

**МИНОБРНАУКИ РОССИИ**  
**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение**  
**высшего образования**  
**«Майкопский государственный технологический университет»**

**Кафедра Нефтегазового дела и энергетики**

## **Диагностика электрооборудования в электрических сетях**

Учебно-методическое пособие для направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника (профиль Электроэнергетические системы и сети) для всех форм обучения

Майкоп 2019

УДК 621.31(07)  
ББК 31.16  
Д 44

СОСТАВИТЕЛИ: Р.Б. Кохужева

Данное учебно-методическое пособие содержит краткие сведения по основным вопросам технической диагностики электрооборудования в процессе эксплуатации, методов и средств диагностики. нормативной базы диагностики.

## Содержание

<b>1. Краткое изложение лекционного материала</b>	3
<b>Рекомендуемая литература:</b>	3
<b>Модуль 1 «Техническая диагностика электрооборудования в процессе эксплуатации»</b>	3
<b>Тема 1.1. Методы и средства диагностики. Нормативная база диагностики.</b>	3
<b>Тема 1.2. Средства и методы контроля состояния оборудования.</b>	7
<b>Модуль 2. Диагностические характеристики.</b>	9
<b>Тема 2.1. Изменение состояния электрооборудования.</b>	9
<b>Тема 2.2. Диагностические характеристики, основанные на измерении электромагнитных параметров.</b>	14
<b>Тема 2.3. Диагностические характеристики, основанные на определении химического состава.</b>	23
<b>Модуль 3 «Цифровая диагностика электрооборудования»</b>	29
<b>Тема 3.1. Трансформаторное оборудование.</b>	29
<b>Тема 3.2. Коммутационная аппаратура.</b>	33
<b>Тема 3.3. Диагностика и контроль вентильных разрядников и ОПН.</b>	37
<b>Тема 3.4. Диагностика силовых кабельных линий.</b>	41
<b>2. Тематика рефератов</b>	46
<b>Список литературы</b>	

## Модуль 1 «Техническая диагностика электрооборудования в процессе эксплуатации»

### Тема 1.1. Методы и средства диагностики. Нормативная база диагностики.

Техническая диагностика электрооборудования в процессе эксплуатации. Среди сложных технических устройств, требующих диагностирования при эксплуатации, электроэнергетическое оборудование высокого напряжения (высоковольтное оборудование) занимает особое место. Это оборудование как никакое другое подвержено комплексному воздействию сильных электрических, электромагнитных и тепловых полей и электродинамических усилий. В связи с этим электрооборудование подвержено риску образования дефектов, неисправностей и отказов. Поэтому для оборудования применяется контроль оборудования в виде *системы диагностики*.

Основными **задачами** технической диагностики являются:

- определение технического состояния электрооборудования в условиях изменяющихся эксплуатационных воздействий;
- выявление вида и степени опасности дефекта на раннем этапе его развития;
- определение необходимости и объема ремонта, сроков замены сменных деталей и узлов;
- проверка стабильности регулировок;
- прогнозирование остаточного ресурса или срока службы.

*Плановая* техническая диагностика проводится в соответствии с действующими

нормами и правилами (например, РД 34.45-51.300-97.«Объем и нормы испытаний электрооборудования»). При плановых проверках контролируются параметры, характеризующие техническое состояние агрегата и позволяющие определить остаточный ресурс узлов и деталей, ограничивающих возможность дальнейшей эксплуатации оборудования, когда оно отработало нормативный срок службы.

*Внеплановая* техническая диагностика оборудования проводится в случае обнаружения нарушений его технического состояния.

Если диагностика проводится во время работы оборудования, она называется *функциональной*.

Различают **четыре возможных состояния оборудования:**

- ***исправное*** (отсутствуют любые повреждения);
- ***работоспособное*** (имеющиеся дефекты не мешают работе оборудования в данный момент времени);
- ***неработоспособное*** (оборудование выводится из эксплуатации, но после соответствующего технического обслуживания может работать в одном из предыдущих состояний);
- ***предельное*** (на этом этапе принимается решение о возможности дальнейшей эксплуатации оборудования после ремонта, либо о его списании).

Основные причины изменения состояния электрооборудования показаны на рис. 1.

Практически на каждом этапе работы оборудования должна проводиться уточненная оценка его технического состояния с выдачей заключения о возможности его дальнейшего использования.

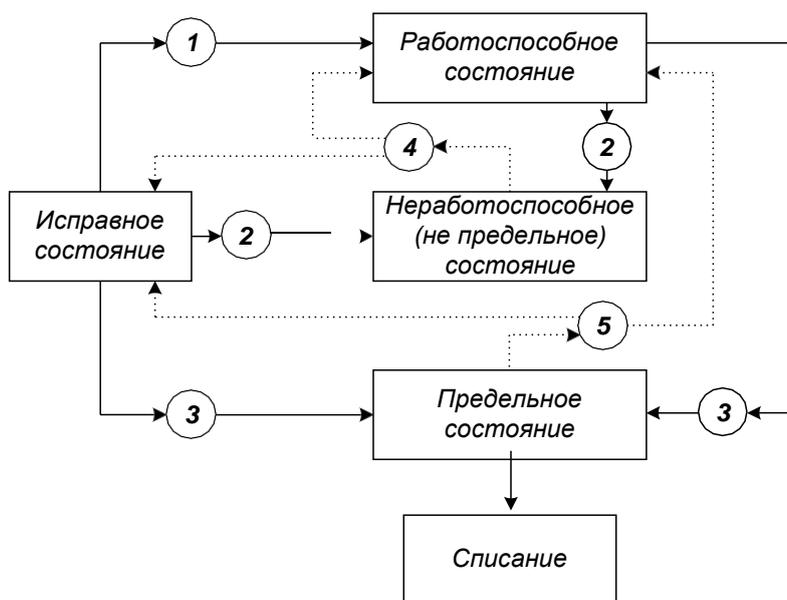


Рис. 1. Причины изменения состояния электрооборудования: 1 – повреждение; 2 – отказ; 3 – переход в предельное состояние из-за неустранимого дефекта, морального старения и других факторов; 4 – восстановление; 5 – ремонт.

Техническое состояние любого объекта можно установить при *разовом* и *многократном* диагностировании. При разовом диагностировании высоковольтного оборудования, состоящего из множества элементов, вероятность объективной оценки технического состояния мала. Следовательно, только случайно можно обнаружить стохастические дефекты при одноразовом диагностировании. Вероятность надежной и объективной оценки технического состояния повышается по мере увеличения числа актов контроля. Это обстоятельство является основанием для введения многократного диагностирования с определенной периодичностью, т.е. *мониторинга диагностических параметров*.

В зависимости от сложности и изученности оборудования результаты диагностики в виде заключений и рекомендаций могут быть получены либо в автоматическом режиме, либо после соответствующей экспертной оценки данных, полученных в результате диагностики оборудования. Техническое обслуживание и ремонт в этом случае сводятся к устранению повреждений и дефектов, указанных в заключении по данным технического диагностирования или к нахождению места отказа. О проведенных работах делаются соответствующие записи в документации, которая ведется на предприятии. Кроме того, результаты диагностики могут заноситься в соответствующие базы данных и передаваться другим субъектам системы диагностики.

**Система технического диагностирования** (СД) представляет собой совокупность объекта и средств, необходимых для проведения диагностирования (контроля) по правилам, установленным в нормативно-технической документации (НТД).

Переход от жесткого планирования ремонтов и технического обслуживания к обслуживанию *по состоянию*, использование систем электронного документооборота, электронных баз данных по ведению истории эксплуатации и данным испытаний дает предпосылки для создания и внедрения автоматизированных систем контроля технического состояния электрооборудования на электростанциях. Вместе с тем наличие таких оперативно управляемых баз данных обеспечивает быстрый доступ к параметрам, характеризующим состояние электрооборудования, аналитическую оценку состояния в процессе текущей эксплуатации и привлечения экспертов самых разнообразных специальностей к выработке решений о путях наиболее рационального использования ресурсов.

Структурно система технической диагностики является информационно-измерительной системой и содержит датчики контролируемых параметров, линии связи с блоком сбора информации, блок обработки информации, блоки вывода и отображения информации, исполнительные устройства, устройства сопряжения с другими информационно-измерительными и управляющими системами (в частности, с системой противоаварийной автоматики, сигнал в которую поступает при выходе контролируемых параметров за установленные пределы). Система технической диагностики может проектироваться как самостоятельная, так и в качестве подсистемы в рамках уже существующей информационно-измерительной системы предприятия.

**Достоверность диагностических измерений.** Важным моментом в определении диагностических параметров является периодичность их регистрации. Периодичность регистрации должна зависеть от скорости возможного образования и развития дефекта в любом контролируемом узле или детали объекта. При нормальном режиме работы оборудования процессы старения чрезвычайно медленны. Срок службы устанавливается исходя из старения наиболее критических узлов оборудования. Если принять установленный срок службы 40 лет, то для выявления степени старения достаточно было бы иметь периодичность около трех месяцев. При появлении дефектов процесс старения значительно ускоряется. Из числа выявленных на практике видов дефектов наиболее быстро развивающимися являются электрические разряды (частичные разряды). Результаты исследования этих процессов в изоляции маслонаполненных вводов 220 кВ и измерительных трансформаторов тока 500 кВ показывают, что минимальная периодичность регистрации диагностических параметров, характеризующих состояние электрической изоляции, может составлять 2 ч.

Число измеряемых диагностических параметров зависит от вида оборудования и степени развитости методов диагностирования. Так, 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.

Для более объективной оценки технического состояния целесообразно использовать

комплекс диагностических параметров. Однако использование этого комплекса в полном объеме может зависеть, в основном, от класса напряжения контролируемого объекта и мощности силового оборудования, в частности (авто)трансформаторов и реакторов. Если для оборудования 500–750 кВ указанный комплекс параметров вполне приемлем, то для оборудования 110 кВ он может быть избыточен по признаку технико-экономической неэффективности.

Средства и аппаратура, применяемые для контроля диагностических параметров, должны позволять надежно определять измеряемые параметры. Надзор над средствами технического диагностирования должны вести метрологические службы соответствующих уровней функционирования системы технического диагностирования и осуществлять его согласно положению о метрологической службе. Перечень средств, приборов и аппаратов, необходимых для технического диагностирования, устанавливается в соответствии с типом диагностируемой электроустановки.

Должна быть описана последовательность выполнения соответствующих измерений, экспертных оценок по всему комплексу диагностических параметров и характеристик, установленных для данной электроустановки представленных в диагностической карте. Содержание диагностической карты определяется типом электроустановки.

При выполнении операций диагностирования необходимо соблюдение всех требований и указаний ПУЭ, настоящих Правил, Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок, других отраслевых документов, а также ГОСТов по диагностированию и надежности. Конкретные ссылки должны быть сделаны в рабочих документах.

#### ***Техническая диагностика электрооборудования.***

**Понятие дефекта электрооборудования. Влияние дефектов оборудования на его работоспособность.** Электрооборудование в каждый момент времени может находиться в одном из двух состояний – исправном или неисправном. Исправное электрооборудование соответствует всем требованиям, установленным документацией. Неисправным электрооборудование считается в том случае, если оно не соответствует хотя бы одному из этих требований, т. е. когда в нем имеется один или несколько дефектов. Каждое несоответствие электрооборудования установленным требованиям называют *дефектом*.

Если в электрооборудовании имеется несколько дефектов, то часто наиболее ярко проявляется один, а все другие на его фоне не наблюдаются.

Если в электрооборудовании существует более одного дефекта, то к их поиску переходят после устранения первого и получения информации о существовании другого (других) дефекта.

Дефекты принято подразделять на явные и скрытые. *Явные дефекты* могут быть обнаружены предусмотренными документацией правилами, методами и средствами контроля. Остальные дефекты считаются *скрытыми* и обнаружить их можно в том случае, если применять средства контроля, не предусмотренные документацией.

Если наличие того или иного дефекта исключает использование электрооборудования по назначению, такой дефект (или дефекты) называют *критическим*. Наличие значительных дефектов ограничивает использование электрооборудования по назначению либо влияет на его долговечность.

Электрооборудование с малозначительными дефектами может без ограничений использоваться по назначению. Таким образом, наличие или отсутствие дефектов не всегда влияет на способность электрооборудования выполнять свои функции. Поэтому, как отмечалось выше, в дополнение к известным двум состояниям электрооборудования (исправное или неисправное) вводятся еще два – работоспособное и неработоспособное.

*Работоспособным* называют такое состояние электрооборудования, находясь в котором оно *способно выполнять заданные функции*, при этом значения контролируемых параметров остаются в установленных заранее пределах. Про работоспособное электрооборудование не всегда можно сказать, что оно исправно, но будучи исправным, оно

всегда работоспособно.

Из исправного состояния в неисправное электрооборудование переходит в результате события, называемого *повреждением*. При этом несущественное повреждение не влияет на его работоспособность, а существенные приводят к отказу – нарушению работоспособности. Таким образом, отказ электрооборудования может явиться следствием появления в нем дефектов, но не всегда наличие дефектов приводит к отказу.

В зависимости от последствий и причин соответственно различают частичные и полные, систематические и случайные отказы.

*Частичный отказ* не препятствует использованию электрооборудования по назначению, но ограничивает эффективность этого использования. После *полного отказа* использование электрооборудования по назначению становится невозможным.

*Систематические* отказы электрооборудования могут возникать при нарушении технологических процессов его изготовления, монтажа, настройки, эксплуатации и ремонта. Причины их возникновения могут быть установлены и устранены. Возникновение *случайных* отказов представляет собой естественное явление, вероятность появления которого определяется показателями надежности элементов и электрооборудования в целом и характерно для любого технического объекта.

Признаки, позволяющие установить факт нарушения работоспособности электрооборудования и тем самым отнести его фактическое состояние к одному из известных, называются *критериями отказа или дефекта* и задаются документацией в виде перечня параметров с указанием допустимых пределов их изменения – допусков. Уход параметра за пределы допуска является критерием, по которому узнают о неработоспособности электрооборудования. Конкретные изменения, происходящие в электрооборудовании (например, обрыв провода, неправильное соединение элементов между собой, замыкание токоведущих частей и т. п.), называют *характером отказа* или дефекта и подразделяют на электрические и неэлектрические.

После установления на основе критериев и характера отказа факта существования в электрооборудовании дефекта переходят к его поиску. Поиск дефектов в любом изделии может быть представлен совокупностью тех или иных проверок, в том числе разнообразных измерений, а также расчетов, выполняемых в определенной последовательности.

Проверки подразделяют на косвенные и непосредственные. *Косвенные* – позволяют найти дефект или ошибку без измерения каких-либо параметров по признакам, косвенно связанным с исправным или неисправным (работоспособным или неработоспособным) состоянием электрооборудования, а *непосредственные* помогают обнаружить дефект после измерения параметров или определения характеристик.

## ***Тема 1.2. Средства и методы контроля состояния оборудования***

Трудно найти физическое явление или процесс, которые не использовались бы для целей диагностики. Рассмотрим некоторые из них, нашедшие широкое применение в электроэнергетике.

*Физико-химические методы.* Энергетическое воздействие на изоляцию электрических устройств приводит к появлению в ней изменений на молекулярном уровне. Это происходит вне зависимости от типа изоляции и завершается химическими реакциями с образованием новых химических соединений, причем под действием электромагнитного поля, температуры, вибрации одновременно идут процессы разложения и синтеза. Анализируя количество и состав появляющихся новых химических соединений можно делать выводы о состоянии всех элементов изоляции. Наиболее просто это сделать с жидкой углеводородной изоляцией, каковой являются минеральные масла, так как все или почти все образовавшиеся новые химические соединения остаются в замкнутом объеме.

Преимуществом физико-химических методов диагностического контроля является их высокая точность и независимость от электрических, магнитных и электромагнитных

полей и от других энергетических воздействий, так как все исследования проводятся в физико-химических лабораториях. Недостатками этих методов является относительная дороговизна, и запаздывание от текущего времени, то есть неоперативный контроль.

Метод хроматографического контроля маслonaполненного оборудования. Этот метод основан на хроматографическом анализе различных газов, выделяющихся из масла и изоляции при дефектах внутри маслonaполненного электрооборудования. Алгоритмы определения дефектов на ранней стадии их возникновения, основанные на анализе состава и концентрации газов, являются распространенными, хорошо проработанными для диагностики маслonaполненного электрооборудования.

Оценка состояния маслonaполненного оборудования осуществляется на базе контроля:

- предельных концентраций газов;
- скорости нарастания концентраций газов;
- отношений концентраций газов.

Метод контроля диэлектрических характеристик изоляции. Метод основан на измерении диэлектрических характеристик, к которым относятся токи утечки, величины емкости, тангенс угла диэлектрических потерь ( $tg\delta$ ) и др. Абсолютные значения  $tg\delta$ , измеренные при напряжениях, близких к рабочему, а также его приращения при изменении испытательного напряжения, частоты и температуры, характеризуют качество и степень старения изоляции.

Для измерения  $tg\delta$  и емкости изоляции используются мосты переменного тока (мосты Шеринга). Метод используется для контроля высоковольтных измерительных трансформаторов и конденсаторов связи.

Метод инфракрасной термографии. Потери электрической энергии на нагрев элементов и узлов электрооборудования в процессе эксплуатации зависят от их технического состояния. Измеряя инфракрасное излучение, обусловленное нагревом, можно делать выводы о техническом состоянии электрооборудования. Невидимое инфракрасное излучение с помощью тепловизоров преобразуется в видимый человеком сигнал. Данный метод дистанционный, чувствительный, позволяющий регистрировать изменения температуры в доли градуса. Поэтому его показания сильно подвержены влияющим факторам, например, отражающей способности объекта измерения, температуре и состоянию окружающей среды, так как запыленность и влажность поглощают инфракрасное излучение, и др.

Оценка технического состояния элементов и узлов электрооборудования под нагрузкой производится либо сопоставлением температуры однотипных элементов и узлов (их излучение должно быть примерно одинаковым), либо по превышению допустимой температуры для данного элемента или узла. В последнем случае тепловизоры должны иметь встроенное оборудование для коррекции влияния температуры и параметров окружающей среды на результат измерения.

Периодичность обязательного тепловизионного обследования электрооборудования распределительных устройств:

- а) на напряжение 330-750 кВ – **ежегодно**;
- б) на напряжение 110-220 кВ – **раз в 2 года**;
- в) на напряжение 35 кВ и ниже – **раз в 3 года**.

