложность измерительной аппаратуры, неполная информативность при одиночных проверках, сложная цифровая обработка для селекции полезного сигнала даже при непрерывном контроле из-за переотражения сигналов.

Область применения метода: диагностирование опорных изоляторов подстанционного оборудования напряжением 110...220 кВ.

Лекция 11. Тепловизионный контроль электроэнергетического оборудования

В современной электроэнергетике действует тенденция последовательного перехода от системы планово-предупредительных ремонтов к ремонтам по действительному техническому состоянию электроэнергетического оборудования. Такой переход предопределяет внедрение и развитие различных методов диагностики состояния электрооборудования.

Одним из таких методов является тепловизионный контроль и диагностика электроэнергетического оборудования. На практике, если электроэнергетическое оборудование перед диагностикой отключено, применяют *термометр*, измеряющий температуру объекта при прямом контакте с ним. Если необходимо измерить температуру электроустановки напряжением выше 1000В, термометр не используют, т.к. данная операция смертельно опасна для работника.

Для безопасной диагностики действующего электрооборудования используют *пирометр*. Пирометр определяет температуру электроэнергетического оборудования по силе инфракрасного излучения, которое выделяет каждая электроустановка. Инфракрасное излучение через объектив попадает на чувствительный элемент пирометра, который выдает напряжение, пропорциональное температуре источника излучения.

Пирометр измеряет температуру только в определенной точке электроэнергетического оборудования. Для получения картины распределения температуры по всей электроустановке требуется тепловизор, в котором чувствительный элемент быстро и автоматически перемещается по вертикали и горизонтали и строит термограмму объекта (рисунок 11.1). В оперативной памяти тепловизора создается таблица из строк и столбцов, где находится информация о температуре одной точки объекта.

Если разность температур различных точек электроэнергетического оборудования 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 и диагностировании электрооборудования применяют тепловизоры с разрешающей способностью $0,1 \dots 0,2^{\circ}\text{C}$.

Это означает, что две точки электроэнергетического оборудования с разностью температуры от $0,1$ до $0,2^{\circ}\text{C}$ 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 электроэнергетического оборудования, называется *теплогаммой объекта*, а исследование объектов с помощью тепловизора – *тепловизионным контролем*.

