

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ



«Кадры для регионов»



ФГБОУ ВПО «Амурский государственный
университет»

Учебное пособие подготовлено в рамках реализации проекта о
подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и
организаций регионов («Кадры для регионов»)

А.Н. Козлов

ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Учебное пособие

Благовещенск

Издательство АмГУ

2014

Разработано в рамках реализации гранта «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу предприятия-партнера – филиала ОАО «Федеральная гидрогенерирующая компания» - «Зейская ГЭС» (филиала ОАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС»)

Рецензент:

В.В. Шуманов, начальник службы мониторинга оборудования и гидротехнических сооружений филиала Открытого акционерного общества «Федеральная гидрогенерирующая компания» – «Зейская ГЭС» (филиала ОАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС»).

Козлов А.Н.

К59 *Диагностика электроустановок: учебное пособие* / А.Н. Козлов. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 106 с.

Учебное пособие предназначено для подготовки магистров по направлению «Электроэнергетика и электротехника» магистерской программы «Электроэнергетические системы и сети». Рассмотрены методы диагностики силовых трансформаторов, высоковольтных вводов и высоковольтных выключателей, воздушных и кабельных линий, электрических двигателей.

В авторской редакции.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Электроэнергетическое оборудование высокого напряжения подвержено комплексному воздействию сильных электрических, электромагнитных и тепловых полей и электродинамических усилий. В связи с этим такое электрооборудование подвержено высокому риску образования дефектов, неисправностей и отказов. В сокращении времени обслуживания и восстановлении большая роль отводится методам и средствам диагностирования.

При определении технического состояния объектов перед технической диагностикой ставятся три типа задач:

- 1) определение технического состояния, в котором объект проверки находится в настоящее время – это задачи диагноза (техническая диагностика);
- 2) предсказание технического состояния объекта в некоторый момент будущего – это задачи прогноза (техническая прогностика);
- 3) определение технического состояния объекта в некоторый момент прошлого – это задачи генетики (происхождение, возникновение, процесс формирования);

Таким образом, техническая диагностика заключается в организации оптимальных процедур проверки технического состояния сложных объектов, постановки возникающих при этом проблем и задач, а также в разработке методов и средств технической реализации указанных процедур.

Дисциплина «Диагностика электроустановок» введена в учебный план подготовки магистров по направлению «Электроэнергетика и электротехника» магистерской программы «Электроэнергетические системы и сети» в Амурском государственном университете по согласованию с предприятиями, принимающими на работу выпускников энергетического факультета.

Целью освоения дисциплины является получение знаний о теории, методах и средствах определения технического состояния электрооборудования в условиях его эксплуатации.

Настоящее учебное пособие – очередная часть комплекта учебно-методических материалов, разрабатываемого кафедрой энергетики Амурского государственного университета в рамках реализации гранта Министерства образования и науки Российской Федерации «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу

предприятия-партнера – филиала ОАО «Федеральная гидрогенерирующая компания» – «Зейская ГЭС» (сокращенное наименование: филиал ОАО «РусГидро» – «Зейская ГЭС»).

ВВЕДЕНИЕ

Правильный выбор типов и рабочих параметров электрических аппаратов имеет большое значение для устойчивого функционирования электроэнергетических систем и систем электроснабжения. Но в процессе эксплуатации объекты электроустановок подвергаются воздействию множества случайных причин, по-разному влияющих на их техническое состояние. В результате при одной и той же наработке или продолжительности эксплуатации даже однотипные объекты имеют различную степень износа.

В литературе производственного назначения (ПТЭ, РД и т.п.) излагаются четко сформулированные положения (правила, инструкции), исполнение которых является обязательным. Но состояние электрических машин и аппаратов не всегда позволяет реализовать эти требования в полной мере. Чтобы обеспечить соответствие процесса технической эксплуатации электроустановки ее техническому состоянию, необходимы систематические проверки – диагностирование. Результатом технического диагностирования является заключение о техническом состоянии объекта с указанием, при необходимости, места, вида и причины дефекта (неисправности).

Диагностирование должно быть согласовано с задачей и объемом системы технического обслуживания и ремонта определенной электроустановки или объекта. Эксплуатация электроустановок с учетом отмеченных требований позволит поддерживать надежность объектов на уровне установленных показателей при существенном снижении затрат.

В основу пособия положены материалы книг [1] – [4], [12], [33].

1. МЕТОДОЛОГИЯ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Потребность в обеспечении эксплуатационной надежности электрооборудования настолько очевидна, что применение методов, устанавливающих образование каких-либо неисправностей в этом оборудовании, считается безусловным. Контроль технического состояния электрооборудования и выявление неисправностей с целью их удаления и обеспечения эксплуатационного ресурса достигается применением эффективных методов и средств диагностирования оборудования.