Дефекты электроустановок, выявляемые в ходе проведения тепловизионной диагностики электрооборудования:

- **генераторы:** межлистовые замыкания статора, ухудшение паек обмоток, оценка теплового состояния щеточного аппарата, нарушение работы систем охлаждения статоров, проверка элементов системы возбуждения;
- **трансформаторы:** очаги возникновения магнитных полей рассеивания, образование застойных зон в баках трансформаторов за счет шламообразования, разбухания или смещения изоляции обмоток, неисправности маслосистемы, дефекты вводов, оценка эффективности работы систем охлаждения;

- **коммутационная аппаратура:** перегрев контактов токоведущих шин, рабочих и дугогасительных камер, состояние внутрикаковой изоляции, дефекты вводов, делительных конденсаторов, трещины опорнодержавных изоляторов;
- **маслонаполненные трансформаторы тока:** перегревы наружных и внутренних контактных соединений, ухудшение состояния внутренней изоляции обмоток;
- **вентильные разрядники и ограничители перенапряжений:** нарушение герметизации элементов, обрыв шунтирующих сопротивлений, неправильная комплектация элементов
- **конденсаторы:** пробой секций элементов;
- **линейные ВЧ заградители:** перегревы контактных соединений;
- **КРУ, КРУН, токопроводы:** перегревы контактных соединений выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, кабелей, токоведущих шин и т.п.;
- **кабельное хозяйство электростанций:** перегревы силовых кабелей, оценка пожароопасности кабелей;

– **воздушные линии электропередачи:** перегревы контактных соединений проводов.

Метод вибродиагностики. Для контроля технического состояния механических узлов электрооборудования используют связь параметров объекта (его массы и жесткости конструкции) со спектром частот собственной и вынужденной вибрации. Всякое изменение параметров объекта в процессе эксплуатации, в частности жесткости конструкции вследствие ее усталости и старения, вызывает изменение спектра. Чувствительность метода увеличивается с ростом информативных частот. Оценка состояния по смещению низкочастотных составляющих спектра менее эффективна.

Методы контроля частичных разрядов в изоляции. Процессы возникновения и развития дефектов изоляции, независимо от ее материала, сопровождаются появлением электрических или частичных разрядов, которые, в свою очередь, порождают электромагнитные (в радио и оптическом диапазонах) и звуковые волны. Интенсивность проявления разрядов зависит от температуры и влажности атмосферного воздуха и связана с наличием атмосферных осадков. Такая зависимость получаемой диагностической информации от атмосферных условий требует совмещать процедуру диагностирования интенсивности разрядов в подвесной изоляции ЛЭП с необходимостью обязательного контроля температуры и влажности окружающей среды.

Для контроля широко применяются все виды и диапазоны излучения. Метод акустической эмиссии работает в звуковом диапазоне. Известен метод контроля оптического излучения ПР с помощью электронно-оптического дефектоскопа. Он основан на регистрации пространственно-временного распределения яркости свечения и определении по ее характеру дефектных изоляторов. Для этих же целей с разной эффективностью применяют радиотехнический и ультразвуковой методы, а также метод контроля ультрафиолетового излучения с помощью электронно-оптического дефектоскопа «Филин».

Метод ультразвукового зондирования. Скорость распространения ультразвука в облучаемом объекте зависит от состояния объекта (наличия дефектов, трещин, коррозии). Это свойство используется для диагностики состояния бетона, древесины и металла, которые широко применяются в энергетике, например, в качестве материала опор.

## **Модуль 2. Диагностические характеристики.**

### **Тема 2.1. Изменение состояния электрооборудования.**

Состояние объекта диагностики оценивается по диагностическим признакам (ДП). Диагностическим признаком называют параметр или характеристику, используемую при диагностировании и несущую информацию об изменении состояния электрооборудования.

Каждое испытание относится к определенным категориям контроля. Примем следующие условные обозначения категорий контроля (согласно РД 34.45-51.300-97):

**П**– при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования и электрооборудования, прошедшего восстановительный или капитальный ремонт и реконструкцию на специализированном ремонтном предприятии;

**К**– при капитальном ремонте на энергопредприятии;

**С**– при среднем ремонте;

**Т**– при текущем ремонте;

**М**– между ремонтами.

При диагностировании определяют, каким воздействиям необходимо подвергнуть электрооборудование для предотвращения отказов и восстановления уровня его работоспособности. К таким воздействиям относят регулировки, ремонт или замену деталей и узлов, пропитку обмоток, сушку изоляции, окраску поверхностей, обкатку, т. е. операции, направленные на повышение или восстановление ресурса отдельных деталей и узлов и электрооборудования в целом. Следовательно, диагностирование является составной частью процесса управления техническим состоянием электрооборудования, цель которого – сохранение высокой надежности (долговечности и безотказности) электрооборудования в процессе эксплуатации при минимальных затратах.

При применении новой формы системы ППР по состоянию (по данным диагностирования) в качестве управляющих используют следующие показатели: наработку между диагностированиями, допустимые без технических воздействий отклонения параметров состояния, погрешность измерения, остаточный ресурс.

На рис. 2 показаны линейные зависимости изменения параметра состояния элементов, имеющих разные скорости изменения от наработки. Следует отметить, что скорость изменения параметров состояния даже одного и того же элемента в разных машинах различная, так как отражает влияние технологии изготовления, режимов работы и условий эксплуатации. В связи с этим на практике всегда наблюдается разброс значений параметров.

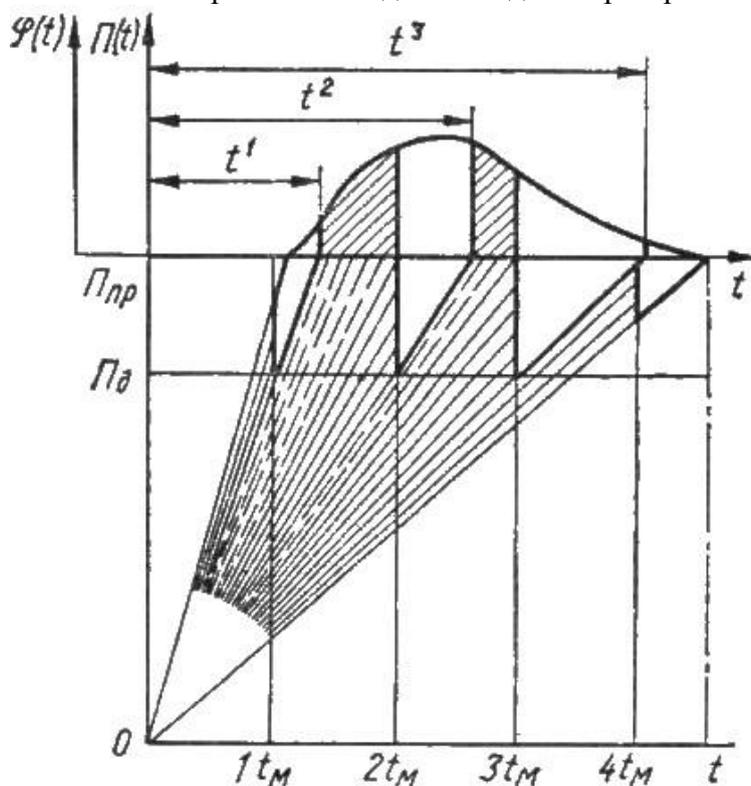


Рис. 2. Зависимости изменения параметра технического состояния от наработки элементов и плотность распределения  $\Pi(t)$  — изменение параметра;  $\varphi(t)$  — плотность распределения).

При достижении параметром предельного состояния, т. е. когда линии зависимостей изменения параметров от наработки пересекают прямую, проведенную из точки  $P_{пр}$  параллельно оси абсцисс, наступает отказ объекта.

Часть элементов, зависимости изменения износа которых на рис. 2 изображены штриховыми линиями, при установленной межконтрольной наработке  $t_m$  достигают предельного значения износа или до проведения ремонта, или до проведения следующего контроля. Эти детали приведут к отказу объекта в процессе эксплуатации.

В большинстве случаев износы не достигают предельной величины, так как элементы заменяют или ремонтируют в моменты времени  $1t, 2t, 3t, \dots$ , если значения их параметров при измерениях превысят допустимое значение управляющего показателя (на рис. 2 параллельная оси абсцисс прямая, проведенная из точки  $P_d$ ).

Из данных рис. 2 видно, что при этом уменьшается число случаев достижения параметром предельного значения (уменьшается вероятность наступления отказа), однако в связи с преждевременной заменой снижается ресурс (срок службы) элементов.

При увеличении межконтрольной наработки (уменьшении числа диагностирований) увеличивается вероятность отказа, если соответствующее допустимое значение параметра  $P_d$  оставить без изменения. При уменьшении значений  $P_d$  у большого числа элементов не будет использован технический ресурс. При уменьшении межконтрольной наработки (увеличении числа диагностирований) вероятность отказа элементов понижается. Если допустимое значение параметра  $P_d$  оставить без изменения, то увеличится число элементов, которые будут заменены и не используют свой технический ресурс. При увеличении значения  $P_d$  использованный технический ресурс элементов в этом случае также увеличится.

Таким образом, техническим состоянием элементов можно управлять с помощью показателя «Допустимое значение износа» наряду с другими управляющими показателями.

Следует отметить, что с увеличением межконтрольной наработки затраты на диагностирование уменьшаются, но при этом возрастают затраты на устранение отказов и ущерб из-за отказов и недоиспользования ресурса деталей. При уменьшении межконтрольной наработки наблюдается обратная картина. Следовательно, связь между управляющими и управляемыми показателями должна отвечать условию оптимизации суммарных затрат на эксплуатацию и ущерба от отказов, в связи с чем минимальным приведенным удельным затратам на эксплуатацию и диагностирование должны соответствовать оптимальные показатели надежности работающего оборудования.

Кроме того, для управления техническим состоянием электрооборудования необходимо знать динамику изменения параметров состояния элементов, связь между показателями скорости изменения параметров и вероятностью отказов, средним ресурсом элемента по контролируемому параметру и другие показатели.

При управлении техническим состоянием с помощью диагностирования получают информацию о техническом состоянии электрооборудования, проводят обработку и анализ информации и готовят решение. Основная информация о техническом состоянии электрооборудования поступает при измерении диагностических параметров. Обработку и анализ информации проводят преобразованием полученных при диагностировании сигналов и величин, а также их сравнением с допустимыми и номинальными значениями. Принятие решения о воздействиях на электрооборудование проводят на основании сравнения результатов измерения диагностических сигналов с их допустимыми значениями. По этим данным определяют, каким конкретным ремонтным или иным воздействиям необходимо подвергнуть электрооборудование и в какие сроки.

### Физические основы прогнозирования технического состояния электрооборудования

Детали и узлы электрооборудования при эксплуатации изнашиваются и стареют, причем интенсивность изнашивания и старения зависит от многих факторов. Так, интенсивность изнашивания и старения

изоляционных конструкций электрических машин зависит не только от продолжительности работы и свойств применяемых материалов, но и от механических воздействий, температуры, воздействий внешней среды и др.

Несмотря на то, что на каждую отдельную электрическую машину или аппарат воздействует определенное, присущее только данной машине или аппарату сочетание факторов, обуславливающих ту или иную скорость потери эксплуатационных свойств, результаты воздействия каждого фактора на потерю свойств подчиняются определенному закону. Так, влияние на скорость процессов старения изоляции рабочей температуры можно выразить зависимостью скорости химических реакций от температуры по уравнению Вант Гоффа – Аррениуса.

$$V_2 = V_1 \cdot \gamma^{\frac{T_2 - T_1}{10}}$$

где  $V_2$  – скорость реакции при температуре  $T_2$ ,  $V_1$  – скорость реакции при температуре  $T_1$ ,  $\gamma$  – температурный коэффициент реакции (если он равен 2, например, то скорость реакции будет увеличиваться в 2 раза при повышении температуры на 10 градусов). Следует помнить, что правило Вант-Гоффа применимо только для реакций с энергией активации 60-120 кДж/моль в температурном диапазоне 10-400 °С. Правилу Вант-Гоффа также не подчиняются реакции, в которых принимают участие громоздкие молекулы, например, белки в биологических системах.

Механические напряжения, которым подвергаются материалы изоляционной конструкции электрооборудования как в процессе изготовления, так и при эксплуатации, также приводят к старению изоляции. Уменьшение срока службы изоляции под воздействием механических напряжений и при изменении структуры материала подчиняется определенному закону.

Так, в соответствии с формулой Журкова долговечность, напряжение материала и температура изоляционного материала связаны зависимостью:

$$\tau = \tau_0 e^{\frac{U_0 - \gamma \sigma}{r \theta}}$$

где  $\tau$  – долговечность;  $\tau_0$  – постоянная;  $\sigma$  – напряжение;  $\theta$  – абсолютная температура;  $r$  – газовая постоянная;  $U_0$  – энергия активации разрушения при отсутствии механических напряжений;  $\gamma$  – постоянная, характеризующая влияние структуры на распределение напряжений в материале.

Следует отметить, что срок службы изоляции может значительно изменяться не только под воздействием механических напряжений и температуры, но и под воздействием других факторов.

Таким образом, происходящие в изоляции электрооборудования физические и химические процессы подчиняются определенным законам, что обуславливает возможность с определенной степенью точности заранее предсказывать (прогнозировать) на основании данных соответствующих измерений техническое состояние изоляции в будущем.

В работах многих исследователей показано, что износ деталей в сопряжениях машин и механизмов пропорционален работе сил трения, т. е. произведению сил нормального давления на коэффициент трения и путь действия сил трения. В свою очередь каждый из множителей зависит от ряда факторов. Сила нормального давления зависит в основном от нагрузки машины или от режима ее работы, коэффициент трения – от состояния поверхностей трения и качества смазки, путь действия сил трения – в основном от продолжительности работы при заданных режимах. Это положение распространяется и на детали механической части электрооборудования.

Можно сделать вывод, что физико-химические процессы изменения свойств и размеров деталей и узлов механической части электрических машин и аппаратов также

подчиняются определенным законам и их техническое состояние с определенной степенью точности можно прогнозировать.

**Прогнозирование технического состояния электрооборудования**, т.е. процесс предсказания изменения параметров в будущем, является сравнительно трудной технической задачей. Это связано с тем, что на техническое состояние даже однотипных деталей и узлов электрооборудования влияет сочетание большого числа факторов, часть из которых трудно учесть.

По условиям технологии производства детали и узлы электрических машин и аппаратов, как и прочих технических устройств, изготавливаются с определенными допусками по размерам, химическому и структурному составам материалов. Это также оказывает влияние на интенсивность износа или старения деталей и узлов. Кроме того, на интенсивность износа деталей и узлов электрооборудования существенно влияет организация и периодичность технического обслуживания и текущего ремонта. Если техническое обслуживание и ремонты проводят нерегулярно или вообще не проводят, скорость износа узлов и деталей значительно увеличивается и износы быстро достигают своих предельных значений. В результате все перечисленные выше факторы влияют на достоверность прогнозирования работы электрооборудования.

Следует отметить, что разработанные до настоящего времени методы прогнозирования не дают возможность предсказывать внезапные отказы, т. е. отказы, характеризующиеся скачкообразным изменением параметров состояния детали или узла электрооборудования до предельного значения. Прогнозировать с определенной степенью точности можно постепенные отказы, характеризующиеся постепенным изменением параметров технического состояния и обусловленные износом или старением материала деталей или узлов электрооборудования.

Износ и старение – это процессы, характеризующие изменение технического состояния электрооборудования во времени. Они отражают изменения, происходящие в электрооборудовании и приводящие к ухудшению его свойств. Такое ухудшение свойств при эксплуатации обуславливает наличие детерминированной (определяющей) составляющей в процессах износа и старения деталей и узлов. Влияние большого числа различных факторов приводит к ускорению или к замедлению процессов износа или старения во времени, т. е. накладывает на процесс случайную составляющую. Поэтому принимают, что процессы износа и старения деталей и узлов в основном содержат детерминированную и случайную составляющие. Влияние каждой из этих составляющих для каждого конкретного случая может быть преобладающим, что отражается на характере процесса износа или старения.

Основной задачей прогнозирования является определение остаточного ресурса элементов электрических машин и аппаратов. Задачами прогнозирования в процессе эксплуатации электрооборудования являются: сокращение трудоемкости и стоимости работ, выполняемых при текущих ремонтах, так как они проводятся только при необходимости, т. е. при полном исчерпании ресурса деталей и узлов; определение сроков регулировочных и ремонтных работ, а при полной выработке ресурса – сроков замены электрооборудования; определение потребного числа запасных частей; сокращение сроков нахождения электрооборудования в ремонте (так как будут известны элементы и узлы, подлежащие ремонту или замене); установление сроков (периодичности) проведения диагностирования; проверка качества выполнения регулировочных и ремонтных работ.

В соответствии с ГОСТ 13377–75 «Надежность в технике. Термины и определения» ресурс – это наработка объекта от начала эксплуатации или ее возобновления после ремонта до наступления предельного состояния, т. е. когда дальнейшая эксплуатация должна быть прекращена исходя из требований техники безопасности или экономических соображений.

Обычно при достижении предельного состояния данная деталь или узел электрической машины и аппарата подлежат ремонту (восстановлению) или списанию.

Если рассматривать ресурс работы электрической машины или аппарата, то их отказ или угроза отказа обычно наступает по вине одной-двух деталей или узла, что связано с

нереальной прочностью и с разной износостойкостью деталей и узлов электрооборудования. Конструкцией электрооборудования обычно предусматривается несложная замена части быстроизнашивающихся деталей, например, щеток электрических машин, которые заменяют при техническом обслуживании. Для замены других деталей и узлов (например, подшипников) электрооборудование подлежит разборке. После замены или ремонта деталей, исчерпавших ресурс работы, электрическая машина вновь становится работоспособной и имеет определенный запас времени работы до следующей угрозы потери работоспособности. В технике наиболее часто при определении ресурса пользуются такими терминами, как доремонтный, межремонтный, остаточный и использованный ресурс. Доремонтный ресурс характеризуется наработкой новой электрической машины или аппарата от начала эксплуатации до 1-го ремонта, а межремонтный – наработкой между ремонтами. При прогнозировании обычно определяется остаточный ресурс, т.е. наработка электрооборудования от момента диагностирования (контроля) до предельного состояния, оговоренного технической документацией. Использованный ресурс характеризуется наработкой электрооборудования после изготовления или ремонта до момента диагностирования (контроля).

Определение остаточного ресурса электрооборудования позволяет объективно определить момент необходимости ремонтного воздействия, отвечающего наиболее полному использованию ресурса деталями и узлами.