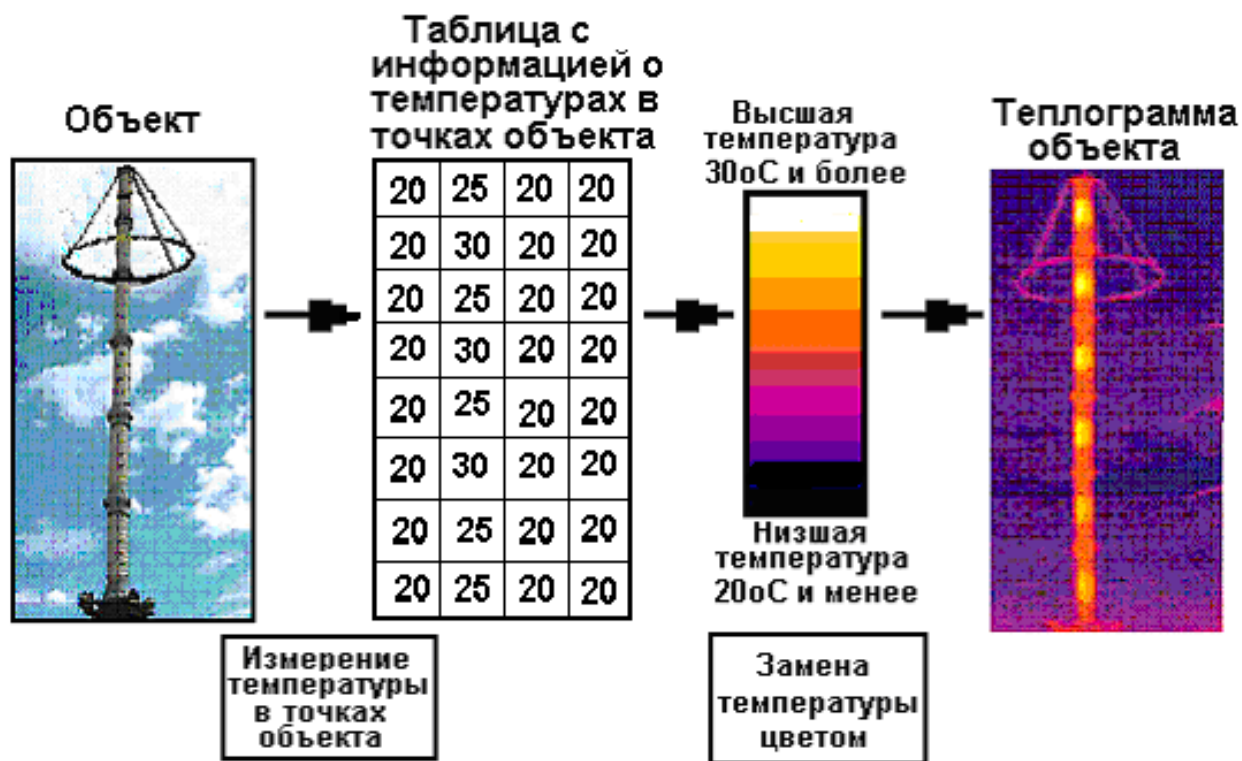


Рисунок 11.1 – Этапы получение теплогаммы объекта диагностики

Рассмотрим *тепловизор и его характеристики*. Тепловизор - это прибор, принцип работы которого основан на способности улавливать ИК-излучение от обследуемых объектов и определять температуру, либо преобразовывать его в визуальную картинку распределения тепловых полей по поверхности электроэнергетического оборудования. С помощью тепловизоров решают широкий спектр задач по диагностике электрооборудования подстанций и тепломеханического оборудования станций.

Инфракрасная диагностика электроэнергетического оборудования обладает рядом достоинств и преимуществ по сравнению с традиционными методами испытаний, т.к. при этом:

- обеспечивается безопасность персонала при проведении измерений;
- не требуется отключение электроэнергетического оборудования;
- не требуется подготовки рабочего места;
- выполняется большой объём выполняемых работ за единицу времени;
- можно определять дефекты на ранней стадии развития;
- выполняется диагностика подстанционного электрооборудования;
- малые трудозатраты на производство измерений;

- обеспечивается достоверность, точность контроля и диагностики.

Важными характеристиками тепловизора, определяющими его технический уровень являются следующие параметры:

- температурное разрешение - минимальная различимая разность температур объекта и его фона, должна быть не хуже 0,1 град. при температуре +30 град. Большинство приборов удовлетворяют этому требованию, а такой тепловизор, как ИРТИС 200 отечественного производства, имеет этот показатель равный 0,05 град. при +30 град.;
- пространственное разрешение - элементарный телесный угол, которым осуществляется анализ пространства;
- диапазон измеряемых температур, где верхний предел должен быть не менее 200 град.

При эксплуатации электроэнергетического оборудования применяют тепловизоры у которых:

- спектральный диапазон - рабочая спектральная область тепловизора (спектральный диапазон измерений 8 - 12мкм);
- автокомпенсация от воздействия внешних факторов (предусмотрена компенсация температуры окружающей среды, излучательной способности объекта, расстояния, с которого выполняется съёмка);
- скорость формирования изображения - число изображений получаемых в секунду (динамические тепловые процессы при съёмке с автомобиля или вертолѐта);
- энергопотребление (расход энергии является основным фактором при выборе параметров батареи для работы в полевых условиях);
- охлаждение ИК-детектора (необходимо уменьшить собственное излучение детектора).

Диагностирование электроэнергетического оборудования с помощью тепловизоров не является «панацеей от всех болезней» и даёт наибольший эффект только в сочетании с другими методами, например с хроматографическим анализом растворѐнных газов (*ХАРГ*) в масле для трансформаторов, методом выявления дефектов под рабочим напряжением и др.

При тепловизионном контроле и диагностике электроэнергетического оборудования должны применяться тепловизоры с разрешающей способностью не хуже 0,1 град. и спектральным диапазоном 8-12 мкм.

Объектами контроля диагностирования электроэнергетического оборудования являются: силовые трансформаторы – их вводы, баки, системы охлаждения; трансформаторы тока (*ТТ*); трансформаторы напряжения (*ТН*); конденсаторы связи (*КС*); высокочастотные заградители; масляные баки и вводы; воздушные выключатели (*ВВ*); разрядники (*Р*); ограничители перенапряжений (*ОПН*); опорные металлические конструкции шинных мостов и экранированных токопроводов; подвесные

и опорные фарфоровые изоляторы; все типы контактов и контактных соединений (КС).