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 высокому риску образования дефектов, неисправностей и отказов. Поэтому для предупреждения образования дефектов и неисправностей и поддержания эксплуатационной надежности оборудования применяется контроль оборудования в виде системы диагностики.

Диагностика технических устройств вообще, в том числе и высоковольтного электрооборудования, – это область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния электрооборудования в условиях его эксплуатации.

Как известно, высоковольтное оборудование подвержено высокому риску образования дефектов и неисправностей и имеет достаточно высокую аварийность. Применяемые сегодня методы профилактики и выявления неисправностей позволяют лишь в некоторой степени уменьшить отказы.

На рис. 1 представлено распределение отказов и выявленных неисправностей и дефектов в зависимости от вида оборудования 110 – 750 кВ. Здесь представлены суммарные результаты анализа аварийности основных видов оборудования ПС, ОРУ, ЗРУ.

Анализируя представленные распределения, можно отметить, что существует тенденция увеличения отказов от увеличения класса изоляции оборудования. Большая доля выявленных неисправностей и дефектов

относится, прежде всего, к вводимому в эксплуатацию оборудованию нового типа.

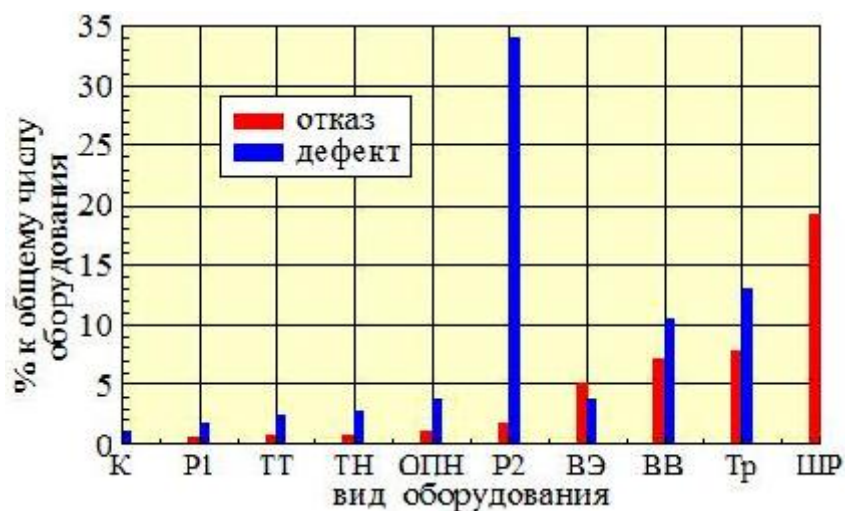


Рис. 1. Распределение отказов и выявленных неисправностей и дефектов у различного вида оборудования: К – конденсаторы связи; P1 – разъединители; TT, TH – трансформаторы тока и напряжения; ОПН – ограничители перенапряжения; P2 – разрядники; ВЭ, ВВ – выключатели элегазовые и воздушные; Тр – силовые трансформаторы; ШР – шунтирующие реакторы.

Главенствующими задачами диагностирования являются:

- определение технического состояния электрооборудования в условиях изменяющихся эксплуатационных воздействий,
- выявление вида и степени опасности дефекта,
- прогнозирование остаточного ресурса или срока службы.

Эти задачи достаточно обширны и требуют конкретизации в зависимости от вида оборудования и его места в электроснабжении региона. Решение о применении вида диагностирования в части его полноты основывается на технико-экономическом обосновании. Такое решение является чисто потребительским. С одной стороны ставится задача объективного определения состояния оборудования, используя комплекс диагностических параметров и их функциональные связи. С другой стороны выявляется потребность в ограничении материальных ресурсов, то есть экономика может существенно сужать задачи диагностирования, чем может не обеспечиваться объективное определение состояния оборудования.

Система технического диагностирования (СД) представляет собой совокупность объекта и средств, необходимых для проведения

диагностирования (контроля) по правилам, установленным в нормативно-технической документации (НТД).

Для перехода с обслуживания и ремонта по регламенту на ремонт и обслуживание по фактическому состоянию необходима тщательная диагностика электрооборудования, причем, чтобы подготовиться к ремонту, желательно обнаружить все дефекты, влияющие на ресурс, задолго до отказа. По этим причинам необходимо применение методов диагностики не только относящихся к категории функциональных, но и позволяющих выявить дефект конкретной части электрооборудования. К тому же методы функциональной диагностики экономически наиболее предпочтительны, так как не требуют даже временного вывода электрооборудования из эксплуатации.

2. ДИАГНОСТИКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Диагностика (испытания) силовых трансформаторов проводятся для оценки состояния изоляции и выявления образующихся в ней дефектов.