Для ориентировочного сравнения технического состояния элементов диагностируемой машины или аппарата, которые характеризуются различными диагностическими параметрами, можно пользоваться понятием коэффициента технического ресурса. С помощью этого коэффициента оценивают остаточный ресурс детали, сопряжения или узла. Для параметров, абсолютные значения которых увеличиваются в процессе эксплуатации оборудования, коэффициент технического ресурса вычисляется по формуле:

$$k_{\text{ост}} = (P_{\text{п}} - P_{\text{н}}) / (P_{\text{п}} - P_{\text{н}})$$

где  $P_{\text{п}}$  – предельное значение параметра;  $P_{\text{н}}$  – номинальное значение параметра;  $P_{\text{н}}$  – измеренное значение параметра.

Если в процессе эксплуатации значение параметра уменьшается, то коэффициент остаточного ресурса определяется выражением:

$$k_{\text{ост}} = (P_{\text{н}} - P_{\text{п}}) / (P_{\text{н}} - P_{\text{п}})$$

Для нового элемента узла или машины  $k_{\text{ост}} = 1$ , а для полностью исчерпавших свой ресурс  $k_{\text{ост}} = 0$ . С наибольшей точностью коэффициент ресурса характеризует техническое состояние объекта диагностирования, когда измеряемый диагностический параметр изменяется в процессе эксплуатации по линейному закону.

## ***Тема 2.2. Диагностические характеристики, основанные на измерении электромагнитных параметров.***

Определение коэффициента трансформации. Проверка коэффициента трансформации относится к категориям контроля **П** и **К** (см. тему 2.1.).

Коэффициентом трансформации ( $K$ ) называется отношение напряжения обмотки ВН к

напряжению обмотки НН при холостом ходе трансформатора:

$$K = \left( \frac{W_{\text{ВН}}}{W_{\text{НН}}} \right) \approx \left( \frac{E_{\text{ВН}}}{E_{\text{НН}}} \right) = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}$$

Для трехобмоточных трансформаторов коэффициентом трансформации является отношение напряжений обмоток ВН/СН, ВН/НН и СН/НН.

Значение коэффициента трансформации позволяет проверить правильное число витков обмоток трансформатора, поэтому его определяют на всех ответвлениях обмоток и

для всех фаз. Эти измерения, кроме проверки самого коэффициента трансформации, дают возможность проверить правильность установки переключателя напряжения на соответствующих ступенях, а также целость обмоток.

Если трансформатор монтируется без вскрытия и при этом ряд ответвлений, недоступен для измерений, определение коэффициента трансформации производится только для доступных ответвлений.

При испытании трехобмоточных трансформаторов коэффициент трансформации достаточно проверить для двух пар обмоток, причем измерения рекомендуется проводить на тех обмотках, для которых напряжение короткого замыкания наименьшее.

В паспорте каждого трансформатора даются номинальные напряжения обеих обмоток, относящиеся к режиму холостого хода. Поэтому номинальный коэффициент трансформации можно легко определить по их отношению.

Измеренный коэффициент трансформации на всех ступенях переключателя ответвлений не должен отличаться более чем на 2 % от коэффициента трансформации на том же ответвлении на других фазах или от паспортных данных, или от данных предыдущих измерений. В случае более значительного отклонения должна быть выяснена его причина. При отсутствии виткового замыкания трансформатор может быть введен в работу.

Коэффициент трансформации определяют следующими методами:

- двух вольтметров;
- моста переменного тока;
- постоянного тока;
- образцового (стандартного) трансформатора и др.

Для случая холостого хода активное и реактивное падение напряжения в питаемой обмотке крайне незначительны, и можно считать с достаточной степенью точности, что э.д.с. обмотки равна приложенному напряжению; тогда коэффициентом трансформации определяется как:

$$K = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \approx \frac{E_{ВН}}{E_{НН}} = \frac{4,44 f \omega_{ВН} \Phi \cdot 10^{-8}}{4,44 f \omega_{НН} \Phi \cdot 10^{-8}} = \frac{\omega_{ВН}}{\omega_{НН}}$$

Следовательно, определением коэффициента трансформации проверяется правильность числа витков обмоток трансформатора.

Коэффициентом трансформации определяют на всех регулировочных ответвлениях обмоток и на всех фазах.

**Методика проверки.** Рассматривается метод двух вольтметров. На вводы обмотки НН трансформатора подают напряжение переменного тока обычно 100–400 В. Если трансформатор трехфазный, подают симметричное напряжение на все три фазы.

Схема измерения коэффициента трансформации трехфазного двухобмоточного трансформатора методом двух вольтметров показана на рис. 3.

С помощью вольтметров  $V_1$  и  $V_2$  с переключателями измеряют напряжения на сторонах ВН и НН на всех ступенях напряжения, а затем определяют коэффициент трансформации для всех фаз и ступеней.

Проверка производится при всех положениях переключателей ответвлений.

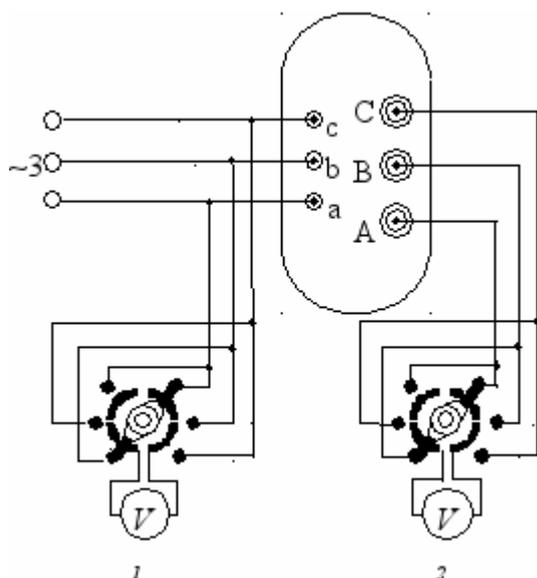


Рис. 3. Схема измерения коэффициента трансформации

При определении коэффициента трансформации с питанием от отдельного генератора напряжение устанавливается плавным подъемом до нужной величины. После того как будет точно установлено напряжение на обмотке НН, производят отсчет напряжения и на обмотке ВН. При измерении больших величин коэффициента трансформации (порядка 30 и более) для вольтметра обмотки ВН применяют добавочное сопротивление или трансформатор напряжения нужного класса точности (0.2-0.1).

При испытании трехфазных трансформаторов одновременно измеряют линейные напряжения на обеих проверяемых обмотках.

Измерение тока и потерь холостого хода. Измерение потерь холостого хода относится к категориям контроля **П**, **К** и **М** (см. тему 1.2.).

Образование токопроводящих замкнутых контуров вокруг основного магнитного потока или его части вызывает местные нагревы, а в ряде случаев и искрения.

При нарушении межлистовой изоляции пластин магнитопровода, а также при замыкании этих пластин токопроводящими частицами или предметами, в магнитопроводе возникает короткозамкнутый контур для вихревых токов. Эти токи вызывают местный нагрев магнитопровода, чем ускоряют дальнейшее разрушение изоляции пластин. Развитие процесса может привести к **“пожару в стали”** и повреждению трансформатора (рис.4).

При нарушении изоляции металлических элементов крепления активной части трансформатора и (или) неправильном выполнении заземления элементов трансформатора возникает замкнутый токопроводящий контур вокруг основного магнитного потока. В этом случае в местах неплотного контакта между собой элементов этого контура могут возникнуть местные нагревы и искрения.

Замыкание между витками обмоток, если оно является коротким, вызывает интенсивное выделение тепловой энергии и быстрое срабатывание защиты трансформатора, действующей на его отключение. При переключении проводов в многопараллельных обмотках, а также при замыкании между витками обмоток через повышенное переходное сопротивление, наблюдается местный нагрев обмоток, который с течением времени приводит к разрушению изоляции и в конечном итоге - к короткому витковому замыканию.

Все вышеперечисленные дефекты, связанные с образованием токопроводящих замкнутых контуров вокруг основного магнитного потока или его части, вызывают увеличение потерь ХХ.

В трехфазном трансформаторе при измерении потерь ХХ проводят три опыта с приведением трехфазного трансформатора к однофазному путем замыкания накоротко одной из его фаз и возбуждения двух других. Замыкание накоротко одной из его фаз (или,

что то же, закорачивание одной из его обмоток) делается для того, чтобы не иметь магнитного потока в этой фазе, а следовательно, не иметь в ней никаких потерь.



Рис. 4. "Пожар в стали" магнитопровода

Например, если накоротко замкнуть фазу *c* и подавать напряжение на фазы *a* и *b* обмотки НН, то измеряемые потери будут характеризовать потерю энергии на возбуждение фаз *a* и *b* (рис.5).

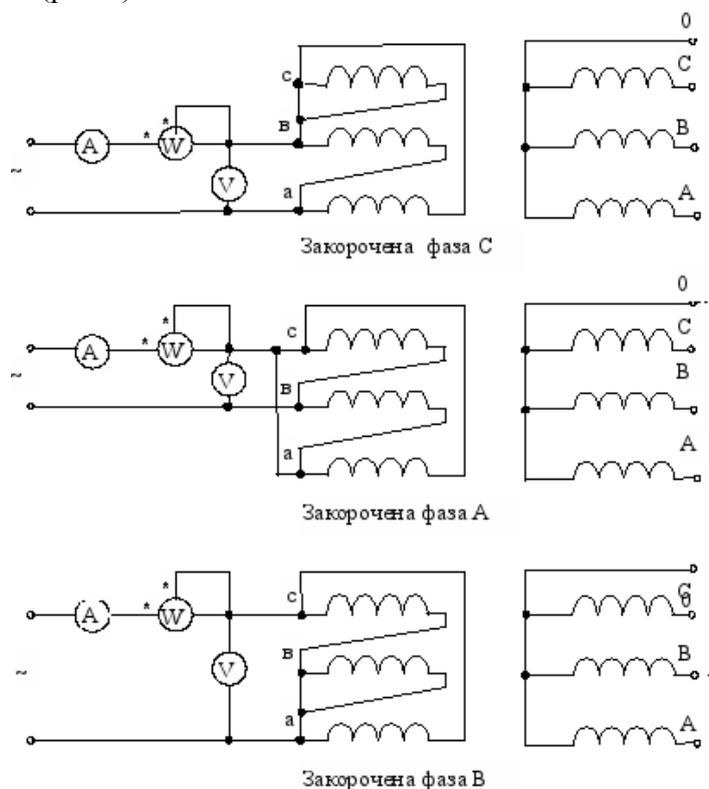


Рис. 5. Измерение потерь ХХ при малом возбуждении с последовательным закорачиванием фаз. Измерения в процессе эксплуатации производятся при комплексных испытаниях трансформатора. Отличие измеренных значений от исходных данных не должно превышать 30%.

Обозначим эти потери с учетом замыкаемой фазы, как  $P_C$ . При отсутствии дефектов в трансформаторе потери  $P_A$  и  $P_C$ , измеренные при последовательном замыкании накоротко крайних фаз  $a$  и  $c$ , будут практически одинаковыми (отличие не более 2 - 3 %), а потери  $P_B$ , измеренные при замыкании средней фазы  $b$ , будут превышать потери  $P_A$  или  $P_C$  на 35 - 40 %. Это объясняется различной длиной пути замыкания магнитного потока при возбуждении трансформатора по указанным схемам измерения. Зная потери в разных фазах можно сравнить их и убедиться, что трансформатор имеет правильное соотношение потерь и не имеет дефектов.

При возникновении какого-либо короткозамкнутого витка вокруг основного магнитного потока одного из стержней магнитопровода соотношение потерь, измеренных по этим схемам, изменится, причем появление короткозамкнутого витка вызывает увеличение потерь, поэтому дефектной будет та фаза, при закорачивании которой будут измерены наименьшие потери. Эта закономерность используется для выявления дефектной фазы.

Вышеперечисленные дефекты могут возникнуть при монтаже или капитальном ремонте трансформатора. Поэтому в нормативных документах предлагается измерять потери ХХ при приемосдаточных испытаниях и после капитального ремонта.

У трехфазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию и при капитальном ремонте соотношение потерь на разных фазах не должно отличаться от соотношений, приведенных в протоколе заводских испытаний (паспорте), более чем на 5%.

У однофазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию отличие измеренных значений потерь от исходных не должно превышать 10%.

Перед включением трансформаторов на параллельную работу целесообразно проверить их исправность весьма несложными измерениями. ГОСТ 3484-55 дает два метода проверки измерением потерь холостого хода при малом напряжении:

- измерение потерь с приведением их к номинальному напряжению и сравнение распределения потерь с данными заводских испытаний;
- измерение потерь без приведения их к номинальному напряжению и сравнение распределения потерь по отдельным фазам трансформатора.

Измерение потерь холостого хода при малом напряжении производится на заводе для определения следующих дефектов в обмотках:

- металлических замыканий между соседними витками («витковое»);
- замыканий между параллельными проводами в непрерывных обмотках (например, в местах транспозиции);
- неодинаковое число витков в параллельно включенных цепях.

В условиях же монтажа и эксплуатации это испытание служит также для определения потерь холостого хода при номинальном напряжении.

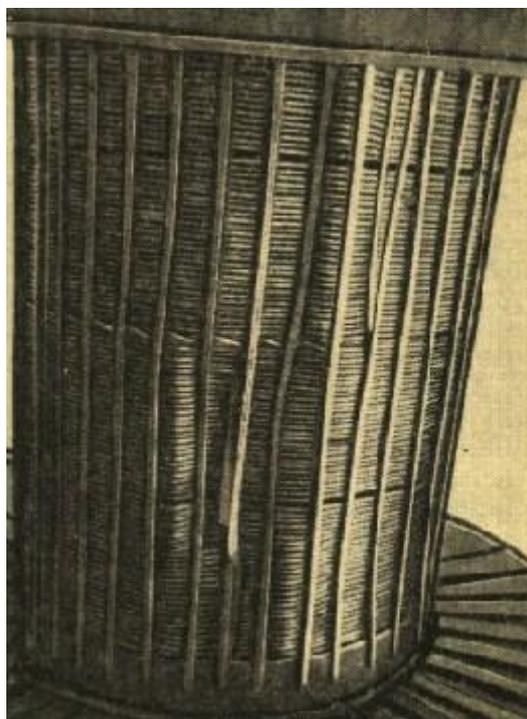
Измерение сопротивления короткого замыкания. Измерение сопротивлений короткого замыкания относится к категориям контроля **П**, **К** и **М** (см. тему 2.1).

Нарушение геометрии обмоток силового трансформатора в результате механических воздействий при протекании больших токов или нарушения механизма прессовки является серьезным дефектом, приводящим к отказам из-за витковых замыканий или потери устойчивости обмотки.

При протекании по обмоткам трансформатора больших токов (например, токов внешних КЗ) возникают электродинамические силы, которые могут вызвать деформацию отдельных проводников, катушек или всей обмотки (рис. 6). Вероятность повреждений при таких воздействиях зависит не только от значения тока, но и от числа внешних КЗ, создавших броски тока через трансформатор. Ослабление усилий прессовки приводит к повышенным вибрациям обмотки и как следствие к витковым замыканиям из-за истирания изоляции.

К числу опасных дефектов относятся осевые смещения отдельных катушек и радиальные их деформации. Более 80% повреждений мощных трансформаторов при коротких замыканиях связано с потерей радиальной устойчивости обмоток. Важно уста-

новить именно начальные деформации обмоток, чтобы своевременно предотвратить аварийный выход трансформатора из строя с разрушениями, значительно удорожающими ремонт и затрудняющими определение причины аварии. Основным параметром, характеризующим деформацию обмоток, является сопротивление КЗ трансформатора  $Z_k$ . По изменению  $Z_k$  можно определить степень деформации обмоток. Допустимое изменение  $Z_k$  зависит от конструкции и технологии изготовления обмоток. Периодическое измерение позволит своевременно выявить повреждение трансформатора и вывести его в ремонт.



*Рис. 6. Пример деформации обмотки*

Рекомендуется:

1. Выполнять измерение  $Z_k$  на всех трансформаторах и автотрансформаторах мощностью 63 МВА и более, класса напряжения 110 кВ и выше:

- перед вводом в эксплуатацию;
- при капитальных ремонтах;
- после протекания через трансформатор токов 0.7 и более расчетного тока КЗ трансформатора.

2. Сравнить измеренные значения  $Z_k$  с базовыми. В качестве базового значения  $Z_k$  следует принимать значение, измеренное на местах установки при вводе трансформаторов в эксплуатацию, а при его отсутствии - значение  $Z_k$ , вычисленное по паспортным значениям напряжения КЗ ( $U_k$ ), %.

#### Измерение потерь короткого замыкания.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току. Измерение сопротивления обмоток постоянному току относится к категориям контроля **II** и **K** (см. тему 2.1.). Оно входит в обязательный объем заводских контрольных испытаний каждого трансформатора. Кроме того, при поступлении информации о неисправности трансформатора от средств непрерывного контроля или средств периодического контроля, выполняемого без отключения трансформатора, в ряде случаев выполняют измерение сопротивления обмоток постоянному току для уточнения характера и места дефекта.

Эти измерения позволяют проверить:

- качество соединений и паек, имеющих в обмотках;
- качество контактов в переключателях;
- отсутствие обрывов, правильность числа параллелей (отсутствие обрывов одной или нескольких параллелей в обмотках, намотанных из нескольких параллельных проводников);
- соответствие расчетной записке сечения и удельного сопротивления проводников.

Кроме этого, определение действительного сопротивления обмоток дает возможность вычислить потери трансформатора, привести потери, измеренные при опыте короткого замыкания, к номинальной температуре обмотки, а также найти добавочные потери, которые могут быть определены только вычислением при условии, если известны сопротивления обмоток.

### **Методика измерения сопротивления обмоток постоянному току.**

Нормы устанавливают основные требования к измерению сопротивления обмоток постоянному току при приемосдаточных испытаниях и при испытаниях после капитального ремонта:

*“Измерение производится на всех ответвлениях, если в заводском паспорте нет других указаний и если для этого не требуется выемка активной части. Значения сопротивлений не должны отличаться более чем на 2 % от значения сопротивления, полученного на соответствующих ответвлениях других фаз, или от значений заводских и предыдущих эксплуатационных испытаний, если нет особых оговорок в паспорте трансформатора”.*

Другой документ уточняет, что *“Величины сопротивлений трехфазных трансформаторов, полученные на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре не должны отличаться друг от друга более, чем на 2 %. Если в паспорте трансформатора из-за конструктивных особенностей есть запись о расхождении более 2 %, то необходимо руководствоваться величиной расхождения, указанной в паспорте. Полученные величины сопротивлений однофазных трансформаторов не должны отличаться более чем на 5 % от значений, указанных в паспорте трансформатора”.*

Из всех методов измерения сопротивлений обмоток в практике отечественных испытательных станций при испытании мощных трансформаторов нашли применение следующие два метода:

- измерение сопротивления методом вольтметра-амперметра;
- мостовой метод измерения сопротивлений.