Оборудование и устройства необходимые для съёмки: тепловизор (обязательно); фонарь (обязательно); дальномер (желательно); бинокль (желательно); измеритель влажности и температуры воздуха (желательно).

Тепловизионный контроль электроэнергетического оборудования распределительных устройств (РУ) на напряжение до 35кВ должен проводиться не реже 1 раза в 3 года, для оборудования напряжением от 110 до 220кВ – не реже 1 раз в 2 года. Электрооборудование всех напряжений, работающее в зонах с высокой степенью загрязнения атмосферы должно проверяться ежегодно.

Тепловизионный контроль всех видов соединений проводов воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) должен проводиться не реже 1 раза в 6 лет. Ежегодно - ВЛЭП работающих с предельными токовыми нагрузками, большими ветровыми и гололедными нагрузками, в зонах с высокой степенью загрязнения атмосферы, а также питающих ответственные потребители на промышленных и сельскохозяйственных объектах.

Оценка теплового состояния электроэнергетического оборудования и токоведущих частей электроустановок 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; сравнению измеренных значений температуры объекта с другим, заведомо исправным электрооборудованием.

Параметры электроэнергетического оборудования контролируемые и диагностируемые тепловизором.

Превышение температуры - разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающего воздуха.

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.

Возможные решения по результатам диагностирования электроэнергетического оборудования:

- заменить оборудование, его часть или элемент;
- выполнить ремонт оборудования или его элемента (после этого желательно провести дополнительное тепловизионное обследование для оценки качества выполненного ремонта);
- оставить в эксплуатации, но уменьшить время между периодическими обследованиями (учащённый контроль);

- провести другие дополнительные испытания.

Диагностированию тепловизором подвергают части электроэнергетического оборудования (таблица 11.1).

Организационные и технические мероприятия по контролю и диагностированию электроэнергетического оборудования выполняют в следующем порядке: подготовка документации, техники и работников к выезду; осуществление выезда на объект; работа по тепловизионному обследованию; сбор материалов о подтверждении дефектов электрооборудования и способов их устранения; выполнение отчета и рекомендаций по устранению дефектов; обработка и анализ результатов диагностирования на вычислительных средствах; представление заказчику годового отчета по контролю и диагностированию электроэнергетического оборудования.

Таблица 11.1 – Допустимые температуры контролируемых узлов электроэнергетического оборудования

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	70/80	
-из сшитого полиэтилена	90/130	
-из резины	65	
-из пропитанной бумаги при напряжении, кВ:		
1 и 3	80/80	
6	65/75	
10	60	
20	55	
35	50	

Порядок тепловизионного диагностирования трансформаторов и другого электроэнергетического оборудования

Силовые трансформаторы.

Тепловизионный контроль и диагностирование трансформаторов напряжением 110кВ и выше производят при решении вопроса о необходимости их капитального ремонта. При эксплуатации, в порядке планового обследования электроэнергетического оборудования,

тепловизором снимают теплограммы поверхности бака трансформатора, элементов системы охлаждения, вводов и т.п. Выполняют детальный анализ теплограмм, во время которого сравнивают между собой нагревы вводов разных фаз трансформатора, а также нагревы исследуемого трансформатора с нагревами однотипных трансформаторов. На следующих этапах: проверяют динамику изменения нагревов во времени и в зависимости от нагрузки; определяют расположения мест локальных нагревов; сопоставляют места локальных нагревов с расположением элементов магнитопровода и обмоток; определяют эффективность работы систем охлаждения.

Маслонаполненные вводы трансформаторов.