Актуальность вопроса определения состояния трансформаторного оборудования (диагностика) возрастает с каждым днем и напрямую зависит от динамики износа парка оборудования, находящегося в эксплуатации. На сегодняшний день около 60% работающего оборудования отслужило свой эксплуатационный срок, и нуждаются в замене. 40% трансформаторов имеют средний возраст 18 лет и, согласно регламенту, требуют проведения капремонта. Правильная оценка возможности дальнейшей эксплуатации оборудования на основании проведенной диагностики позволяет избежать неоправданных финансовых затрат, а также потерь, связанных с аварийным отключением электроснабжения.

Диагностика состояния трансформатора носит комплексный характер: она осуществляется на стадии изготовления трансформатора, перед вводом его в работу и в процессе эксплуатации [10]. После окончания монтажа перед вводом в работу проводятся испытания в объеме, предусмотренном ПУЭ: определение условий включения трансформатора, измерение характеристик изоляции и сопротивления обмоток постоянному току, проверка работы переключающего устройства и снятие круговой диаграммы, испытание бака с радиаторами гидравлическим давлением, проверка состояния силикагеля, фазировка трансформатора, испытание трансформаторного масла, испытание включением толчком на номинальное напряжение.

Все работы по диагностике трансформаторов в процессе его эксплуатации делятся на четыре группы:

- не требующие прикосновения к работающему трансформатору;
- не требующие отключения, но связанные с необходимостью прикосновения к трансформатору или его вспомогательным устройствам;
- выполняемые на отключенном трансформаторе;
- выполняемые на трансформаторе, выведенном в ремонт.

К *первой группе работ* относятся периодические внешние осмотры с контролем за показаниями сигнальных устройств и средств контроля и измерения. При периодических осмотрах проверяется следующее:

- состояние внешней изоляции, т.е. изоляторов вводов: нет ли на них трещин или сколов фарфора, какова степень загрязнения поверхности, не наблюдается ли коронирование;

- исправность измерительных приборов, термометров, маслоуказателей, мембраны выхлопной трубы, газового реле. Окошко последнего должно быть заполнено маслом;

- наличие или отсутствие подтекания масла;

- состояние доступных для наблюдения контактных соединений. Их повышенный нагрев может быть выявлен с использованием термоиндикаторов или по внешнему виду контакта и шины: появление цветов побежалости, потемнение, выгорание краски, «струящийся» воздух над контактом. Очень сильный нагрев может вызвать свечение контакта, особенно в темное время суток.

Эффективный контроль нагрева осуществляется с помощью *тепловизора* (микропроцессорный прибор с дисплеем, осуществляющий измерение температуры на расстоянии, без непосредственного контакта с контролируемым объектом).

Одновременно осматриваются все контрольные средства, по показаниям которых можно судить о появлении какой-то неисправности или об опасности ее возникновения.

Температура верхних слоев масла контролируется термометром. Если эта температура превышает допустимую, в первую очередь следует обратить внимание на исправность системы охлаждения. Если неисправностей в ней не обнаружено, то выявленное повышение температуры скорее всего обусловлено возникновением внутренних повреждений в трансформаторе: витковым замыканием в обмотке, ухудшением состояния контактных соединений,

ухудшением циркуляции масла вследствие уменьшения сечения масляных каналов из-за разбухания изоляции или наличия постороннего предмета. Снижение уровня масла ниже допустимого может быть вызвано наличием протечек в баке или радиаторах, ухудшением системы дыхания масла через расширитель или недостаточным количеством залитого масла. Работа трансформатора со сниженным уровнем масла не допускается, так как это может привести к ускоренному старению масла, срабатыванию газового реле и отключению трансформатора, ухудшению работы системы охлаждения. Если уровень снизится настолько, что изоляция обмоток окажется частично в воздухе, может произойти перекрытие по воздуху с замыканием между обмотками, что является серьезной аварией.

При осмотрах могут быть выявлены и другие нарушения нормальной работы трансформатора, например, такие, как усиленный гул, чаще всего обусловленный повышенной вибрацией трансформатора или его элементов, нарушение наружных контактных соединений, сопровождаемое характерным потрескиванием, нарушение крепления ошиновки, деформация каких-либо элементов, повреждения дренажной системы и т.д.

Персонал, заметивший при осмотре какое-либо нарушение в работе трансформатора, должен информировать об этом соответствующую службу предприятия и принять необходимые меры для устранения неисправности, если это возможно без отключения трансформатора. При обнаружении внутреннего повреждения трансформатор должен быть отключен обслуживающим персоналом с предварительным извещением вышестоящего дежурного персонала.

Ко *второй группе мероприятий* по диагностике состояния трансформаторов относится отбор проб масла для проверки его электрических свойств, химического или хроматографического анализа растворенных в масле газов. Сюда же относится измерение вибрации бака или других частей трансформатора, контроль частичных разрядов, отбор газа из сработавшего на сигнал газового реле и др.