Поскольку определяются малые относительные изменения контролируемого параметра (порядка 2 %), то требуется свести к минимуму возможные погрешности метода.

Погрешности вызваны:

- влиянием внутренних сопротивлений приборов и их погрешностей;
- влиянием переходного контакта в месте подключения прибора к обмотке;
- различием в температурах сопротивлений обмоток.

При измерении сопротивления обмоток методом амперметра-вольтметра приборы должны быть класса точности 0,5 и 0,2. Определять весьма малые сопротивления обмотки НН, когда требуется обеспечить высокую точность измерений до 0,00001 Ом, можно мостовым методом.

При подключении проводов к измеряемому сопротивлению должно быть обеспечено высокое качество контактов. Контакты должны быть надежными, плоскими, а поверхности их - чистыми от жира, ржавчины и краски. Плохой контакт может дать дополнительное сопротивление порядка 0,001 Ом. Если измеряемое сопротивление, например обмотки НН мощного трансформатора, составляет 0,003 - 0,004 Ом, то наличие такого контакта может исказить результаты измерений на 25 - 30 %.

За температуру обмотки трансформатора, находящегося в течение достаточно длительного времени в отключенном состоянии в условиях окружающей среды с практически неизменной температурой, предлагается принимать температуру окружающей среды - воздуха.

За температуру обмотки длительно отключенного трансформатора во всех случаях допускается принимать температуру верхних слоев масла в трансформаторе.

Пересчет сопротивлений обмоток с одной температуры ( $t_1$ ) на другую ( $t_2$ ) может быть произведен по выражениям:

$$R_2 = R_1 \cdot \frac{235 + t_2}{235 + t_1} \quad (\text{для меди})$$

$$R_2 = R_1 \cdot \frac{245 + t_2}{245 + t_1} \quad (\text{для алюминия})$$

Обычно сопротивления обмоток приводят к расчетной температуре ( $75^\circ\text{C}$  или  $20^\circ\text{C}$ ) или к температуре заводских испытаний.

Измерение сопротивлений производят на всех обмотках и всех ступенях регулирования. Измеряют линейные сопротивления (между линейными вводами) для всех доступных ответвлений обмоток всех фаз. При наличии нулевого ввода измеряют дополнительно одно из фазных сопротивлений (между нулевым и одним из линейных вводов).

При доступности нулевого ввода вместо измерения линейных сопротивлений допускается измерение фазных сопротивлений, но при условии, что сопротивление нулевого ввода не превышает 2 % фазного сопротивления обмотки. В этом случае сопротивление цепи нулевого ввода может быть определено дополнительным измерением одного из линейных сопротивлений.

У трансформаторов с параллельными ветвями обмотки ВН, выведенными на крышку, следует измерить сопротивление каждой ветви.

### **Оценка состояния трансформатора по результатам измерения сопротивления обмоток постоянному току.**

**Монтажные испытания и испытания после капитального ремонта.** Измерение сопротивления обмоток постоянному току производится в обязательном порядке после монтажа и капитального ремонта трансформатора. Наиболее вероятными дефектами являются плохой контакт в переключающем устройстве и неправильное присоединение отводов к переключающему устройству. В результатах измерения сопротивления обмоток постоянному току при этих дефектах наблюдается значительный разброс показаний на разных ступенях переключающего устройства.

Наиболее частым дефектом является плохой контакт в переключающем устройстве. Этот дефект может быть обнаружен только при измерении сопротивления. Были случаи, когда при определении коэффициента трансформации и при ряде других измерений этот дефект не был обнаружен и только измерением сопротивления удавалось его установить.

Неправильное присоединение отводов к переключающему устройству наблюдается при испытаниях после ремонта. На работающем трансформаторе такого дефекта не бывает.

Измерение сопротивления изоляции обмоток относится к категориям контроля **П, К, Т** и **М** (см. тему 2.1). При приложении постоянного напряжения к выводам обмоток их измеряемое сопротивление изоляции изменяется во времени и, как правило, через 60 с достигает постоянного значения, которое обозначают  $R_{60}$  (рис 7) .

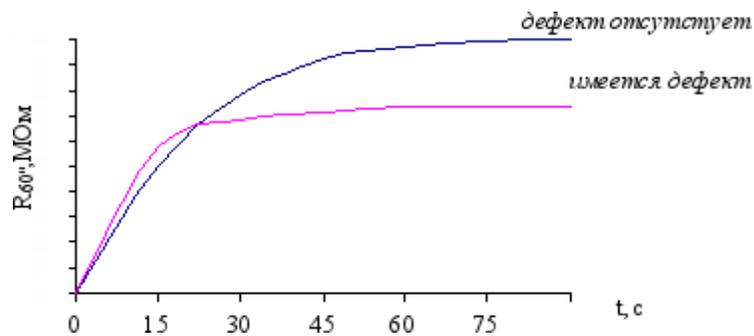


Рис. 7.

По методу измерения сопротивления  $R_{60^\circ}$  наиболее эффективно выявляются дефекты, приводящие к увеличению тока сквозной проводимости изоляции. Этот ток при приложении постоянного напряжения к изоляции устанавливается практически мгновенно и во времени не изменяется. Сквозной ток обуславливается как повышением наружной проводимости изоляции, так и наличием в ней путей сквозной утечки. Эффективно выявляемыми дефектами являются:

- местные увлажнения изоляции;
- загрязнения изоляции;
- повреждения изоляции;
- попадание в изоляционный промежуток токопроводящих элементов (металлической стружки, следов от графита карандаша и т.д.).

Характерными видами этих дефектов являются увлажнение и загрязнение:

- верхней и нижней ярмовой изоляции;
- изоляционной плиты и изоляционных участков приводных валов РПН;
- нижней фарфоровой юбки вводов и др.

По методу измерения сопротивления  $R_{60^\circ}$  недостаточно эффективно выявляются:

- местные увлажнения и загрязнения участков изоляции, расположенных на значительном расстоянии от заземленных частей (лучше определяются по методу измерения  $\text{tg } \delta$  изоляции обмоток);
- увлажнение изоляции, при котором основная масса влаги сосредоточена во внутренних слоях изоляции (лучше определяется измерением  $\text{tg } \delta$  изоляции обмоток);
- места неоднородности изоляции, например, вследствие наличия в ней воздушных пузырьков (лучше определяется методом частичных разрядов).

Таким образом, метод измерения сопротивления  $R_{60^\circ}$  позволяет выполнить лишь грубую оценку усредненного состояния изоляции, для случая ее изменения, главным образом, под действием увлажнения и загрязнения. Однако, метод является наиболее простым и доступным и он находит широкое применение при необходимости быстрой оценки состояния изоляции, например, перед включением оборудования под напряжение.

При оценке сопротивления  $R_{60^\circ}$  следует иметь в виду, что оно в значительной степени зависит от факторов, непосредственно не связанных с увлажнением и загрязнением изоляции, таких, например, как свойства залитого при монтаже масла, метода нагрева трансформатора и распределения температур внутри бака и др.

Значение сопротивления  $R_{60^\circ}$  дает представление о среднем состоянии всей изоляции, подвергнутой испытанию (т.е. о суммарном сопротивлении изоляции). Измерением сопротивления  $R_{60^\circ}$  местные и сосредоточенные дефекты в изоляции большого объема обнаруживаются плохо. В этом отношении можно расширить возможности метода. На рис.3.2 показаны участки изоляции двухобмоточного трансформатора при измерении сопротивления  $R_{60^\circ}$  по схемам, приведенным в методике измерения.

При помощи расчетов можно определить поврежденный участок изоляции, что иногда делают для уточнения места ухудшения изоляции.

Абсолютные значения сопротивления изоляции  $R_{60}$  не всегда определяют степень увлажнения трансформатора, поэтому дополнительной характеристикой служит коэффициент абсорбции Кабс, который представляет собой отношение сопротивления изоляции, измеренного за 60 с, к сопротивлению, измеренному за 15 с.

### ***Тема 2.3. Диагностические характеристики, основанные на определении химического состава.***

Газохроматографический анализ. Хроматографический анализ газов, растворенных в масле относится к категориям контроля **П** и **М**.

В процессе старения изоляция трансформатора претерпевает ряд физико-химических изменений. При этом выделяются продукты разложения – твердые, жидкие и газообразные вещества. Твердые изоляционные материалы на основе целлюлозы (бумага, картон) при медленном старении выделяют газы; в их числе водород и низкомолекулярные углеводороды, а также окись и двуокись углерода, образующиеся при окислении целлюлозы. Газы образуются также и при старении масла, причем интенсивность газовой выделению зависит от напряженности электрического поля и химического состава масла.

Газовыделение зависит от режима работы объекта, продолжительности эксплуатации, примененных в нем материалов и ряда других не всегда легко учитываемых факторов. В числе выделяющихся газов, кроме окиси СО и двуокиси углерода СО<sub>2</sub>, имеются водород Н<sub>2</sub>, метан СН<sub>4</sub>, этан С<sub>2</sub>Н<sub>6</sub>, этилен С<sub>2</sub>Н<sub>4</sub>, ацетилен С<sub>2</sub>Н<sub>2</sub>.

При разрушении изоляции, связанном с наличием повреждений, интенсивность процессов газовой выделению резко повышается; может измениться также состав газов и их соотношение.

Установлено, что каждому виду дефекта соответствует определенный набор и соотношение газов.

#### Диагностика состояния бумажной изоляции по продуктам старения

В процессе эксплуатации силового трансформатора **целлюлозная изоляция** обмоток претерпевает деградацию, обусловленную развитием процессов деструкции и дегидратации, сопровождающихся ухудшением ее физико-химических свойств. Это проявляется в снижении механической прочности, окислении и образовании пор, хемосорбции кислых продуктов, образующихся в процессе старения трансформаторного масла, а также соединений металлов переменной валентности.

Из-за сложного взаимодействия параллельных и последовательных химических процессов, приводящих к деградации, и большого количества влияющих факторов, не представляется возможным прогнозировать степень износа изоляции обмоток путем анализа воздействий эксплуатационных факторов. Следует так же отметить, что электрическая прочность пропитанной маслом бумаги в результате ее старения существенно не изменяется, так как разрушенные участки целлюлозной изоляции немедленно заполняются маслом и электрические показатели (сопротивление и тангенс угла диэлектрических потерь изоляции) существенно не изменяются и не могут служить индикаторами старения.

Оценка износа изоляции обмоток для каждого конкретного трансформатора должна включать непосредственный анализ физико-химического состояния целлюлозной изоляции и сопутствующих показателей, свидетельствующих о степени развития ее деградации. При этом необходимо иметь набор диагностических признаков, позволяющих объективно оценивать степень износа изоляции и принимать решение о возможности и целесообразности дальнейшей эксплуатации трансформатора.

Формирование набора диагностических признаков должно основываться на анализе физико-химических процессов, происходящих в целлюлозной изоляции под воздействием

эксплуатационных факторов. Среди этих факторов можно выделить наиболее значимые в плане влияния их на скорость развития деградации: электрическое поле, температура, наличие воздуха (кислорода), наличие химически активных примесей (продуктов старения), наличие влаги.

К настоящему времени накоплен достаточно обширный фактический материал по влиянию на целлюлозу различных факторов. Это позволяет выделить основные физико-химические процессы, приводящие к деградации изоляции обмоток в процессе эксплуатации силовых трансформаторов:

- каталитический кислотный алкоголиз;
- термическая деструкция и дегидратация;
- гидролиз целлюлозной изоляции;
- окислительная деструкция при воздействии кислых продуктов старения масла и содержащихся в нем окислителей.

Существенное влияние на ускорение старения целлюлозной изоляции в среде жидкого диэлектрика оказывает электрическое поле. Оно усиливает воздействие практически всех физико-химических факторов, а также способствует адсорбции на поверхности целлюлозной изоляции продуктов старения трансформаторного масла и конструкционных материалов.

Воздействие электрического поля ускоряет и другой важный процесс деградации целлюлозы - каталитический кислотный алкоголиз при действии гидроксилсодержащих углеводородов (спиртов) в присутствии низкомолекулярных органических кислот и других продуктов, образующихся в масле в процессе старения. Высокая степень влияния этого процесса на деградацию изоляции обмоток обусловлена тем, что трансформаторное масло по своим физико-химическим характеристикам является лучшим пластификатором для целлюлозной изоляции, чем вода. Наличие в целлюлозной изоляции участков с сильным межмолекулярным взаимодействием, т.е. полностью «кристаллических», недоступных для масла областей, в общем случае составляет не более 20%, и с увеличением времени эксплуатации будет уменьшаться под действием электрического поля и других эксплуатационных факторов (температуры, наличия химически активных примесей и др.).

Гидролиз целлюлозной изоляции, протекающий параллельно с процессом кислотного алкоголиза, по сравнению с ним вносит существенно меньший вклад в общий процесс деградации. Это обусловлено достаточно низким содержанием влаги в изоляции трансформатора при нормальной его эксплуатации.

Важным фактором старения целлюлозной изоляции является ее термолиз, вызванный повышенной температурой. Под воздействием высокой температуры (более 90 °С) в целлюлозной изоляции, помимо ускорения перечисленных выше процессов, активизируются также процессы термической деградации - деструкция и дегидратация в аморфных и мезоморфных областях с образованием фурфурола и фурановых соединений.

Наряду с указанными процессами деградации, в процессе эксплуатации происходит окислительная деструкция целлюлозной изоляции при воздействии кислых продуктов старения масла и содержащихся в них окислителей. Этот процесс приводит к образованию в макромолекулах полимера окисленных (главным образом карбоксильных) групп и нарушениям в ее структуре. Разрушение структуры целлюлозной изоляции и образование окисленных групп приводит к хемосорбции низкомолекулярных продуктов деструкции, а также кислых продуктов старения масла, ионов меди и железа, образующихся при коррозии металлических компонентов трансформатора в процессе его эксплуатации. Данный процесс сопровождается выделением в масло оксида и диоксида углерода, а визуальным признаком каталитической термоокислительной деструкции целлюлозной изоляции обмоток является ее темно-коричневый цвет.

Рассмотренные процессы деградации целлюлозной изоляции обмоток (каталитический кислотный алкоголиз, термическая деструкция и дегидратация, гидролиз и

окислительная деструкция) являются наиболее значимыми и приводят к снижению механической прочности бумаги и образованию воды.

Для оценки состояния бумажной изоляции обмоток предусмотрено два метода:

- по наличию фурановых соединений в масле;
- по степени полимеризации образцов изоляции.

Следует отметить, что деструкция целлюлозной изоляции в процессе эксплуатации трансформатора может сопровождаться выделением в трансформаторное масло фурановых соединений: фурфурол (2-фурфурол), 5-гидроксиметилфурфурол, фурфуриловый спирт (2-фурфурилакогоя), 2-ацетилфуран, метилфурфурол (2-метил-2-фурфурол) и ряда других, основными из которых следует считать фурфурол и гидроксиметилфурфурол. При этом, согласно полярности, 80% фурфуrolа растворяется в изоляционном масле, а гидроксиметилфурфурол в большей степени адсорбируется на бумажной изоляции, чем переходит в трансформаторное масло.

Допустимое значение содержания фурановых соединений (ограничивающего область нормального состояния) установлено не более 0,0015 % массы (в том числе фурфуrolа - 0,001 % массы). Однако выход этих соединений в процессе деградации изоляции не является стехиометрическим в отношении числа разрывов в средней по массе макромолекуле целлюлозы. Поэтому данный показатель не отражает реально степень деструкции целлюлозы. Наличие в масле фурановых соединений может свидетельствовать лишь о локально протекающем процессе деструкции и не отражает динамику деградации целлюлозной изоляции. К тому же фурановые соединения разлагаются в кислой среде с образованием продуктов нефуранового типа. Кроме того, при наличии в трансформаторе термосифонного фильтра образующиеся фурановые соединения адсорбируются на силикагеле и распадаются в кислой среде.

Объективным показателем, позволяющим оценивать степень износа изоляции обмоток, является степень полимеризации, прямо характеризующая глубину ее физико-химического разрушения в процессе эксплуатации. При этом снижение степени полимеризации имеет монотонную зависимость и отражает монотонное уменьшение механической прочности изоляции, что определяет детерминированную диагностическую ценность использования данного показателя.

Как указывалось выше, для оценки состояния бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов предусмотрено измерение степени полимеризации образцов этой изоляции. При этом ресурс бумажной изоляции обмоток считается исчерпанным при снижении значения степени полимеризации до 250 единиц.

Для объективной оценки износа изоляции обмоток трансформатора необходимо проводить измерение степени полимеризации образца витковой изоляции, отобранной в одной из верхних катушек. Отбор образца витковой изоляции может быть выполнен на отключенном трансформаторе, как при капитальном ремонте, так и при осуществлении частичного слива масла. Представительность заложенного в трансформатор образца целлюлозной изоляции, а также образцов барьерной изоляции, в отношении достигнутого уровня деструкции изоляции обмоток не обеспечивается в полной мере, поскольку такие образцы расположены в баке трансформатора в условиях, не отвечающих наиболее нагретой зоне.

В отношении деструкции витковой изоляции обмоток необходимо отметить, что достижение значения 250 ед. может оцениваться как не менее чем 4-кратное снижение механической прочности изоляции по отношению к исходной. Это резко повышает риск возникновения витковых замыканий и повреждения трансформатора при возникновении механических усилий, в первую очередь при протекании сквозных токов коротких замыканий.

Значимость процесса дегидратации напрямую связана со степенью износа бумажной изоляции обмоток. Если выход воды из бумаги, имеющей степень полимеризации более 300 ед., составляет порядка  $10^{-3}$  -  $10^{-2}$  % массы и не оказывает существенного влияния на

работоспособность изоляции, то при достижении значений степени полимеризации ниже 250 ед. выход воды из-за дегидратации может составлять более 6% массы, а это приводит к снижению электрической прочности изоляции.

Измерения степени полимеризации для получения объективной оценки износа изоляции необходимо проводить посредством определения вязкостных характеристик растворов целлюлозной изоляции в кадмийэтилендиаминовом комплексе. Это позволяет обеспечить отсутствие значимых деструктивных изменений в испытуемых образцах целлюлозы, в том числе и окисленных. Применение других растворителей, как правило, вызывает химическую деструкцию целлюлозы. Проведение анализа степени полимеризации изоляции путем перевода ее в эфиры может привести к завышенным значениям показателя вследствие растворения низкомолекулярной фракции и, как следствие, к ошибочным выводам.