Характер распределения температуры по высоте маслонаполненного ввода (рисунок 11.2):

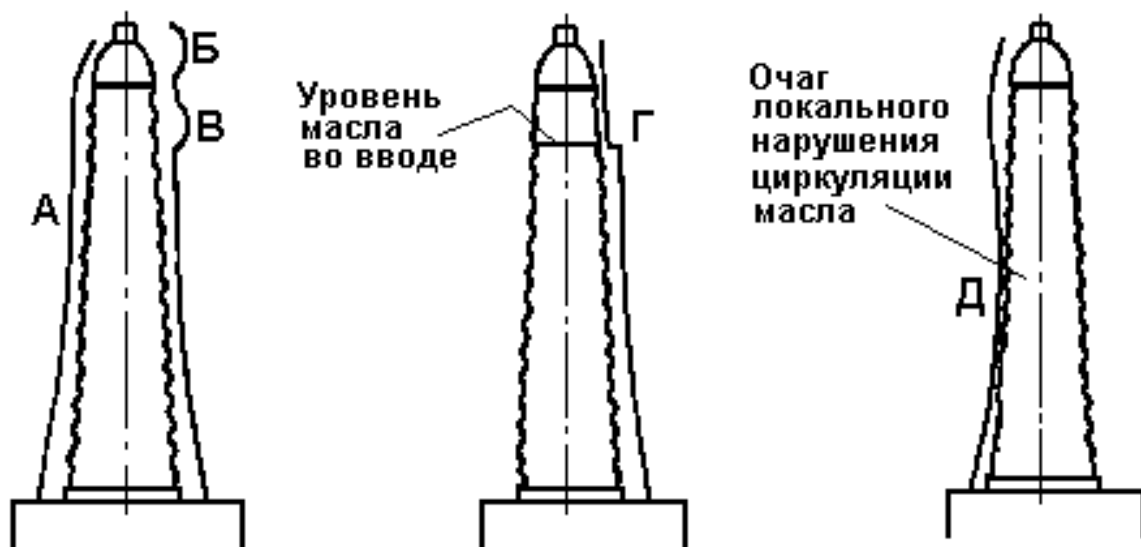


Рисунок 11.2 – Схемы распределения температуры по уровням: нормальное распределение температуры (А); распределение температуры при наличии короткозамкнутого контура в расширителе масла (Б); при перегреве внутренних контактных соединений (В); при понижении уровня масла (Г); при нарушении циркуляции масла - разбухание бумажного остова на токоведущем стержне, образование шламов и т.п. (Д).

Воздушные линии электропередачи.

Оценка состояния контактных соединений алюминиевых и сталеалюминевых проводов проводится по коэффициенту дефектности. Нормами 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 – развивающийся дефект; следует принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе линии из работы; более 1,5 – аварийный (послеаварийный) дефект; требуется немедленное устранение.

Конденсаторы.

Температуры нагрева корпусов мощных конденсаторов одинаковой мощности при одинаковой загрузке не должны отличаться между собой более чем в 1,2 раза.

Токоведущие части и контактные соединения

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 – развивающийся дефект; следует принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе линии из работы; более 1,5 – аварийный (послеаварийный) дефект; требуется немедленное устранение.

Аппараты защиты от перенапряжений.

Признаками исправного состояния вентильного разрядника являются одинаковый нагрев во всех фазах верхних элементов разрядника в местах расположения шунтирующих резисторов; одинаковое распределение температуры по элементам одной фазы разрядника; отличия температур должны находиться в пределах 0,5-5°C в зависимости от количества элементов в разряднике.

Оценка состояния нелинейных ограничителей перенапряжений осуществляется путем по фазного сравнения температур, измеренных по высоте и периметру крышки ограничителя. На крышке не должно быть зон локального нагрева.

Поскольку повреждения выявляются на работающем электроэнергетическом оборудовании, то имеется запас времени для подготовки вывода дефектного оборудования в ремонт, не отключая электроустановку и сокращая время ремонта до минимума.

Таким образом, наряду с другими видами 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.

Диагностика и испытания сборных и соединительных шин электроэнергетического оборудования.

На практике диагностированию и приемо-сдаточным испытаниям сборных и соединительных шин электроэнергетического оборудования предшествует комплекс организационных мероприятий по изучению объекта диагностики, нормативной документации, объемов и норм испытаний в соответствии с требованиями главы 1.8 «Нормы приемо-сдаточных испытаний» Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и Приложения 2 «Примерный порядок технического диагностирования электроустановок потребителей» Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП).

Диагностику и испытания сборных и соединительных шин электроэнергетического оборудования, находящихся в эксплуатации,

производят в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) пр. 1 «Нормы испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей».