Значительная часть повреждений трансформаторов вообще никак не проявляется при внешнем осмотре, особенно если это начинающиеся внутренние повреждения. Значительная их часть может быть определена проверкой состояния масла. Такие внутренние повреждения, как местные перегревы, частичные разряды, незначительное искрение в контактах и др. в большей или меньшей степени влияют на свойства трансформаторного масла.

Кроме того, изменение свойств масла происходит при его увлажнении, загрязнении, попадании в него воздуха или другого газа при естественном старении как самого масла, так и твердой изоляции.

Отбор проб масла должен производиться аккуратно, чтобы не допустить увлажнения, загрязнения масла и возникновения помех. В противном случае результаты испытания или анализа масла будут недостоверными. Для отбора пробы масла необходимо очистить от грязи и пыли сливную пробку или кран, слить в постороннюю емкость некоторое количество масла и набрать требуемую пробу. Емкость для пробы должна быть вместимостью не менее 0,5 л. с притертой пробкой и предварительно дважды промытой маслом, предназначенным для испытаний. Необходимо учитывать, что резкий перепад температуры может вызвать конденсацию влаги внутри емкости, поэтому открывать последнюю следует после того, как она приняла температуру окружающей среды.

В настоящее время широкое распространение получил хроматографический анализ газов, растворенных в масле трансформатора (ХАРГ), причем, в последние годы особое внимание обращают на фурановые соединения. Разработаны специальные методики, позволяющие по наличию определенных наборов газов с их концентрациями выявлять различные повреждения трансформатора, включая повреждения бумажной изоляции, наличие электрической дуги, замыкание на корпус и др.

Третья группа мероприятий по диагностике состояния трансформатора, выполняемых на отключенном трансформаторе, включает в себя испытания и определение состояния изоляции обмоток, магнитопроводов, высоковольтных вводов, переключающих устройств и вспомогательного оборудования. Сюда относятся все виды профилактических испытаний, ревизии и т.п.

Четвертая группа мероприятий, проводимых на выведенном в ремонт трансформаторе, подразумевает более полный анализ состояния отдельных частей с целью определения или уточнения объема ремонтных работ. Однако окончательное решение о необходимости вывода трансформатора в ремонт принимается на основании результатов диагностических мероприятий первых трех групп.

Наиболее ненадежными элементами трансформаторов являются маслonaполненные вводы и устройства переключения коэффициента трансформации под нагрузкой (РПН). Специалистами признано, что силовые трансформаторы центров питания целесообразно оснащать системами контроля

состояния под рабочим напряжением. Такие системы разработаны и предлагаются к использованию зарубежными и отечественными фирмами. При этом может контролироваться отработанный ресурс изоляции, концентрация определенных газов, осуществляться управление работой системы охлаждения трансформатора, контролироваться уровень частичных разрядов во вводах и внутри бака трансформатора, уровень акустических разрядов, состояние РПН и др. Однако внедрение указанных систем затруднено их высокой стоимостью. Все большее распространение получают системы периодического и автоматизированного контроля состояния изоляции маслонаполненных вводов под рабочим напряжением. Контролируется либо модуль комплексной проводимости изоляции γ , либо $tg\delta$ изоляции вводов, либо уровень частичных разрядов [10].

Наиболее характерными видами дефектов изоляции являются местные дефекты (трещины, расслоения, воздушные включения, местные перегревы и т.п.), охватывающие незначительную часть площади изоляции.

Внутренняя изоляция силового трансформатора представляет собой сложное сочетание твёрдого (бумага, картон и т.п.) и жидкого диэлектриков, изменение физико–химических свойств которых происходит неодинаково. Чтобы своевременно выявить ухудшение состояния отдельных компонентов изоляции, производится измерение характеристик изоляции (сопротивление изоляции и тангенс угла диэлектрических потерь) отдельных зон обмоток силового трансформатора.

Объектом испытания в силовых трансформаторах являются, прежде всего, активная часть трансформатора, жидкий диэлектрик (для маслонаполненных трансформаторов), изоляция вводов, целостность бака, состояние средств защиты и предохранительные устройства.

Методы испытаний силовых трансформаторов

Измерение сопротивления изоляции $R_{из}$

Сопротивление изоляции обмоток измеряется мегаомметром на напряжение 2500В [8]. Данное измерение позволяет контролировать как ***сплошное увлажнение изоляции, так и увлажнение только одного из слоев*** в слоистой изоляции.

Сопротивлением изоляции называют отношение напряжения, приложенного к изоляции, к току через сечение изоляции, при приложении постоянного напряжения и через 1 мин. после подачи напряжения, то есть это – сопротивление при постоянном напряжении через 1 мин. после его подачи.

Для трансформаторов на напряжение до 35 кВ включительно мощностью до 10 МВ·А и дугогасящих реакторов сопротивление изоляции обмоток должно быть не ниже значений, приведенных в табл. 1 [8].