#### Применение тонкослойной хроматографии при определении микроколичеств фурановых производных в изоляционном масле.

Диагностика технического состояния маслonaполненного электрооборудования позволяет оценить его остаточный ресурс и вовремя принять необходимые меры для проведения ремонтных профилактических работ, цель которых заключается в исключении отказов основного электрооборудования и предотвращение аварийных ситуаций в энергетических системах. Зачастую диагностику силовых трансформаторов проводят в отсутствие достоверной информации об условиях эксплуатации оборудования, к которым относятся характеристика электрических нагрузок, количество близких коротких замыканий, температурные режимы эксплуатации, результаты технических испытаний в процессе текущего и капитального ремонтов, анализ данных технических архивов, эксплуатационной документации и др.

Определение фурановых производных в трансформаторном масле часто проводят методом тонкослойной хроматографии, когда для повышения эффективности и селективности разделения варьируют природу неподвижной фазы и элюирующей силы растворителя.

Обычно фурановые производные образуются в результате деструкции бумажной изоляции за счет термоокислительного и гидролитического превращения целлюлозы под влиянием высокой температуры. При этом происходит гидролиз целлюлозы с образованием молекул глюкозы и фуранозы, которые при дальнейшей реакции превращаются в фурфурол и его производные. В результате этих превращений образуются более 30 фурановых производных, основными из которых являются 5-оксиметилфурфурол, фурфурол, метилфурфурол, а также фурфуриловый спирт.

Из трансформаторного масла фурановые соединения экстрагируют гексаном в смеси с ацетонитрилом. Процесс проводят в делительной воронке, экстракт наносят на тонкослойную пластинку с силикагелем, подсушивают и проводят хроматографическое разделение в восходящем потоке растворителя. Недостаток этого метода заключается в многостадийности процесса анализа, продолжительностью времени его проведения, что приводит к высокой погрешности получаемых экспериментальных результатов.

Более точным методом для анализа фурановых производных является газовая хроматография, основанная на предварительной экстракции фурановых соединений из трансформаторного масла и разделении на хроматографической колонке с последующим обнаружением анализируемых компонентов пламенно-ионизационным детектором. В качестве насадки в хроматографической колонке используются различные сорбенты, из которых наиболее часто применяют полиэтиленгликоли.

Полиэтиленгликоль с фурановым спиртом образует водородные связи, в результате чего его время удерживания имеет более высокие величины, чем фурановые соединения, за

счет чего осуществляется селективное разделение. Однако при использовании в качестве сорбентов полиэтиленгликолей наблюдается плохая воспроизводимость хроматографических данных, относительно большое время удерживания и асимметрия хроматографических пиков полярных сорбатов, связанная с их ассоциацией.

Контроль качества трансформаторных масел при их эксплуатации в электрооборудовании. Испытание трансформаторного масла относится к категориям контроля П, К и М (см. тему 2.1).

**Минимальное пробивное напряжение.**

Напряжение, при котором происходит первый пробой масла, во внимание не принимают. Пробивное напряжение определяют как среднее арифметическое шести значений напряжений.

Наименьшее пробивное напряжение для трансформаторов, аппаратов и вводов устанавливается согласно табл. 1.

Разброс результатов при определении пробивного напряжения масла происходит в основном из-за наличия механических примесей в масле.

**Температура вспышки.** Допускается снижение температуры вспышки эксплуатационного масла всех марок не более, чем на 5°C по сравнению с предыдущим анализом.

Температура вспышки при нормальной работе трансформатора постепенно возрастает вследствие испарения легких фракций. При развитии дефекта температура вспышки масла резко падает из-за растворения в масле газов, образующихся в месте дефекта. Снижение температуры вспышки более, чем на 5°C по сравнению с предыдущим испытанием масла указывает на наличие дефекта и в этом случае требуется комплексное обследование оборудования. Снижение температуры вспышки паров масла указывает также на его разложение в результате местного перегрева внутри трансформатора.

Таблица 1

**Требования к качеству регенерированных и очищенных масел, подготовленных к заливке в электрооборудование после его ремонта**

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла	
		предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее <sup>2)</sup>	Электрооборудование:		
	до 15 кВ включительно	30	25
	до 35 кВ включительно	35	30
	от 60 до 150 кВ включительно	60	55
	от 220 до 500 кВ включительно	65	60
	750 кВ	70	65

**Растворимый шлам, механические примеси и взвешенный уголь.**

Растворимый шлам для силовых трансформаторов напряжением 500 кВ и выше при кислотном числе масла более 0,15 КОН для эксплуатационного масла всех марок, должен отсутствовать.

Шлам образуется в результате старения масла. Нерастворимые компоненты шлама представляют опасность для работы твердой изоляции из-за гигроскопических осадков и образования ими проводящих мостиков. Осадки ухудшают охлаждение трансформатора, уменьшая сечение каналов охлаждения.

Механические примеси и взвешенный уголь в процессе эксплуатации должны отсутствовать.

Примеси появляются в масле при разрушении красок, лаков, бакелитовой и хлопчатобумажной изоляции. Углерод образуется при работе контакторов переключающего устройства в результате горения дуги.

**Содержание водорастворимых кислот и щелочей.** Кислотное число показывает, какое количество миллиграммов едкого калия (KOH) необходимо для нейтрализации кислот, содержащихся в одном грамме масла при его подкислении.

Кислотное число (мг KOH на 1 г масла) эксплуатационного масла всех марок, должно быть не более 0,25 мг KOH.

Повышение кислотного числа масла указывает на его разложение в результате местного перегрева внутри трансформатора.

Содержание водорастворимых кислот и щелочей в 1 г эксплуатационного масла всех марок:

- для трансформаторов мощностью более 630 кВА и для маслонеполненных герметичных вводов – не более 0,014 мг KOH,
- для негерметичных вводов напряжением до 500 кВ включительно – не более 0,03 мг KOH.

Водорастворимые кислоты вызывают коррозию металлов и влияют на старение твердой изоляции.

**Влагосодержание.** Масло в эксплуатации проверяется на влагосодержание у трансформаторов с пленочной и азотной защитой. Необходимость измерения влагосодержания масла, заливаемого в трансформаторы на напряжение 220 кВ и выше определяется заводскими инструкциями.

При периодическом контроле в эксплуатации содержание воды в масле не должно превышать 20 г/т.

**Газосодержание.** У трансформаторов с пленочной защитой масло проверяется на газосодержание перед заливкой и в эксплуатации. У трансформаторов с азотной защитой масло проверяется на газосодержание только перед заливкой.

Газосодержание масла перед заливкой и непосредственно после заливки должно быть не более 0.1% объема.

При периодическом контроле в эксплуатации содержания в масле воздуха не должно превышать 2%.

Необходимо указать, что трансформаторы с силикагелевой и с азотной защитой не защищены от перенасыщения масла воздухом, поскольку они находятся в условиях равновесного растворения газа в масле при атмосферном давлении.

Нормирование газосодержания для трансформаторов с пленочной защитой должно обеспечить достаточную электрическую прочность и предотвращать опасное окисление масла:

- пузырьков), что практически обеспечивается при содержании не более 8% воздуха в масле; в качестве нормы по условиям электрической прочности должно отсутствовать перенасыщение масла воздухом (выделение воздушных можно принять 6% от объема;

- для снижения интенсивности окисления масла, содержание воздуха в масле трансформаторов в эксплуатации не должно превышать для масел марки ГК - 2%, а для масел остальных марок - 1% объема.

**Тангенс угла диэлектрических потерь масла.** Увеличение  $\operatorname{tg} \delta$  масла без снижения его электрической прочности не представляет непосредственной угрозы для работы трансформатора.

Однако, в этом случае для выявления дефектов в твердой изоляции по результатам измерения  $\operatorname{tg} \delta$  изоляции обмоток необходим пересчет, учитывающий изменение  $\operatorname{tg} \delta$  масла, что позволяет при профилактических испытаниях выявлять дефекты в твердой изоляции, например, ее увлажнение.

Браковочный норматив по  $\operatorname{tg} \delta$  эксплуатационного масла всех марок, измеренный при  $t=70^\circ\text{C}$ , для силовых трансформаторов:

- на напряжение до 220 кВ включительно – не более 7%;
- на напряжение 300 – 500 кВ – не более 5%;
- на напряжение 750 кВ – не более 2%.

### **Модуль 3 «Цифровая диагностика электрооборудования»**

#### **Тема 3.1. Трансформаторное оборудование.**

Одним из способов регулирования напряжения в электрических сетях является выбор ответвлений на обмотках силовых высоковольтных трансформаторов (СВТ). Регулирование напряжения за счет изменения числа витков при отключенной нагрузке не обеспечивает требуемую оперативность для системы управления электроснабжением. В связи с этим применяют трансформаторы, снабженные специальными коммутаторами, обеспечивающими переключение ответвлений обмоток под нагрузкой, именуемые регуляторами напряжения под нагрузкой (РПН). Выход из строя РПН приводит к аварии всего трансформатора. Мировой опыт показывает, что экономический ущерб от случайной аварии мощного силового трансформатора, связанный только с остановкой промышленных предприятий из-за отсутствия питающего напряжения, исчисляется миллионами долларов, не говоря уже о весьма крупных затратах, необходимых для восстановления его работоспособности. В связи с этим предъявляются весьма высокие требования к надежности РПН [1].

В настоящее время в системе электроэнергетики и на промышленных предприятиях России и за рубежом диагностику РПН осуществляют традиционным методом – вскрытием его бака и сливом из него трансформаторного масла. Такой метод диагностики является дорогостоящим, трудоемким и весьма продолжительным. Необходимо особо отметить, что нарушение технологии откачки масла и последующей его заливки приводит к ухудшению его диэлектрических свойств, снижению сопротивления изоляции бакелитового цилиндра бака РПН и сопротивления изоляции обмоток трансформатора в целом, а также к увеличению вероятности загрязнения окружающей среды и т.п. Кроме того, при отрицательных температурах и повышенной влажности атмосферы вскрытие бака РПН недопустимо. В силу всего этого, разработка методов диагностики регуляторов напряжения под нагрузкой без вскрытия его бака и откачки из него диэлектрической жидкости (ДЖ) является весьма актуальной. В [1] для обозначения подобных методов диагностики высоковольтного электрооборудования предлагается термин «**интродиагностика**» [1].

На рис. 8 (кривая 2) изображена осциллограмма, полученная для произвольных параметров модели ( $E, R_0, R_\phi, L, R_1, R_2$ ) и моментов переключения при условии  $R_1=R_2$  [1].

Анализ осциллограммы для определения временных характеристик переключения контактов контактора РПН базируется на очевидных свойствах полученной кривой. Эта кривая является кусочно-непрерывной, состоящей из пяти разных интервалов. Процесс переключения контактов контактора РПН начинается в момент, когда ток уменьшается по экспоненциальному закону (кривая вогнутая), и завершается в момент минимального значения тока, после которого ток увеличивается по экспоненциальному закону (кривая выпуклая).

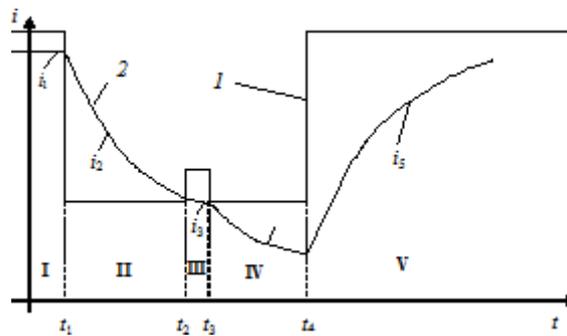


Рис. 8. Осциллограммы фазного тока контактов контактора РПН, рассчитанные для произвольных параметров  $E, R_0, L, R_{\phi}, R_1, R_2$  для первой (1) и второй (2) модели. I – время совместной работы главных и дугогасительных контактов первого плеча контактора; II – время работы дугогасительного контакта первого плеча контактора; III – время совместной работы дугогасительных контактов первого и второго плеча контактора; IV – время работы дугогасительного контакта второго плеча контактора; V – время совместной работы главных и дугогасительных контактов контактора.

Постоянные времени исследуемой кривой  $\tau_2$  (от момента времени  $t_1$  до  $t_2$ ) и  $\tau_4$  (от момента времени  $t_3$  до  $t_4$ ) в процессе переключения равны, так как контактор РПН состоит из симметричных плеч ( $R_1=R_2$ ). Действительно имеем:

$$\tau_2 = \tau_4 = \frac{L}{R_0 + R_{\phi} + R_1}.$$

От момента времени  $t_2$  до  $t_3$ , в так называемом положении моста, постоянная времени  $\tau_3$  с учетом равенства  $R_1$  и  $R_2$  вычисляется из соотношения:

При обработке экспериментальных данных, представленных на рис. 8 (кривая 2), сначала в первом приближении находят четыре характерные точки  $t_1, t_2, t_3, t_4$  осциллограммы. Интервал между точками  $t_1$  и  $t_4$  устанавливает длительность переключения,

$$\tau_3 = \frac{L}{R_0 + R_{\phi} + R_1 / 2}.$$

а интервал между точками  $t_2$  и  $t_3$  характеризует длительность нахождения контактов контактора в положении «моста».

На рис. 9 показаны типовая осциллограмма (кривая 1), зарегистрированная на экране ЦО при интродиагностике исправно работающего РПН, и результат ее обработки, проведенной с помощью специальной разработанной компьютерной программы (кривая 2).

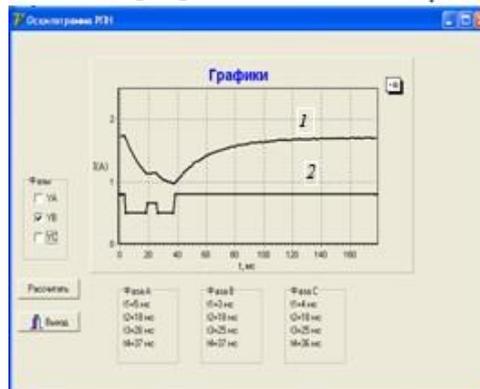


Рис. 9. Экспериментальная зависимость переходного тока  $I$  от времени  $t$  (1), полученная на экране ЦО при интродиагностике РПН, и результат ее обработки (2) с применением специальной встроенной компьютерной программы.

Видно, что кривая 2 отражает все характерные моменты времени переключения контактов контактора исправного РПН (см. рис. 8, кривая 1), полученные традиционным методом диагностики со вскрытием бака и сливом масла. Это является доказательством

возможности применения метода интродиагностики для исследования работы контактной системы РПН.

С помощью цифрового осциллографирования контактной системы РПН удастся проводить не только контроль токоограничивающих резисторов без вскрытия бака РПН и слива ТМ, но и переходных сопротивлений дугогасительных контактов контактора.

Осциллограммы на рис. 10 получены на одном и том же РПН типа РС-4. Кривая 1 получена до ремонта переключающего устройства, а кривая 2 – после ремонта. На кривой 1 ток на интервалах III и IV практически доходит до нуля. Это означает, что дугогасительные контакты плеч контактора имеют большое переходное сопротивление. Примечательно, что после регулировки расстояния между подвижными и неподвижными контактами и устранения люфта центрального сегмента механизма переключения РПН с четного положения на нечетное, переходное сопротивление между ними восстановилось, и осциллограмма токов приняла вид, изображенный на рис. 10, кривая 2.

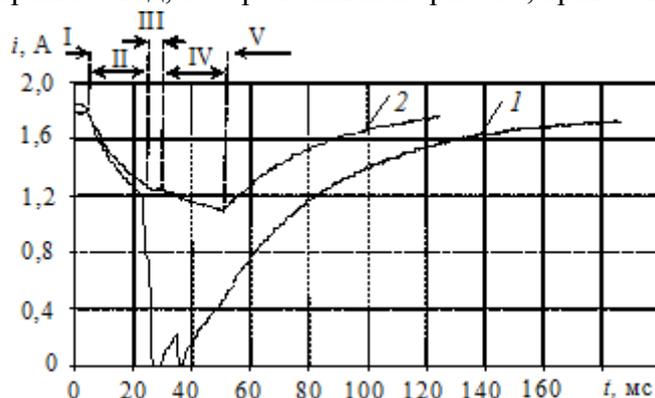


Рис. 10. Осциллограммы токов контактора одной из фаз РПН типа РС-4, установленного на СВТ 110 кВ: 1 – до ремонта; 2 – после ремонта.

Метод осциллографирования РПН типа РНОА-110/1000. Основным узлом контактора РПН этого типа является выемная часть, которая размещена в герметичном корпусе. Она состоит из смонтированных в бакелитовом цилиндре механизма переключения, токоограничивающих резисторов и деталей передачи движения. Корпус контактора состоит из бумажно-бакелитового цилиндра, на котором размещены электрические контакты, металлической крышки, верхнего и нижнего фланцев.

На верхнем фланце расположены поворотный конический редуктор, который служит для сочленения механизма устройства с приводом, а также патрубки для слива масла из емкости контактора и соединения ее с расширителем. Ввиду того, что контактор типа РНОА-110/1000 выполнен в однофазном исполнении и установлен на линейных выводах обмотки 110 кВ автотрансформатора 220 кВ, а каждая фаза имеет обособленный электрический привод, на практике на подобных регуляторах редко удается достичь синхронного переключения контактов контактора разных фаз. Следовательно, из-за влияния магнитопровода и неодновременности переключения РПН осциллографируемые токи искажаются настолько, что последующий анализ их может быть затруднен, а диагностика невозможна. В связи с этим для осциллографирования предложена электрическая схема (рис. 11), в соответствии с которой выводы обмотки ВН автотрансформатора соединяются с его нейтралью и общим зажимом трехканального источника напряжения постоянного тока (ТИНПТ). Благодаря этому соединению ток от ТИНПТ в каждой фазе разветвляется и протекает как по стороне обмотки среднего напряжения, так и по стороне высоковольтной обмотки автотрансформатора. При этом создаются противоположные магнитодвижущие силы противоположных знаков на каждом из сердечников обмотки. Ввиду того, что количество витков на обмотках среднего (110 кВ) и высокого напряжения (220 кВ) на автотрансформаторе практически одинаково, а токи (согласно рис. 11) по ним проходят в противоположных направлениях, магнитодвижущие силы в каждой фазе в указанных

обмотках взаимно компенсируются. Магнитная связь обмоток в этом режиме близка к нулю, а нарастание токов при переключениях ответвлений обмотки определяются в основном индуктивностями рассеяния. В связи с этим многократно снижается влияние неодновременности переключения контактов контактора разных фаз на осциллографируемые токи.