Диагностику и приемо-сдаточные испытания сборных и соединительных шин электроэнергетического оборудования выполняют методами измерение сопротивления и испытания повышенным напряжением промышленной частоты опорных одноэлементных (многоэлементных) и подвесных изоляторов, а также способами проверки качества выполнения болтовых и опрессованных контактных соединений шин; испытания проходных изоляторов и контроля сварных контактных соединений.

Перед испытанием ошиновки проводят диагностику методами наружного осмотра, при котором проверяются целостность изоляторов, надежность крепления шин на изоляторах, качество правки и отсутствие перегибов шин, окраску шин и наличие зачищенных мест для наложения переносных заземлений, тепловизионного контроля объекта.

Диагностику и измерение сопротивления изоляции выполняют мегаомметром на напряжение 1000В. Сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5МОм.

Диагностику и испытание штыревых и подвесных изоляторов повышенным напряжением промышленной частоты выполняют методом визуального осмотра и тепловизионным методом, а испытание проводят аппаратом напряжением 50кВ путем приложения «нормированного» напряжения к каждому элементу изолятора. Испытание изоляции шин распределительных устройств производят через штатный масляный выключатель при отключенном линейном разъединителе.

При испытаниях сборных и соединительных шин проверяют состояние изоляторов, прочность изоляционных воздушных промежутков между фазами и заземленными частями, состояние изоляции электроэнергетического оборудования, связанного с шинами (трансформаторы тока, разъединители, выключатели и другие объекты).

Испытания изоляции шин 3 - 10кВ сводятся к проверке изоляционных воздушных промежутков между фазами и проверке опорной изоляции каждой фазы относительно земли. Испытание начинают со средней фазы, заземлив при этом обе крайние фазы, т.е. проверяют межфазную изоляцию и отсутствие различных «набросанных» проводов и посторонних предметов на шинах, а затем - все три фазы объекта относительно земли.

Подключение устройства для испытаний и заземляющего проводника к сборным шинам выполняют гибкими медными проводниками (без скруток) сечением не менее 4мм. Для электробезопасности работников проводник, используемый для подачи испытательного напряжения, жестко подсоединяют к выводу испытательного трансформатора, а проводник, используемый для

заземления сборных шин - к заземляющей клемме испытательного трансформатора.

Наличие испытательного напряжения на объекте диагностики устанавливают по показаниям вольтметра аппарата, а также по звуку возникающей в устройстве «короны». Изоляция сборных и соединительных шин считается выдержавшей испытание, если при диагностике объекта не было пробоя или перекрытия изоляторов.

Диагностику методом проверки качества выполнения болтовых контактных и соединений шин производят путем контроля качества затяжки контактов и вскрытием 2-3% соединений. Измерение переходного сопротивления проводят выборочно на 2-3% соединений у сборных и соединительных шин на 1000А и выше. Оценка качества соединения осуществляют сравнением падения напряжения или сопротивления, измеренного на участке шины длиной 0,7-0,8м в месте контактного соединения и на участке той же длины и того же сечения без соединения. Падение напряжения или сопротивление участка с соединением не должно отличаться более чем в 1,2 раза от падения напряжения или сопротивления участка без соединения.

Диагностика методом проверки качества выполнения опрессованных контактных соединений шин. Опрессованные контактные соединения бракуют, если их геометрические размеры не соответствуют требованиям инструкции по монтажу соединительных зажимов данного типа, а также когда на поверхности соединителя или зажима имеются трещины, следы значительной коррозии и механических повреждений; кривизна опрессованного соединителя превышает 3% его длины; стальной сердечник опрессованного соединителя расположен несимметрично. Диагностику производят выборочным измерением переходного сопротивления 3-5% опрессованных контактных соединений.

Диагностика и контроль состояния сварных контактных соединений. Сварные контактные соединения проводов бракуют, если непосредственно после выполнения сварки обнаружен пережог проводов наружного повива или нарушение сварки при перегибе соединенных проводов, а также усадочная раковина в месте сварки глубиной более 1/3 диаметра провода, для сталеалюминевых проводов сечением 150-600мм² - более 6мм.

Швы сварных соединений жестких шин не должны иметь трещин, прожогов, кратеров и не проваренных участков длиной более 10% длины шва при глубине более 15% толщины свариваемого металла. В сумме не провары, надрезы, газовые поры, окисные и вольфрамовые включения сварных шин из алюминия в каждом рассматриваемом сечении должны быть не более 15% толщины свариваемого металла.