Таблица 1.

Минимальные величины сопротивления изоляции обмоток

Температура обмотки, °С	10	20	30	40	50	60	70
R_{60} , МОм	450	300	200	130	90	60	40

Одновременно с измерением сопротивления изоляции обмоток трансформатора определяют **коэффициент абсорбции**.

Из-за наличия абсорбционных явлений ток через изоляцию при приложении постоянного напряжения меняется по величине в течение некоторого времени (порядка десятков секунд), поэтому сопротивлением изоляции и считают ее сопротивление через 60 с. после приложения напряжения. Суть абсорбционных явлений и, одновременно, возможность контроля слоистого увлажнения изоляции поясняет рис. 2, на котором изображена двухслойная изоляция и две равноправные эквивалентные схемы замещения двухслойной изоляции.

При подаче постоянного напряжения сначала происходит резкий скачок напряжения от нуля до установившегося значения, при котором ток протекает только по емкостным элементам (рис. 2,б). Распределение напряжения определяется емкостями этих элементов. По прошествии некоторого времени емкостные элементы перестают играть какую-либо роль и распределение напряжения по слоям определяется их омическими сопротивлениями. Если величины сопротивлений велики, то перезарядка емкостных элементов длится достаточно долго, показания мегаомметра в течение некоторого времени (десятки секунд) будут изменяться; хорошая изоляция без увлажнения означает достаточно длительный процесс перехода в установившийся режим. При увлажнении одного из слоев перезарядка через один из низкоомных элементов **R1** или **R2** пройдет достаточно быстро, за время менее 15 с. Если даже второй слой обладает большим сопротивлением (а при переменном напряжении

низкоомный слой будет нагреваться емкостными токами высокоомного слоя), то по соотношению сопротивлений, измеренных в разные моменты времени (конкретно – через 60 с, R_{60} , и через 15 с, R_{15}), можно судить об увлажнении одного из слоев.

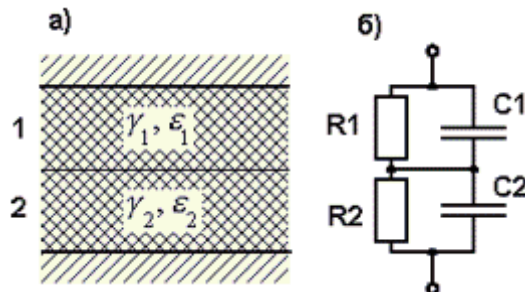


Рис. 2. Двухслойная изоляция и ее схема замещения.

Схема рис. 2,б является естественной схемой замещения двухслойной изоляции, учитывающей сквозные токи через слои изоляции и емкости слоев.

Таким образом, контролируя величину $> R_{60}$, можно судить о наличии сплошного увлажнения изоляции, а по отношению $k_{\text{а́а́ñ.}} = R_{60}/R_{15}$, называемому коэффициентом абсорбции, можно судить о наличии увлажнения одного из слоев изоляции. Более конкретно, если $k_{\text{а́а́ñ.}} < 1,3$, то, как это следует из опытных данных, изоляция недопустимо увлажнена.

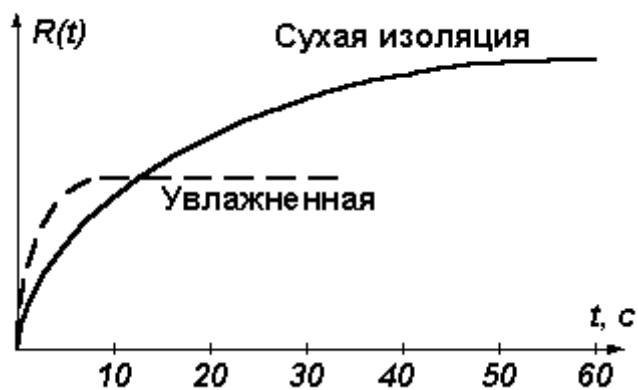


Рис.3. Зависимость сопротивления от времени при сухой и увлажненной изоляции.

Сопротивление изоляции каждой обмотки вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, приведённое к температуре испытаний, при которых определялись исходные значения, должно быть не менее 50% исходных значений.

Измерения в процессе эксплуатации производят при неудовлетворительных результатах испытаний масла и (или) хроматографического анализа газов, растворённых в масле, а также в объёме комплексных испытаний [8].

Измерение сопротивления изоляции обмоток

При вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации сопротивление изоляции измеряется по схемам, применяемым на заводе-изготовителе, и дополнительно по зонам изоляции (например, ВН – корпус, НН – корпус, ВН – НН) с подсоединением вывода «экран» мегаомметра к свободной обмотке или баку. В процессе эксплуатации допускается проводить только измерения по зонам изоляции [8].