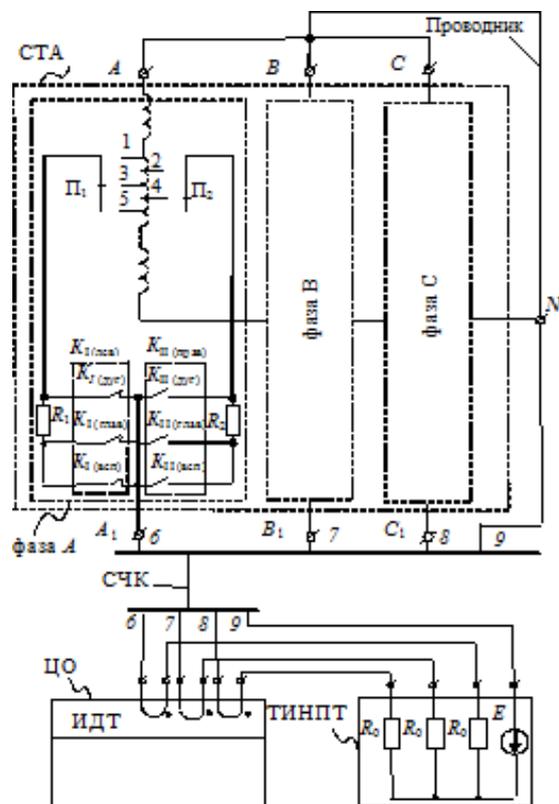


Рис. 11. Схема осциллографирования РПН с обособленными приводами: ТИНПТ – трехканальный источник напряжения постоянного тока; ИДТ – измерительные датчики тока; ЦО – цифровой осциллограф; СЧК – соединительный четырехпроводный кабель; СТА – испытуемый силовой трехфазный автотрансформатор с РПН;  $A_1, B_1, C_1$  – выходы обмотки СН (110 кВ);  $A, B, C$  – выходы обмотки ВН (220 кВ).

Осциллограммы всех трех фаз, полученные в режиме переключения по схеме, когда выходы обмотки 220 кВ автотрансформатора не подсоединены к его нейтрали, показаны на рис. 12, а.

Идентичность этих осциллограмм обусловлена сильной электромагнитной связью обмоток и по этим кривым невозможно получить параметры переключения контактов контактора в каждой из фаз. Таким образом, они являются сложными и не поддаются обработке. На рис. 12, б представлены осциллограммы токов отдельных фаз, полученных в случае соединения выводов обмотки 220 кВ с нейтралью автотрансформатора. По этим осциллограммам, полученными с применением разработанной схемы (рис. 11), возможна достоверная оценка параметров процесса переключения контактов контактора РПН типа РНОА-110/1000. В них отчетливо видны моменты переключений как четных, так и нечетных плеч контакторов, длительность работы токоограничивающих резисторов, их целостность, а также разновременность работы контактной системы каждой отдельной фазы РПН. Например, на осциллограмме, показанной на рис. 13 для фазы С РПН следующего автотрансформатора видно «отставание» движения механизма переключения по сравнению с фазой А на 75 мс, а на фазе В – на 35 мс и явно выраженный разрыв тока в цепи в конце переключения контактора. Все это свидетельствует о неисправности РПН.

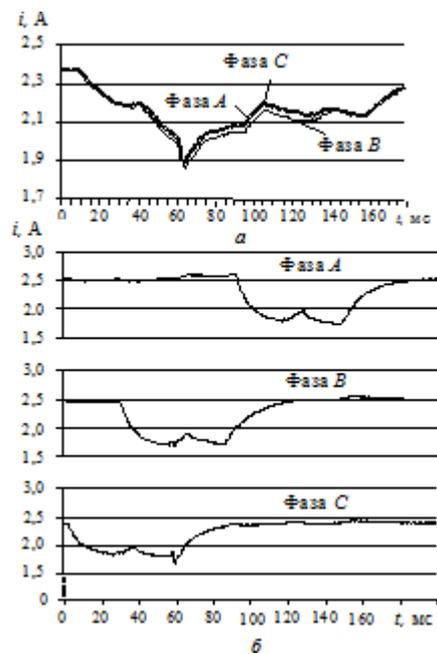


Рис. 12. Зависимости фазных токов  $i$  от времени  $t$ , полученные для РПН типа РНОА-110/1000 без устранения (а) и с устранением (б) влияния магнитодвижущих сил на измерения.

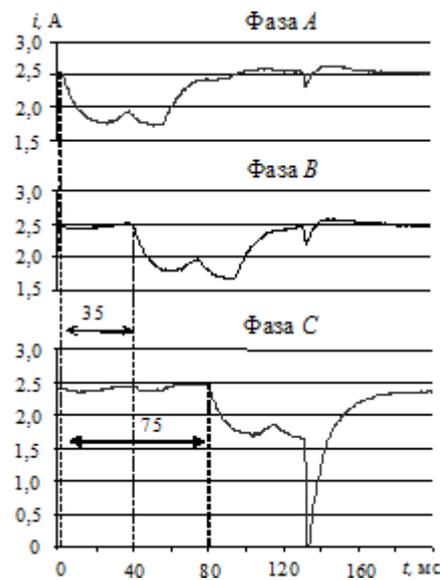


Рис. 13. Осциллограммы фазных токов РПН типа РНОА-110/1000, иллюстрирующие наличие дефекта на фазе С.

### Тема 3.2. Коммутационная аппаратура

Интродиагностика ВВ состоит из четырех основных этапов. На первом этапе проводится одновременная цифровая регистрация токов в контактной системе трех фаз выключателя и синхронно регистрируются скорость движения и ход его подвижных частей в режиме его включения и отключения (без вскрытия бака и откачки трансформаторного масла).

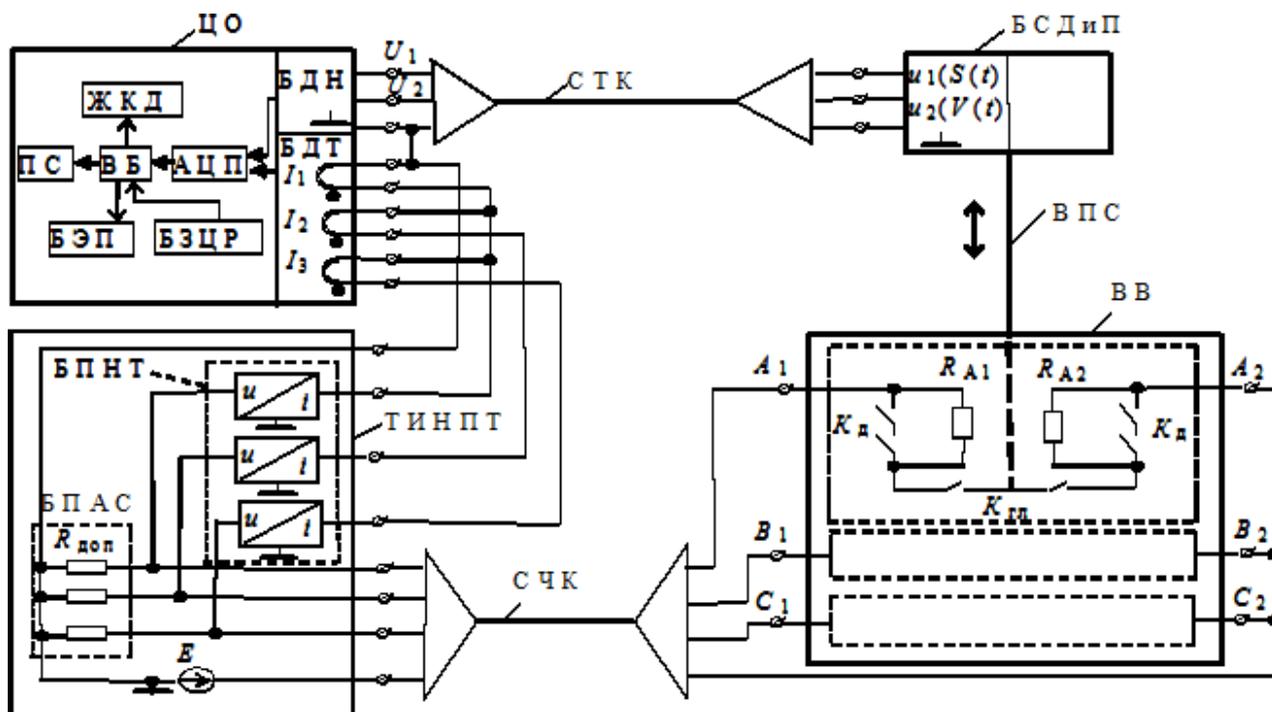


Рис. 14. Схема устройства для измерения характеристик ВВ: БДН – блок датчиков напряжения, БДТ – блок датчиков тока, ТИНПТ – трехканальный источник напряжения постоянного тока, где БПАС – блок прецизионных активных сопротивлений, БПНТ – блок преобразователя напряжения в ток; БСДиП – блок скорости движения и хода подвижных частей высоковольтного выключателя; ВПС – внешний подвижной стержень фазы А выключателя;  $R_{A1}$ ,  $R_{A2}$  – шунтирующие сопротивления фазы А выключателя;  $K_d$  – дугогасительные контакты;  $K_{гл}$  – главные контакты фазы А выключателя.

На втором этапе проводится обработка полученных осциллограмм путем автоматической их разбивки (с помощью программы, встроенной в ЦО) на четыре временных интервала, как в режиме включения, так и в режиме отключения выключателя. Благодаря высокой временной разрешающей способности цифровых осциллограмм удается последовательно фиксировать моменты включения и отключения главных и дугогасительных контактов с шунтирующими сопротивлениями.

Для примера, ниже представлена последовательность интродиагностики выключателя типа У-110 в режиме включения. После подачи питания начинается движение привода, управляющего работой контактной системы ВВ. При этом, например, для фазы С в течение времени  $0 \div t_{C4}$  (время от начала движения  $t=0$  до полной остановки подвижных частей выключателя  $t=t_4$ ) происходит последовательное включение главных и дугогасительных контактов (рис. 15).

Временной интервал  $0 \div t_{C4}$  условно разбивается на четыре промежутка  $0 \div t_{C4}$ ,  $t_{C1} \div t_{C2}$ ,  $t_{C2} \div t_{C3}$ ,  $t_{C3} \div t_{C4}$ , в течение которых контакты выключателя находятся в состояниях I, II, III, IV, соответственно (согласно рис. 15). В точках  $t_{C1}$ ,  $t_{C2}$  и  $t_{C3}$  происходит смена состояний контактной системы в следующей последовательности: I  $\rightarrow$  II, II  $\rightarrow$  III и III  $\rightarrow$  IV. В исправном выключателе вначале замыкаются главные контакты  $K_{гл}$  (переход I  $\rightarrow$  II) и между выводами выключателя каждой фазы одновременно включаются шунтирующие сопротивления  $R_{C1}$  и  $R_{C2}$ , установленные на левом и правом плечах фазы выключателя, соответственно. При дальнейшем движении привода замыкаются дугогасительные контакты  $K_d$  и одновременно шунтируются оба сопротивления  $R_{C1}$  и  $R_{C2}$  (переход III  $\rightarrow$  IV). Таким образом, в исправном выключателе отсутствует переход II  $\rightarrow$  III, соответствующий неодновременному включению шунтирующих сопротивлений  $R_{C1}$  и  $R_{C2}$ . Обнаружение этого перехода однозначно свидетельствует о рассогласовании контактной системы высоковольтного выключателя.

На третьем этапе интродиагностики высоковольтного выключателя из полученных осциллограмм (рис. 15) определяются нормируемые параметры временных, скоростных и ходовых характеристик подвижных частей выключателя:  $t_{AC}$ ,  $t_{BC}$ ,  $t_{AB}$ ,  $v_{Amax}$ ,  $v_{Bmax}$ ,  $v_{Cmax}$ ,  $S_{At4}$ ,  $S_{Bt4}$ ,  $S_{Ct4}$ .

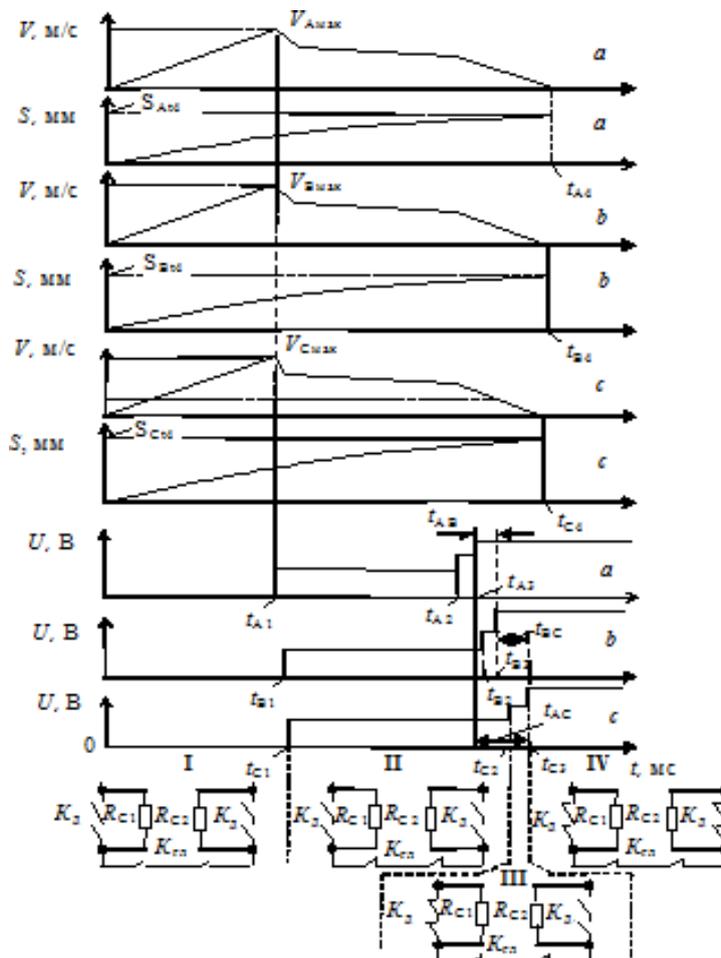


Рис. 15. Зависимости скоростей ( $v$ ) и перемещений ( $S$ ) подвижных частей высоковольтного выключателя, а также напряжений ( $U$ ) на зажимах добавочных сопротивлений от времени  $t$  для фазы А (а), В (b) и С (c);  $t_{z1}$ ,  $t_{z3}$ ,  $t_{z4}$  – время замыкания главных контактов, дугогасительных контактов первого плеча фазы z, дугогасительных контактов второго плеча фазы z, время полного включения фазы z, соответственно;  $t_{AC}$   $t_{AB}$   $t_{BC}$  – разновременность замыкания контактов между фазами А и С, А и В, В и С, соответственно;  $v_{Amax}$ ,  $v_{Bmax}$ ,  $v_{Cmax}$  – максимальные скорости для фаз А, В и С, где z – наименование фаз А, В, С;  $K_{zл}$  – главные контакты;  $K_{zп}$  – дугогасительные контакты;  $R_{C1}$   $R_{C2}$  – шунтирующее сопротивление левого и правого плеча контактной системы фазы С выключателя, соответственно.

На четвертом этапе автоматически сравниваются найденные параметры характеристик выключателя с нормируемыми значениями. Кроме того, полученные характеристики ВВ могут сравниваться с ранее снятыми осциллограммами (например, сравниваются осциллограммы, полученные до и после ремонта).

На рис. 16 показаны осциллограммы включения масляного выключателя типа У-110 кВ, полученные с применением разработанного метода интродиагностики. Обработка полученных осциллограмм позволяет определить следующие важные технические характеристики высоковольтного выключателя: ход  $S=0,460$  м, максимальная скорость  $v=3,05$  м/с, разновременность  $t_{AC}=2,6$  мс;  $t_{AB}=2,4$  мс;  $t_{BC}=0,7$  мс.

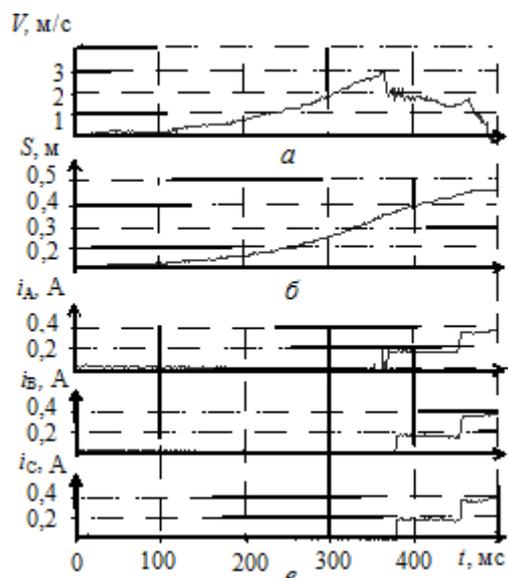


Рис. 16. Осциллограммы скорости (а), хода подвижных частей (б) одной фазы, а также тока в контактной системе всех трех фаз (в) ВВ типа У 110-2000 в режиме включения.

Необходимо отметить, что использование шунтирующих сопротивлений  $R_{C1}$  и  $R_{C2}$  высоковольтного выключателя в качестве одного из плеч делителя напряжения с активными сопротивлениями позволяет определить их целостность. При этом в качестве второго плеча выбирается калиброванный резистор  $R_{доп} \approx R_{C1} + R_{C2}$  (рис. 13, 14).

Пример выявления дефектов шунтирующих сопротивлений ВВ продемонстрирован осциллограммами, представленными на рис. 17. На этом рисунке показаны осциллограммы двух фаз высоковольтного выключателя (МКП-110), достаточно часто используемого в оперативных переключениях батареи статических конденсаторов. Осциллограмма, представленная на рис. 17, а, получена при исправных шунтирующих сопротивлениях контактной системы фазы В выключателя в момент его включения.

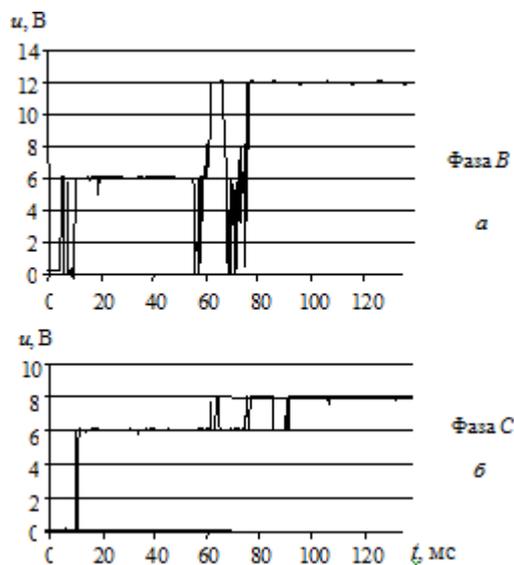


Рис. 17. Осциллограммы напряжений на блоке дополнительных активных сопротивлений высоковольтного выключателя МКП-110: а – фаза В, б – фаза С.