Диагностика, проведение периодических проверок, измерений и испытаний сборных и соединительных шин, находящихся в эксплуатации.

Диагностику и профилактические испытания сборных и соединительных шин проводят при капитальном ремонте (К) и в

межремонтный период (М), при этом К - выполняют в сроки, установленные нормативной документацией, но не реже 1 раза в 8 лет, а М - в сроки, устанавливаемые нормативной документацией. Диагностику и испытания штыревых изоляторов 6-10кВ шинных мостов, изоляторов ШТ-35, штыревых изоляторов ИШД-35 и др. должны производиться не реже 1 раза в 4 года.

Объем диагностики и профилактических испытаний, предусмотренный ПЭЭП, включает проверки состояния: подвесных и опорных изоляторов, вводов и проходных изоляторов; нагрева болтовых соединений сборных и соединительных шин распределительных устройств; качества выполнения болтовых контактных соединений. Диагностику выполняют методами: измерения переходного сопротивления болтовых контактных соединений, а также контроля опрессованных и сварных контактных соединений.

Диагностику и проверку нагрева болтовых соединений сборных и соединительных шин закрытых распределительных устройств выполняют в ремонтах К и М при наибольшем токе нагрузки с помощью стационарных или переносных термоиндикаторов или тепловизоров.

Для проверок температуры контактов сборных и соединительных шин применяют электрические термометры, на основе неравновесного моста, в одном из плеч которого установлен терморезистор, а в остальных - резисторы. Индикатором термометра является чувствительный прибор магнитоэлектрической системы. Датчик термометра – терморезистор и прибор с измерительной схемой укрепляют на изолированной штанге, которая удовлетворяет требования «Правил пользования и испытания защитных средств, применяемых в электроустановках».

На рисунке 11.3 представлена принципиальная схема термометра на базе моста с гальванометром. В качестве терморезисторов применяются терморезисторы типа ММТ или обычные медные, намотанные в одной плоскости, в виде шайбы из провода диаметром 0,05-0,1 мм.

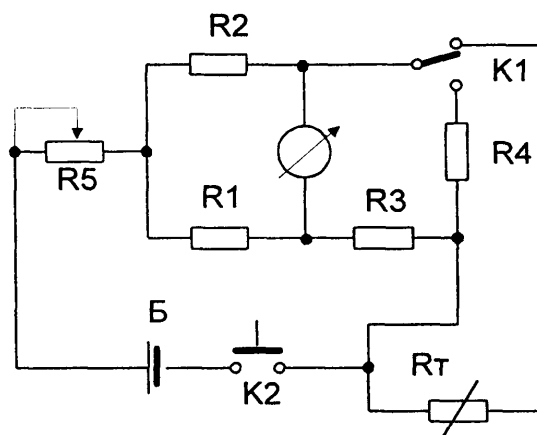


Рисунок 11.3 – Схема электрического термометра:
 $R1=R2=R3$ – одинаковые сопротивления плеч моста;
 $R4$ - сопротивление равное при 200С сопротивлению терморезистора;
 R_t - сопротивление терморезистора

Диагностику качества контактов по температуре нагрева производят методом сравнения температуры нагрева одинаковых по конструкции контактов по фазам по отношению к нагреву целого места шины (проводника), а также сравнения измеренной с допустимой температурой нагрева или перегрева различных типов контактов.

При эксплуатации для контроля состояния контактных соединений используют специальные термопленочные указатели. Термопленка есть продукт химического соединения солей ртути с солями меди, скрепленный на клеевой основе и нанесенный на писчую бумагу.

Термопленка изготавливается красного цвета. Она начинает заметно изменять свой цвет с температуры $45 - 60^{\circ}\text{C}$, при 70°C становится темно-вишневой, а при повышении температуры до 100°C - черной. Термопленка на бумажной основе способна выдерживать порядка ста нагреваний до температуры 100°C , продолжительностью 1 час каждый. При температуре выше 100°C термопленка разлагается, приобретая бледный желтый цвет, который больше не восстанавливается. Термопленку применяют для контроля нагрева контактов сборных и соединительных шин, отдельных узлов электрических машин и аппаратов.