Перед проведением измерения необходимо протереть от пыли и грязи ввода трансформатора, отсоединить (при необходимости) провода и шинные мосты от трансформатора (оставить трансформатор без дополнительных устройств) и провести заземление обмоток на оговоренное выше время.

При измерении сопротивления изоляции отсчёт показаний мегаомметра производят каждые 15 секунд и результатом считается сопротивление, отсчитанное через 60 секунд после начала измерения, а отношение показаний R_{60}/R_{15} считается коэффициентом абсорбции.

Испытуемую обмотку трансформатора закорачивают, а свободную обмотку закорачивают и дополнительно подключают к заземлению для того, чтобы не произошло обратной трансформации испытательного напряжения от мегаомметра – рис. 4.

Измерение сопротивления изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали и электрических экранов относительно обмоток и магнитопровода. Измерения производятся в случае осмотра активной части трансформатора. Показания мегаомметра снимают после установившихся значений, когда стрелка не производит колебаний, а установится у какого-либо значения. Мегаомметр при этом подключают линейным зажимом к объекту испытаний (например – к шпильке), а зажимом «земля» – к активной стали трансформатора.

Измеренные значения должны быть не менее 2 МОм, а сопротивление изоляции ярмовых балок – не менее 0,5 МОм.

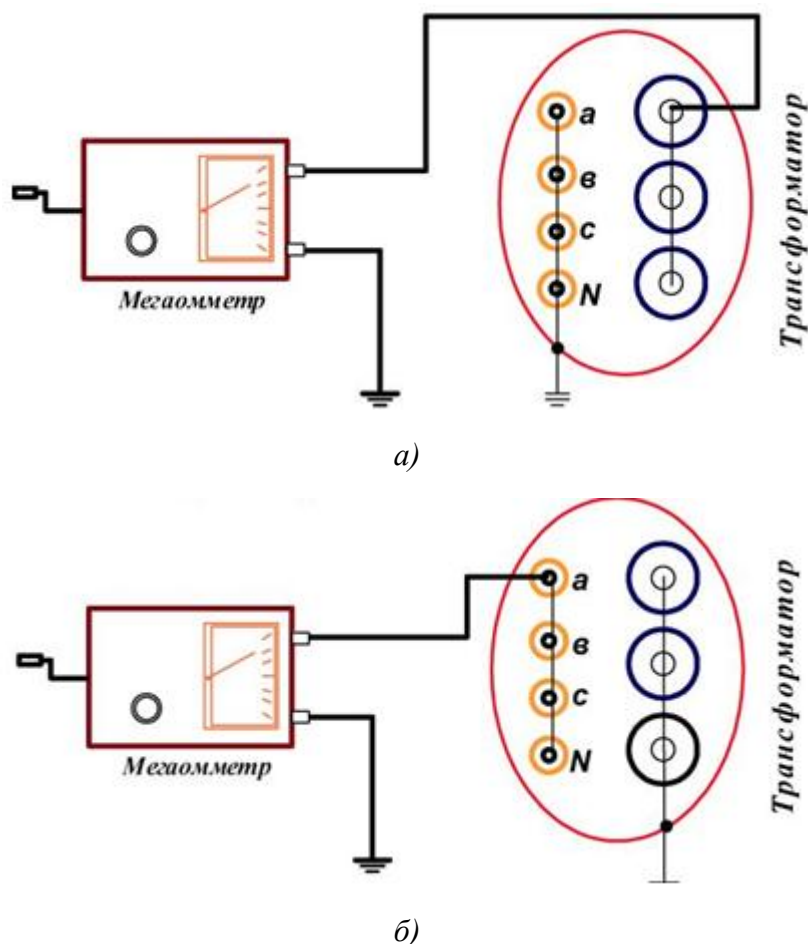


Рис.4. Схемы измерения сопротивления изоляции обмоток: высокого напряжения (а) и низкого напряжения (б).

Хроматографический анализ газов, растворённых в масле (ХАРГ)

При возникновении дефектов в маслонаполненной изоляции (масляные трансформаторы, маслонаполненные вводы) происходит изменение физических характеристик и химического состава масла. Распределенные дефекты в такой изоляции могут быть выявлены при проведении общего химического анализа нефтяного масла или при измерении его электрической прочности и тангенса угла диэлектрических потерь.

В последнее время все более широкое распространение находит методика выявления повреждений в силовых трансформаторах по результатам *анализа растворенных в масле газов*. Идея метода основана на предположении о том, что повреждение в трансформаторе сопровождается выделением различных газов, отсутствующих в масле при нормальной работе. Эти газы первоначально

растворяются в масле и в газовое реле практически не попадают. Выделив эти газы из масла и проведя их анализ, можно обнаружить повреждения на разной стадии их возникновения.