Напряжение  $U_B$  этой фазы при  $t < 60$  мс регистрируется через дополнительное сопротивление БПАС (рис. 14) и составляет 6 В (см. рис. 17, а). Оно рассчитывается по следующей формуле:

$$U_B = \frac{E \cdot R_{\text{доп}}}{2R_{\text{ш}} + R_{\text{доп}}},$$

где  $E$  – ЭДС источника напряжения постоянного тока ( $E=12$  В),  $R_{\text{доп}}$  – сопротивление дополнительного резистора блока БПАС,  $R_{\text{ш}}$  – шунтирующее сопротивление выключателя (см. рис. 14, 15).

После замыкания дугогасительных контактов (при  $t > 60$  мс)  $U_B = E = 12$  В (рис. 17, а).

Осциллограмма, полученная для фазы С (рис. 17, б) показывает, что одно из шунтирующих сопротивлений из-за неправильной работы дугогасительных контактов одного плеча остается включенным в цепи фазы С выключателя. В результате регистрируемое напряжение  $U_C$  при  $t > 60$  мс составляет 8 В (см. рис. 17, б), так как оно определяется по следующей формуле:

$$U_C = \frac{E \cdot R_{\text{доп}}}{R_{\text{ш}} + R_{\text{доп}}}.$$

**Таким образом, интродиагностика с применением цифрового осциллографа позволяет определять дефекты контактов и шунтирующих сопротивлений каждой отдельной фазы ВВ.**

Цифровой осциллограф можно применять и для диагностики высоковольтного выключателя, коммутирующего батареи статических конденсаторов, предназначенных для поддержания напряжения на шинах подстанции. В этом случае цифровой осциллограф подключается к низковольтной обмотке измерительного трансформатора напряжения, и он позволяет определять технические параметры ВВ непосредственно в момент его включения (рис. 18).

Из осциллограмм, представленных на рис. 18, можно определить три важных технических параметра высоковольтного выключателя: длительность нахождения шунтирующих сопротивлений под рабочим током, время неодновременности включения фаз, а также шунтирующие сопротивления каждой из фаз.

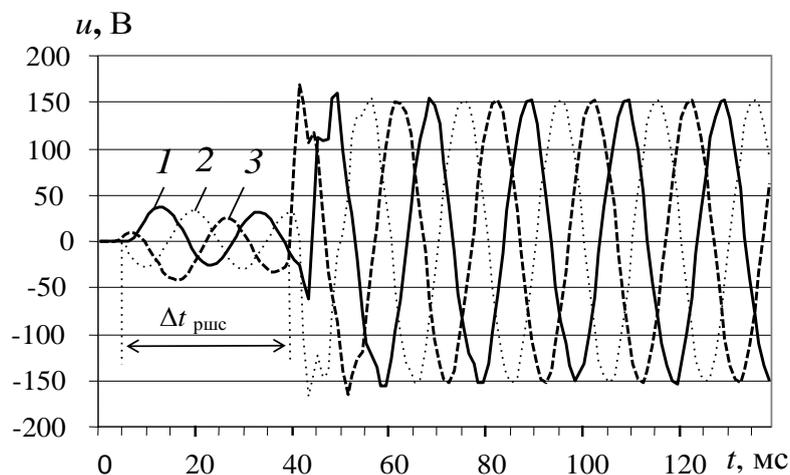


Рис. 18. Зависимость мгновенного значения напряжения  $u$  на выводах измерительного трансформатора от времени  $t$  в момент включения высоковольтного выключателя МКП-110/630-20: 1, 2, 3 – соответственно фазные напряжения  $u_A, u_B, u_C$ ;  $\Delta t_{\text{рш}}$  – временной отрезок работы шунтирующих сопротивлений.

### Тема 3.3. Диагностика и контроль вентильных разрядников и ОПН

Важным методом диагностики вентильных разрядников является тепловизионный контроль, который позволяет под рабочим напряжением выявить в них всевозможные дефекты. Однако окончательную отбраковку оборудования производят после измерения сопротивления изоляции элемента разрядника, тока проводимости и измерения пробивного напряжения.

Цифровой осциллограф с успехом можно применить в установке для измерения пробивного напряжения вентильных разрядников 35...500 кВ. Ее упрощенная функциональная электрическая схема приведена на рис. 19.

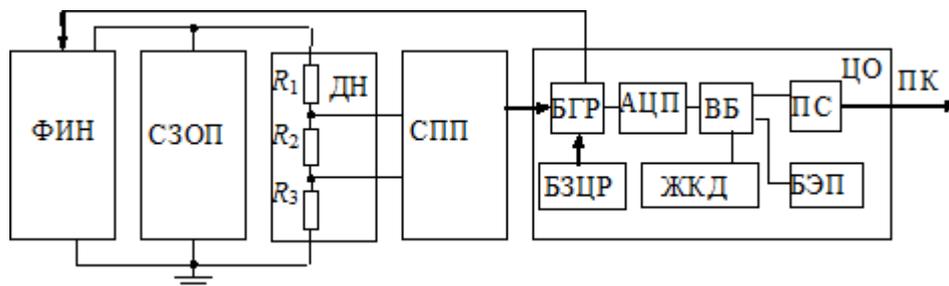


Рис. 19. Функциональная электрическая схема устройства для определения параметров средств защиты от перенапряжения (СЗОП): ФИН – формирователь импульса напряжения; ДН – делитель напряжения;  $R_1$ - $R_3$  – активные резисторы; СПП – система подавления помех; БГР – блок гальванической развязки.

В качестве примера на рис. 20 приведены осциллограммы, полученные при определении пробивного напряжения  $u_{пр}$  элементов вентильных разрядников типов (РВС-110, РВМК-500) с помощью разработанной установки.

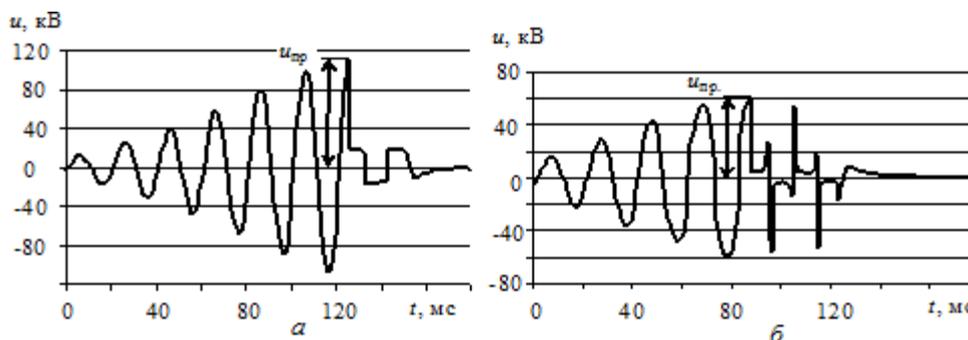


Рис. 20. Зависимость мгновенного значения напряжения  $u$  от времени  $t$ , полученная цифровым осциллографом при определении пробивного напряжения  $u_{пр}$  одного из элементов вентильного разрядника РВС-110 (а) и РВМК-500 (б).

### Диагностика ОПН в эксплуатации

Токи утечки по поверхности. В эксплуатации измерению подлежит действующее значение полного тока проводимости ОПН, которое сравнивается с паспортными данными, т.е. с результатами испытаний на заводе-изготовителе. Как правило, изготовитель ОПН указывает в паспорте значение тока проводимости, полученное при воздействии на ОПН его наибольшего рабочего напряжения  $U_{нро}$ .

При диагностике ОПН 6–35 кВ в эксплуатации измерения тока проводятся при подаче напряжения от стороннего (лабораторного) источника, в качестве величины которого выставляется значение  $U_{нро}$ .

При диагностике ОПН 110–750 кВ измерения тока проводятся без отключения ОПН под рабочим напряжением сети. При этом в подавляющем большинстве случаев на момент измерений тока в ОПН фазное значение напряжения сети отличается от  $U_{нро}$ .

Сетевые и заводские измерения тока в ОПН, проведенные в разных условиях с точки зрения уровней воздействующего напряжения и других влияющих факторов (гармонического состава напряжения, температуры окружающего воздуха), сравнивать напрямую некорректно. Это является одной из проблем диагностики ОПН 110–750 кВ под рабочим напряжением и, в частности, означает, что оценка состояния ОПН в эксплуатации возможна лишь при одновременном наличии результатов измерений и тока проводимости, и напряжения в месте установки ОПН.

Определенным выходом из сложившейся ситуации было бы рекомендовать заводам-изготовителям указывать в паспорте на ОПН значение тока проводимости не при одном значении напряжения ( $U_{\text{нрО}}$ ), а при нескольких. Однако вряд ли удастся предусмотреть все возможные в эксплуатации напряжения.

Другим выходом из сложившейся ситуации является пересчет результатов сетевых измерений тока проводимости к тем, которые были бы получены в случае, если бы на ОПН воздействовало его наибольшее рабочее напряжение  $U_{\text{нрО}}$ .

Вольтамперная характеристика ОПН носит резко нелинейный характер, прежде всего, при напряжениях, превышающих его наибольшее рабочее  $U_{\text{нрО}}$ . При напряжениях, меньших  $U_{\text{нрО}}$ , вольтамперная характеристика в первом приближении может считаться линейной, т.е. имеет место линейная зависимость тока в ОПН от приложенного к ОПН напряжения. Формула пересчета результатов сетевых измерений должна учитывать характер вольтамперной характеристики, или, иными словами, проведены ли сетевые измерения при напряжениях больших или меньших, чем  $U_{\text{нрО}}$ .

В сетях 110–750 кВ наибольшее рабочее напряжение ОПН выбирается несколько выше, чем фазное значение наибольшего рабочего напряжения сети, т.е. справедливо соотношение:  $U_{\text{нрО}} \geq U_{\text{нр}}/\sqrt{3}$ .

В сетях 220–750 кВ значение  $U_{\text{нрО}}$  выбирается с запасом 5–10% относительно фазного значения наибольшего рабочего напряжения сети, т.е.  $U_{\text{нрО}} = (1,05 \div 1,10) \cdot U_{\text{нр}}/\sqrt{3}$ . В сетях 110 кВ величина запаса достигает 20% ( $U_{\text{нрО}} = 88$  кВ), а иногда 40% ( $U_{\text{нрО}} = 100$  кВ).

Учитывая изложенное, видно, что ОПН 110–750 кВ эксплуатируются при напряжениях, меньших (особенно в сетях 110 кВ), чем их паспортные значения  $U_{\text{нрО}}$ .

Кроме того, следует принять во внимание, что реальный уровень напряжения сети, как правило, соответствует номинальному напряжению сети  $U_{\text{ном}}$ , а не наибольшему рабочему  $U_{\text{нр}}$ , на которое опирается выбор ОПН. Отношение  $U_{\text{нр}}/U_{\text{ном}}$  по данным ГОСТ 1516.3-96 составляет в сетях 110–220, 330 и 500–750 кВ соответственно 1,15; 1,10 и 1,05.

При воздействии на ОПН напряжений, меньших его  $U_{\text{нрО}}$ , в нем протекает, в основном, емкостный ток, а активной составляющей тока практически нет. Так как емкость ОПН слабо зависит от приложенного напряжения, вольтамперная характеристика может в первом приближении считаться линейной, т.е. справедливо соотношение:

$$\frac{U_{\text{нрО}}}{I_{\text{нрО}}} = \frac{U_{\text{изм}}}{I_{\text{изм}}} = \frac{U_{\text{нрО}}}{I_{\text{изм, нрО}}},$$

где  $I_{\text{нрО}}$  – ток проводимости ОПН при его наибольшем рабочем напряжении  $U_{\text{нрО}}$  по результатам заводских испытаний;  $I_{\text{изм}}$  и  $U_{\text{изм}}$  – ток и напряжение при сетевых измерениях;  $I_{\text{изм, нрО}}$  – ток при сетевых измерениях, приведенный к наибольшему рабочему напряжению  $U_{\text{нрО}}$ .

Тогда:

$$I_{\text{изм, нрО}} = I_{\text{изм}} \frac{U_{\text{нрО}}}{U_{\text{изм}}}$$

Значение  $I_{\text{изм, нрО}}$  соответствует напряжению  $U_{\text{нрО}}$  и, следовательно, его допустимо сравнить со значением  $I_{\text{нрО}}$ , приведенным в паспорте ОПН. Соотношение между двумя этими токами позволяет судить о состоянии ОПН, хотя следует помнить:

- полный ток проводимости не является оптимальным критерием для оценки состояния ОПН;
- гармонический состав рабочего напряжения сети и выходного напряжения заводского испытательного трансформатора различен, что сказывается на результатах измерения полного тока проводимости;

– температура окружающей среды при сетевых и заводских измерениях различна; для учета этого факта в последней формуле используют дополнительный эмпирический коэффициент, отражающий это отличие от нормальной температуры, составляющей 20<sup>0</sup>С .

Регистрация числа срабатывания ОПН. Достаточно часто возникает вопрос о необходимости оснащения ОПН регистраторами срабатываний. Как правило, речь идет об использовании регистраторов лишь совместно с ОПН 110–750 кВ, поскольку:

- стоимость таких устройств высока по сравнению со стоимостью ОПН 6–35 кВ;
- при протекании в ОПН импульсных токов падение напряжения на индуктивности таких регистрирующих устройств может достигать нескольких киловольт, что заметно по сравнению с остающимися напряжениями ОПН 6–35 кВ и, как следствие, приводит к снижению защищенности оборудования 6–35 кВ.

Исторически первыми появились системы регистрации срабатываний вентиляльных разрядников – предыдущего относительно ОПН поколения аппаратов, предназначенных для защиты оборудования сетей от импульсных перенапряжений. Тогда в цепи заземления вентиляльных разрядников устанавливались счетчики числа срабатываний. Необходимость установки таких устройств была тесно связана со спецификой работы вентиляльных разрядников, имеющих последовательные искровые промежутки.

При возникновении импульсных перенапряжений опасной величины (как правило, грозовых перенапряжений) искровой промежуток пробивался, и в нелинейном сопротивлении протекал ток, что приводило к ограничению перенапряжений за счет перехода энергии перенапряжений в тепловую, выделяющуюся в нелинейных элементах.

Помимо импульсного тока в разряднике протекал сопровождающий ток от напряжения промышленной частоты. При первом переходе тока через ноль дуга в искровом промежутке гасла, и разрядник переходил в исходное состояние. Величина сопровождающего тока могла достигать десятков ампер, но не превосходила 80–100 А, так как в противном случае искровой промежуток не обеспечивал гашение дуги (в разрядниках легкого режима по ГОСТ 16357-83).

Энергия, выделяющаяся в нелинейном сопротивлении разрядника за одно срабатывание искрового промежутка, может быть определена как:  $W_{РВ} = W_{ИМП} + W_{50 Гц}$ , где  $W_{ИМП}$  – энергия от импульсного тока,  $W_{50 Гц}$  – энергия от сопровождающего тока промышленной частоты.

Так как вольтамперная характеристика элементов была слабо нелинейная, сопровождающий ток был заметной величины и при каждом срабатывании давал ощутимое тепловыделение  $W_{50 Гц}$  вне зависимости от того, какой энергией  $W_{ИМП}$  обладали импульсные перенапряжения. Учитывая свойства материала нелинейных элементов (как правило, это вилит), каждое срабатывание искрового промежутка, вне зависимости от энергии импульсных перенапряжений, приводило к заметному снижению остаточного ресурса элементов разрядника.

Вентильный разрядник рассчитан на 20–30 срабатываний. Если число срабатываний, зафиксированных в эксплуатации при помощи счетчиков, оказывалось заметно больше, то это являлось основанием для вывода разрядника из эксплуатации.

Поскольку для разрядника важным является сам факт срабатывания, т.е. число случаев протекания сопровождающего тока, то параметры импульсных токов (величина  $W_{ИМП}$ ) имели второстепенное значение. Это позволяло использовать счетчики простой конструкции.

В настоящее время в сетях осуществляется массовая установка **ОПН**, не имеющего искрового промежутка вследствие высокой нелинейности вольтамперной характеристики нелинейных сопротивлений (варисторов). ОПН рассчитаны на длительное воздействие напряжения  $U_{НРО}$  промышленной частоты. В случае если напряжение промышленной частоты не повышается сверх  $U_{НРО}$ , заметная энергия может выделяться в варисторах ОПН лишь при импульсных перенапряжениях, сопровождаемых импульсными токами:

$$W_{\text{ОПН}} = W_{\text{ИМП}}$$

**При правильном выборе  $U_{\text{нпр}}$  ресурс ОПН определяется импульсными токами и, в отличие от разрядников, не зависит от тока проводимости под рабочим напряжением сети.** Степень опасности для ОПН импульсных токов определяется выделяющейся при них энергией:

$$W_{\text{ИМП}} = \int_0^t u(t) \cdot i(t) \cdot dt,$$

которая зависит и от величины, и от длительности (формы) импульсного тока. Вместе с тем, регистраторы числа срабатываний реагируют на факт протекания тока, величина которого больше определенного значения, и никак не учитывают формы импульсного тока, а значит, не дают представления об энергии, которая выделяется в ОПН.

Оценка состояния ОПН в эксплуатации, как и методика выбора ОПН, не могут быть построены на основе информации о суммарной выделенной энергии  $W_{\text{ОПН.сум}}$ . Поэтому регистраторы срабатываний ОПН, которые могли бы дать информацию  $W_{\text{ОПН.сум}}$ , не позволяют сделать конкретных выводов. Такие регистраторы могут быть полезны для сбора статистических данных об импульсных токах и энергиях в ОПН, которые представляют большой научный интерес. Однако вряд ли эксплуатирующие организации заинтересованы в финансировании научных исследований третьих лиц, тем более, что результаты этих исследований появятся лишь спустя долгие годы.

При современном развитии техники оснащение ОПН какими-либо регистраторами срабатываний не имеет практического смысла.

### ***Тема 3.4. Диагностика силовых кабельных линий.***

Оценка состояния изоляции и гарнитур кабельных линий является основой для принятия решений по продолжению эксплуатации, ремонта или замены кабельных линий.

Состояние изоляции электрооборудования можно определить следующими способами:

- испытание повышенным напряжением в соответствии с действующими нормативами;
- единовременное испытание диагностическими методами (диагностика).

Из практики эксплуатации высоковольтных кабельных линий известно, что положительные результаты испытаний повышенным напряжением вовсе не гарантируют безаварийную последующую работу электрооборудования. Так, например, после успешных испытаний повышенным напряжением кабельных линий нередко происходит выход их из строя в ближайшие после этого месяцы. Установлено, что причина этого в интенсивном разрушении изоляции частичными разрядами в проблемных местах, что приводит к сокращению срока службы кабельных линий. Наиболее опасны испытания повышенным напряжением для кабельных линий с большим сроком службы или низким качеством монтажа, уже имеющих высокий уровень частичных разрядов в проблемных местах.