Для диагностики рекомендуется располагать термопленку на выводах генераторов и двигателей в местах подсоединения шин; на сборных шинах различного напряжения в местах соединения (компенсаторы, болтовые разъемы); на вилках разъединителей; на местах присоединения шин к электроэнергетическому оборудованию; на баках масляных трансформаторов. Оптимальный размер термопленки для применения $40 \times 10 \text{ мм}$. Для удобства контроля и надзора, этот размер может быть увеличен.

Работников, производящих наклейку термопленки, обеспечивают резиновыми (хирургическими) перчатками, кисточкой, клеем БФ-4 и инструментом для зачистки мест наклейки. Место наклейки пленки тщательно очищается от грязи, ржавчины и протирается бензином. Затем кисточкой наносится слой клея БФ-4. На подготовленное место накладывается пленка, расправляются ее края и сверху покрывается клеем еще раз.

Диагностику и измерение переходного сопротивления болтовых контактных соединений выполняют при К и М. Измерение с помощью термоиндикаторов производят у шин на ток 1000 А и более, за контактами которых отсутствует контроль технического состояния в процессе эксплуатации, а также у контактных соединений открытых распределительных устройств напряжением 35 кВ и выше. Сопротивление участка шин в месте контактного соединения не должно превышать сопротивление участка шин такой же длины и такого же сечения более чем в 1,2 раза.

Глоссарий

1. **Объект технического диагностирования (контроля технического состояния)** (Unit under test) – изделие и (или) его составные части подлежащие (подвергаемые) диагностированию (контролю).

2. **Техническое состояние объекта** (Technical state of an object) – состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект.

3. **Техническая диагностика** (Technical diagnostics) – область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов.

4. **Техническое диагностирование** (Technical diagnosis) – определение технического состояния объекта. Задачами технического диагностирования являются:

- контроль технического состояния;
- поиск места и определение причин отказа (неисправности);
- прогнозирование технического состояния.

5. **Контроль технического состояния** (Technical state inspection) – проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени.

6. **Контроль функционирования** – контроль выполнения объектом части или всех свойственных ему функций.

7. **Поиск места и определение причин отказа (неисправности)**

8. **Прогнозирование технического состояния** (Technical state prediction) – определение технического состояния объекта с заданной вероятностью на предстоящий интервал времени. Целью прогнозирования технического состояния может быть определение с заданной вероятностью интервала времени (ресурса), в течение которого сохранится работоспособное (исправное) состояние объекта или вероятности сохранения работоспособного (исправного) состояния объекта на заданный интервал времени.

9. **Технический диагноз (результат контроля)** (Technical diagnosis) – результат диагностирования.

10. **Рабочее техническое диагностирование** – диагностирование, при котором на объект подаются рабочие воздействия.

11. **Тестовое техническое диагностирование** (Testing) – диагностирование, при котором на объект подаются тестовые воздействия.

12. **Экспресс-диагностирование** – диагностирование по ограниченному числу параметров за заранее установленное время.

13. **Средство технического диагностирования (контроля технического состояния)** (Technical diagnosis equipment) – аппаратура и

программы, с помощью которых осуществляется диагностирование (контроль).

14. **Приспособленность объекта к диагностированию (контролепригодность)** (Diagnosability of an object (controllability)) – свойство объекта, характеризующее его пригодность к проведению диагностирования (контроля) заданными средствами диагностирования (контроля).

15. **Система технического диагностирования (контроля технического состояния)** (Test system) – совокупность средств, объекта и исполнителей, необходимая для проведения диагностирования (контроля) по правилам, установленным в технической документации.

16. **Автоматизированная система технического диагностирования (контроля технического состояния)** (Computer-aided test system) – система диагностирования (контроля), обеспечивающая проведение диагностирования (контроля) с применением средств автоматизации и участием человека.

17. **Автоматическая система технического диагностирования (контроля технического состояния)** (Automatic test system) – система диагностирования (контроля), обеспечивающая проведение диагностирования (контроля) без участия человека.

18. **Алгоритм технического диагностирования (контроля технического состояния)** (Algorith of technical diagnosis) – совокупность предписаний, определяющих последовательность действий при проведении диагностирования (контроля).

19. **Диагностическое обеспечение** (Diagnosability provision) – комплекс взаимоувязанных правил, методов, алгоритмов и средств, необходимых для осуществления диагностирования на всех этапах жизненного цикла объекта.