Хроматографический метод позволяет [11]:

- следить за развитием процессов в трансформаторе;
- предвидеть повреждения, не обнаруживаемые традиционными способами;
- характеризовать повреждения и ориентироваться при определении места повреждения.

Надежно фиксируются такие виды повреждений, как перегревы конструктивных частей трансформатора или его твердой изоляции [11].

При превышении предельных значений характерных газов в целях выявления динамики их роста в масле, на действующих трансформаторах применяется способ периодической дегазации масла с последующим хроматографическим анализом газосодержания масла (спектра, динамики роста). При дегазации трансформатор как бы кратковременно очищается от газов, чтобы затем лучше проявлялась динамика роста газов [11].

Хроматографический метод не позволяет учитывать незначительные изменения в состоянии трансформаторов и устанавливать связь между серьезностью повреждения и скоростью изменения концентрации газов. Почти невозможно определить зарождение опасного повреждения изоляции "ползущим" разрядом (например, при повреждении в первом канале между обмоткой ВН и изоляционным цилиндром). На начальной стадии повреждения количество газа (его спектр) не превышает предельных значений составляющих спектра газов рабочего фона. В завершающей же стадии "ползущий" разряд скоротечен, и поэтому хроматографическим анализом его невозможно своевременно выявить. Так же скоротечны витковые и межкатушечные замыкания [11].

В [12] отмечается, что все дефекты в зависимости от продолжительности развития можно подразделить на:

- **мгновенно развивающиеся дефекты**, продолжительность развития которых имеет порядок от долей секунды до минут;
- **быстро развивающиеся дефекты**, продолжительность развития которых имеет порядок от часов до недель;
- **медленно развивающиеся дефекты**, продолжительность развития которых имеет порядок от месяцев до нескольких лет.

Методом хроматографического анализа растворенных в масле газов обнаруживаются медленно развивающиеся дефекты, возможно обнаружение быстро развивающихся дефектов и нельзя определить мгновенно развивающиеся дефекты.

В энергосистемах хроматографический анализ масла выполняется в соответствии с действующими указаниями [12]. Анализ выполняется на хроматографе, как правило, специально подготовленными работниками химической службы.

Существует несколько способов выделения газов из масла, каждому из которых соответствуют свои способы отбора пробы масла. Наибольшее распространение как в отечественной, так и в зарубежной практике нашел метод отбора пробы масла в стеклянные шприцы объемом 5 и 10 мл. Для отбора пробы масла на трансформаторе имеется специальный патрубок. Перед отбором патрубков должен быть очищен от загрязнений, при этом для удаления застоявшегося в патрубке масла необходимо слить некоторое его количество [11].

Отбор пробы масла в стеклянные шприцы применяется в случае выделения растворенных в масле газов с помощью вакуума (рис. 5). Отбор проб производится в медицинские шприцы объемом 5 или 10 мл. Предварительно шприц проверяют на герметичность. Для этого оттягивают поршень до предела и затем конец иглы шприца вводят в резиновую пробку, не протыкая ее насквозь. Надавливают на шток, перемещая поршень примерно на половину его входа. В таком состоянии шприц вместе с пробкой опускают в воду. Отсутствие пузырьков выделяемого воздуха свидетельствует о достаточной герметичности.

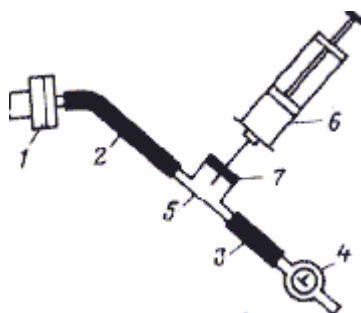


Рис. 5. Отбор пробы масла в шприц.

При организации работы по хроматографии следует учитывать вопрос возможной длительности хранения пробы масла в шприцах. Установлено, что

после двух недель хранения концентрация углеводородных газов, оксида и диоксида углерода уменьшается не более чем на 20%, а водород почти полностью исчезает из пробы масла. В зарубежной практике конструкция шприцов дает возможность хранить образцы масла около 2 мес [11].

Проведя анализ, лаборатория выдает результаты и, как правило, указывает на отклонение от нормы содержания тех или иных растворенных газов. Однако решение о дальнейшей эксплуатации трансформатора принимает электротехническая служба.

При анализе определяют содержание углекислого газа CO_2 , окиси углерода CO , водорода H_2 и углеводородов – метана CH_4 , ацетилен C_2H_2 , этилена C_2H_4 , этана C_2H_6 , а также кислорода O_2 и азота N_2 . Однако чаще производится анализ не по всем перечисленным газам, а по части из них, например углекислому газу, ацетилену и этилену.

При ХАРГ следует учитывать способ защиты масла от увлажнения. При защите воздухоосушителем в спектре будет отмечен кислород, при азотной защите – азот. Наличие воздуха (кислорода) в спектре в случае пленочной защиты показывает потерю ее герметичности [11].