Следующая диаграмма иллюстрирует сокращение срока службы эксплуатируемого кабеля при испытании повышенным напряжением (рис. 21).

Объективные данные о техническом состоянии электрооборудования можно получить современными диагностическими методами. Диагностические испытания электрооборудования, как правило, выполняются методами, не травмирующими изоляцию. Они позволяют определять не только техническое состояние объекта, но и локализовать имеющиеся проблемные места.

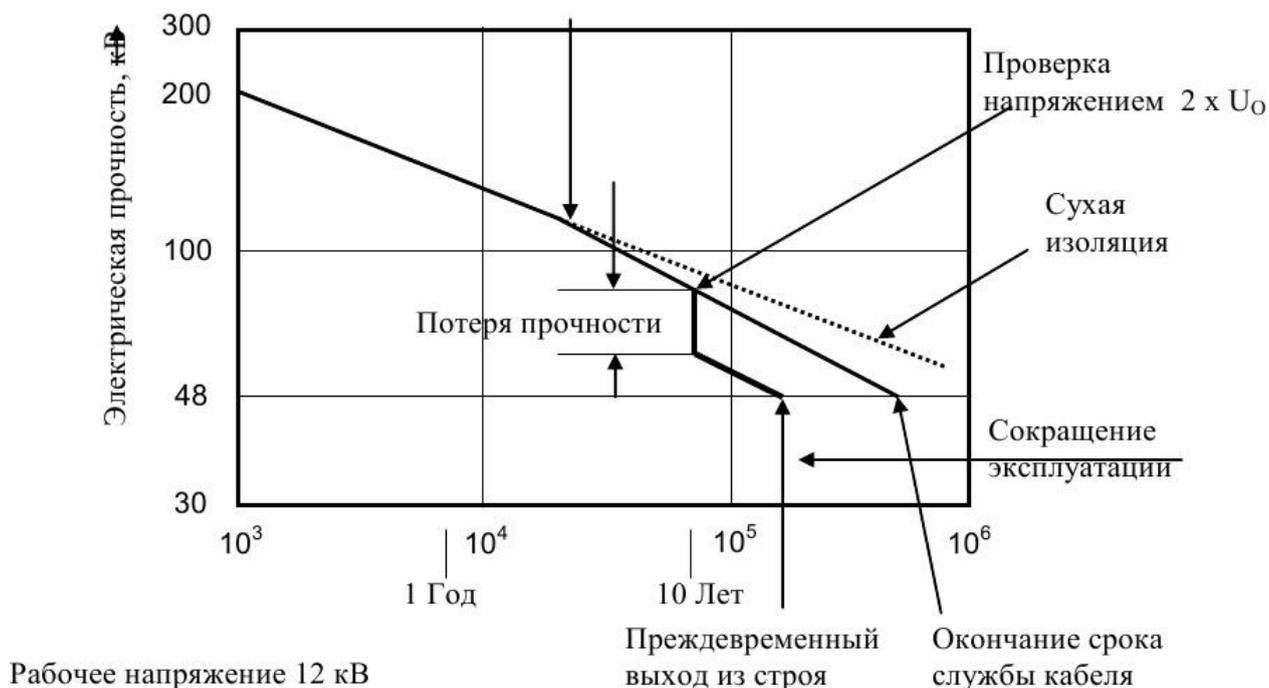


Рис. 21.

Проведение комплексных диагностических испытаний различными методами **неразрушающего контроля** позволяет также оценить степень старения изоляции и остаточный ресурс кабеля.

Оптимальным с точки зрения получения наиболее достоверной и полной информации о состоянии изоляции кабелей и гарнитур является сочетание методов интегральной и локальной диагностики. Проверка работоспособности кабельной линии путем приложения повышенного постоянного напряжения обоснована после монтажа или ремонта и при отсутствии технической возможности для применения диагностических неразрушающих методов.

Рассмотрим подробнее проблемы, возникающие в процессе эксплуатации кабельных систем и методы их обнаружения – рис. 22.

Проблемы кабелей с изоляцией из полиэтилена (PE) и сшитого полиэтилена (VPE).

Значительный эффект старения кабелей с изоляцией из PE/VPE вызывается возникновением и ростом водяных триингов (watertrees). Они возникают со временем под воздействием воды, тепла и напряженности электромагнитного поля. Разрастаются они постепенно и в конечном результате вследствие образования электрических триингов ведут к короткому замыканию и к выходу из строя кабеля. Другие эффекты старения появляются при термической перегрузке изоляции из PE/VPE. Влага в кабелях с дефектами оболочки особенно благоприятствует разрастанию водяных триингов. Так как водяные триинги, обусловленные физическими законами, не показывают частичных разрядов, то описанные процессы старения можно обнаружить и оценить лишь при помощи диэлектрической диагностики.

Проблемы на кабелях с пропитанной бумажной изоляцией.

**- вода в кабеле**

Вследствие повреждения оболочки (отверстие из-за коррозии; трещины из-за перемещения кабеля) и обусловленный старением распад целлюлозы повышается содержание влаги в изоляции. При этом постепенно продолжает уменьшаться электрическая прочность изоляции, пока она не достигнет величины рабочего напряжения, и кабель станет уже ненадежным для эксплуатации. Срок службы таких

кабелей сильно зависит от качества изготовления и условий прокладки, так что лишь на основании технического ресурса кабеля нельзя дать какую-либо информацию о качестве изоляции. Для определения влажности необходима диэлектрическая диагностика. Частичные разряды, как показывает опыт, не появляются во влажной бумажно-масляной изоляции.

**- высыхание**

Вытекание массы и недостаточная пропитка приводят к высыханию этих мест и образованию полых, наполненных газом, пространств в изоляции кабеля. Из-за уменьшенной электрической прочности в таких местах появляются частичные разряды (ЧР), которые могут привести к карбонизации бумаги и разрушить изоляцию. Такие ЧР можно обнаружить и локализовать при помощи диагностики ЧР. Часто локализация таких ЧР не показывает локальных концентраций, и вместе с тем нет непосредственной угрозы повреждения, а имеется распределение по более протяженным участкам кабеля.



Рис. 22.

Проблемы в муфтах и концевых заделках.

**- повреждения частичными разрядами**

Вследствие неправильного монтажа в муфтах и концевых заделках возникают ионизируемые, наполненные газом полости и зазоры, а также участки с повышенной напряженностью электромагнитного поля, которые частично уже при номинальном напряжении приводят к частичным разрядам. Затем термические процессы деградации в муфтах с ненадлежащим образом выполненными соединениями жил могут также воздействовать на участки, где могут образоваться ЧР. Такие, поврежденные частичными разрядами места можно обнаружить и локализовать при помощи **диагностики ЧР**.

**- вода в муфтах**

Обнаружение влажных муфт не является первостепенной задачей диагностики. Однако при диагностике эта информация является часто «вспомогательной». Влажные муфты не вызывают ЧР, но обращают на себя внимание из-за повышенного и

нестабильного зарядного тока при диэлектрической диагностике участков кабеля. Как правило, в таком случае рекомендуется провести СНЧ-испытания с последующей локализацией рефлектометром.

### Диэлектрическая диагностика

Кабели должны быть отключены и полностью разряжены. Перед началом диагностики необходимо обеспечить заземление при помощи кабеля заземления или измерительного кабеля со стороны измерения. Минимальное время заземления и короткого замыкания должно составлять 30 мин. При неблагоприятных обстоятельствах могут быть необходимы более продолжительное время короткого замыкания. Необходимо отсоединить преобразователи напряжения, почистить загрязненные концевые заделки.

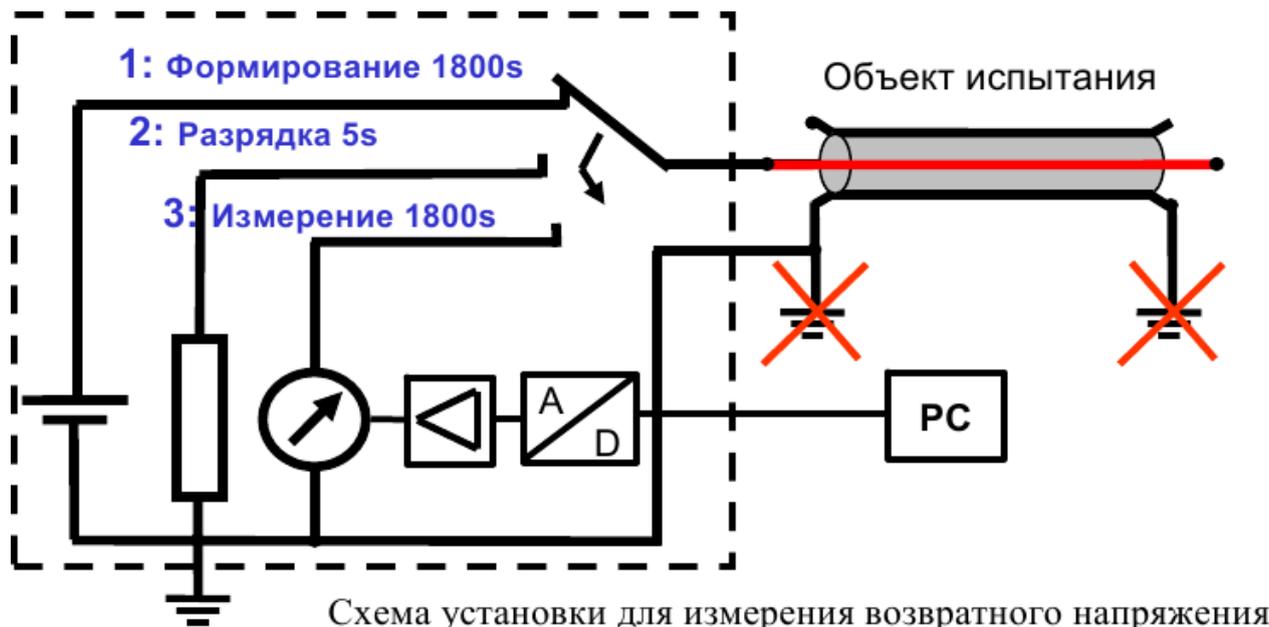


Рис. 23.

#### - РЕ/ВРЕ-кабели

Смешанные линии из участков РЕ- и ВРЕ- кабелей можно диагностировать вместе. Для проведения диагностики основная жила и экран кабеля должны быть полностью отключены с обоих концов от распределительного устройства, чтобы гарантировано исключить помехи и эффекты поляризации распределительной установки

#### - кабели с пропитанной бумажной изоляцией

Для проведения диагностики жилы должны быть полностью отключены с обоих концов от распределительного устройства. В месте измерения остается подключенным металлическая оболочки/заземление подстанции. На другом конце кабеля это подключение, если можно, надо отключить от распределительной установки, чтобы исключить влияние помех на результаты измерения.

#### - смешанные линии из участков с пропитанной бумажной изоляцией и РЕ/ВРЕ-кабелями

Согласно физическим законам на смешанных кабелях в результате диагностики возможна информация лишь о кабеле с пропитанной бумажной изоляцией. Разумеется, кабельная линия большей частью должна состоять из кабеля с пропитанной бумажной изоляцией, доля РЕ/ВРЕ-кабелей должна составлять макс. 20% от всей длины кабелей. Часто это имеет место при ремонте отдельных участков и вводов на подстанциях. Подготовительные работы такие же как для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией.

### Диагностика частичных разрядов (ЧР) – рис. 24.

Для такой диагностики кабели должны быть отключены и разряжены. При наличии элегазовых установок переключения надо заранее подготовить измерительные адаптеры. Для точной локализации мест повреждения ЧР особенно важны точные схемы кабельных линий и муфт.

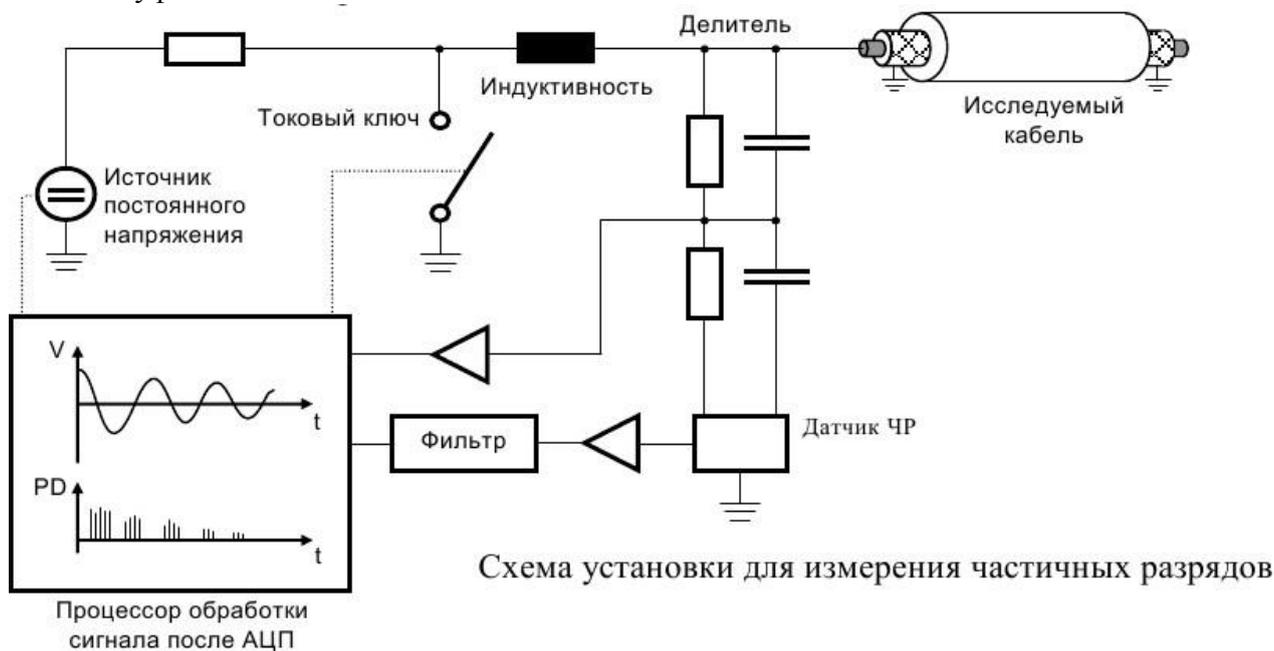
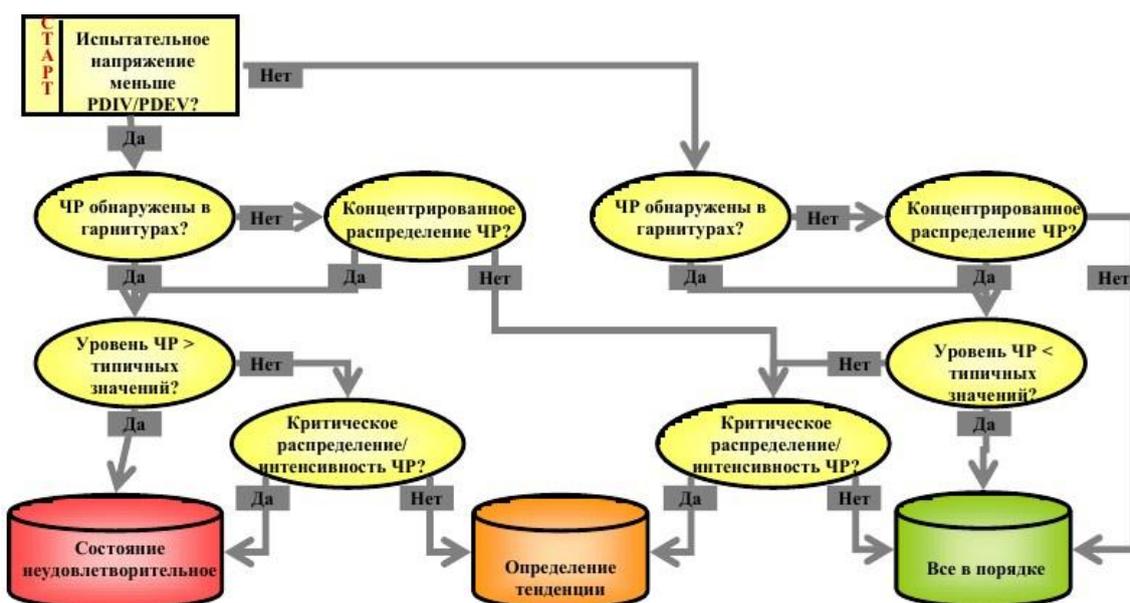


Рис. 24.

Характеристики частичных разрядов зависят от типа, размера и местоположения дефекта, изоляционного материала, приложенного напряжения, температуры кабеля, а также изменяются с течением времени. Повреждения из-за ЧР зависят от ряда факторов и могут изменяться в диапазоне от незначительных до опасных, приводящих к отказам в сроки от ближайших дней до нескольких лет.

### Правила интерпретации результатов ЧР-диагностики силовых кабелей – рис. 25.



\* PDIV и PDEV – напряжение возникновения и гашения частичных разрядов.

Рис. 25.

### **Тематика рефератов:**

1. Диагностика трансформаторного оборудования под рабочим напряжением.
2. Диагностика состояния посредством измерения характеристик масла.
3. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц.
4. Измерение сопротивления короткого замыкания обмоток в силовых трансформаторах, автотрансформаторах и масляных реакторах.
5. Измерение сопротивления обмоток постоянному току в трансформаторах тока.
6. Измерение сопротивления обмоток постоянному току в трансформаторах напряжения.
7. Применение тонкослойной хроматографии при определении микроколичеств фурановых производных в изоляционном масле.
8. Импульсное дефектографирование.
9. Определение влагосодержания изоляции.
10. Диагностика магнитопроводов трансформаторного оборудования.

### Список литературы:

1. Михеев Г.М. Электростанции и электрические сети. Диагностика и контроль электрооборудования [Электронный ресурс]/ Михеев Г.М.— Электрон.текстовые данные.— Саратов: Профобразование, 2017.— 297 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/63798.html>.— ЭБС «IPRbooks»
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Электронный ресурс] / – Электрон. текстовые данные. – М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2013. – 348 с. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/22731>. – ЭБС «IPRbooks», по паролю.
3. Инструкция по эксплуатации трансформаторов РД 34.46.501 [Электронный ресурс] / – Электрон. текстовые данные. – М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2013. – 116 с. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/22689>. – ЭБС «IPRbooks», по паролю.
4. Хальясмаа, А.И. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций [Электронный ресурс] : учебное пособие / А.И. Хальясмаа, С.А. Дмитриев, С.Е. Кокин, Д.А. Глушков. — Электрон. дан. — Екатеринбург : УрФУ, 2015. — 64 с. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/99026>. — Загл. с экрана.