20. **Диагностическая модель** (Diagnostic model) – формализованное описание объекта, необходимое для решения задач диагностирования. Описание может быть представлено в аналитической, табличной, векторной, графической и других формах.

21. **Диагностический (контролируемый) параметр** (Test parameter) – параметр объекта, используемый при его диагностировании (контроле).

22. **Встроенное средство технического диагностирования (контроля технического состояния)** (Built-in test equipment) – средство диагностирования (контроля), являющееся составной частью объекта.

23. **Внешнее средство технического диагностирования (контроля технического состояния)** (External test equipment, Test station) – средство диагностирования (контроля), выполненное конструктивно отдельно от объекта.

24. **Специализированное средство технического диагностирования (контроля технического состояния)** (Special purpose test equipment) – средство, предназначенное для диагностирования (контроля) одного объекта или группы однотипных объектов.

25. **Универсальное средство технического диагностирования (контроля технического состояния)** (General purpose test equipment) – средство, предназначенное для диагностирования (контроля) объектов различных типов.

26. **Автоматизированное средство технического диагностирования (контроля технического состояния)** (Computer-aided test equipment)

27. **Автоматическое средство технического диагностирования (контроля технического состояния)** (Automatic test equipment)

28. **Продолжительность технического диагностирования (контроля технического состояния)** – интервал времени, необходимый для проведения диагностирования (контроля) объекта.

29. **Достоверность технического диагностирования (контроля технического состояния)** – степень объективного соответствия результатов диагностирования (контроля) действительному техническому состоянию объекта.

30. **Полнота технического диагностирования (контроля технического состояния)** – характеристика, определяющая возможность выявления отказов (неисправностей) в объекте при выбранном методе его диагностирования (контроля).

31. **Глубина поиска места отказа (неисправности)** – характеристика, задаваемая указанием составной части объекта с точностью, до которой определяется место отказа (неисправности).

32. **Условная вероятность необнаруженного отказа (неисправности) при диагностировании (контроле)** – вероятность того, что неисправный (неработоспособный) объект в результате диагностирования (контроля) признается исправным (работоспособным).

33. **Условная вероятность ложного отказа (неисправности) при диагностировании (контроле)** – вероятность того, что исправный (работоспособный) объект в результате диагностирования (контроля) признается неисправным (неработоспособным).

34. **Условная вероятность необнаруженного отказа (неисправности) в данном элементе (группе)** – вероятность того, что при наличии отказа (неисправности в результате диагностирования принимается решение об отсутствии отказа (неисправности) в данном элементе (группе).

35. **Условная вероятность ложного отказа (неисправности) в данном элементе (группе)** – вероятность того, что при отсутствии отказа (неисправности) в результате диагностирования принимается решение о наличии отказа (неисправности) в данном элементе (группе).

Список рекомендованных источников

1. ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения.
2. ГОСТ 25315-82 Контроль неразрушающий электрический. Термины и определения.
3. ГОСТ 25313-82 Контроль неразрушающий радиоволновой. Термины и определения.
4. ГОСТ Р 56511-2015 Контроль неразрушающий. Методы теплового вида. Общие требования.
5. ГОСТ Р ИСО 15549-2009 Контроль неразрушающий. Контроль вихретоковый. Основные положения.
6. ГОСТ Р 56512-2015 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Типовые технологические процессы.
7. ГОСТ Р 56542-2015 Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов.
8. ГОСТ Р 53696-2009 Контроль неразрушающий. Методы оптические. Термины и определения.
9. ГОСТ Р 55776-2013 Контроль неразрушающий радиационный. Термины и определения.
10. ГОСТ 23829-85 Контроль неразрушающий акустический. Термины и определения.
11. ГОСТ 18442-80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.
12. ГОСТ 18322-2016 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения.
13. Правила устройства электроустановок (ПУЭ)
14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП).
15. Привалов, Е.Е. Диагностика электроэнергетического оборудования: учебное пособие. / Е.Е. Привалов. – Ставрополь: Изд-во ПАРАГРАФ-Д, 2015. - 226с.
16. Хорольский, В.Я. Эксплуатация электрооборудования: учебное пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов, В.Н. Таранов; СтГАУ - Ставрополь: АГРУС, 2010. - 240с.