В настоящее время **по концентрации газов** с помощью хроматографического анализа можно определить две группы повреждений силовых трансформаторов:

1) дефекты твердой изоляции (перегревы и ускоренное старение твердой электрической изоляции, частичные разряды в бумажно-масляной изоляции) – по информации о концентрации CO_2 [11];

2) перегревы металла и частичные разряды в масле (дефекты токоведущих частей, особенно контактных соединений, магнитопровода и конструктивных частей, в том числе с образованием короткозамкнутых контуров и др.) – по информации о концентрации C_2H_2 , C_2H_4 ; при пленочной защите дополнительно используют концентрации водорода и метана, а также скорость роста концентрации этих четырех газов и этана. По этим данным определяют, где расположен источник ЧР в масле или в твердой изоляции. Более подробную информацию о степени опасности дефекта получают **по отношениям концентраций характерных газов** [11].

Анализ различен для старых и новых трансформаторов; например в старых трансформаторах наличие CO и CO_2 может характеризовать не наличие дефекта, а естественный повышенный тепловой износ [11].

Характерными газами для перегревов конструкционных частей и магнитопровода в силовых трансформаторах являются этилен и ацетилен. Вопрос о выводе трансформатора в капитальный ремонт решается при появлении в масле трансформаторов одного из этих газов или обоих вместе в определенных количествах по **критерию граничных концентраций** [12].

Критерий граничных концентраций позволяет выделить из общего количества трансформаторного парка трансформаторы с возможными развивающимися дефектами. Такие трансформаторы следует взять под хроматографический контроль с учащенным отбором проб масла и проведением АРГ.

Для бездефектных трансформаторов концентрации газов за срок службы не должны превысить граничных значений. Рекомендуется определять граничные концентрации растворенных газов в масле нормально работающих трансформаторов как минимум через 5 лет. Значения граничных концентраций газов, учитывая различные условия их эксплуатации в разных регионах, рекомендуется определять для каждой энергосистемы по группам однотипных трансформаторов (блочные, сетевые, с регулированием напряжения или без регулирования, одного класса напряжения и т.д.). Рекомендуется, чтобы в каждой группе было не менее 50 трансформаторов.

Для каждого трансформатора в статистическую обработку включаются все измеренные концентрации *i*-го газа за последний год эксплуатации. За граничную концентрацию любого газа следует принимать такое значение, ниже которого оказывается концентрация этого газа у 90% общего числа обследованных трансформаторов принятой группы. При отсутствии достаточных статистических данных для определения граничных концентраций растворенных в масле трансформаторов газов можно пользоваться данными табл. 1 [12].

Таблица 1

Граничные концентрации растворенных в масле газов

Оборудование	Концентрации газов, %об.						
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
Трансформаторы напряжением 110-500 кВ	0.01	0.01	0.001	0.01	0.005	<u>0.05*</u> 0.06	<u>0.6(0.2)*</u> 0.8(0.4)
Трансформаторы напряжением 750 кВ	0.003	0.002*	0.001	0.002	0.001	0.05	0.40
Реакторы напряжением 750 кВ	0.01	0.003	0.001	0.001	0.002	0.05	0.40

* для **CO** – в числителе приведено значение для трансформаторов с азотной или пленочной защитами масла, в знаменателе – для трансформаторов со свободным дыханием;

для CO_2 – в числителе приведены значения для трансформаторов со свободным дыханием при сроке эксплуатации до 10 лет, в знаменателе – свыше 10 лет, в скобках приведены те же данные для трансформаторов с пленочной или азотной защитами масла

По критерию отношений концентраций характерных газов вид и характер развивающихся в трансформаторе повреждений определяется по отношению концентраций следующих газов: H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 и C_2H_6 .

При этом рекомендуется использовать такие результаты ХАРГ, в которых концентрация хотя бы одного газа (из пяти перечисленных выше) была больше соответствующего граничного значения в 1,5 раза.

Характер развивающихся в трансформаторах дефектов определяется согласно табл. 2 [12].

Таблица 2

Определение характера дефекта в трансформаторе по отношению концентраций пар газов

№ п/п	Характер прогнозируемого дефекта	Отношение концентраций характерных газов			Типичные примеры
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
1.	Нормально	<0.1	0.1-1	≤ 1	Нормальное старение
2.	Частичные разряды с низкой плотностью энергии	<0.1	<0.1	≤ 1	Разряды в заполненных газом полостях, образовавшихся вследствие не полной пропитки или влажности изоляции.
3.	Частичные разряды с высокой плотностью энергии	0.1-3	<0.1	≤ 1	То же, что и в п.2, но ведет к оставлению следа или пробоем твердой изоляции.
4.	Разряды малой мощности	>0.1	0.1-1	1-3	Непрерывное искрение в масле между соединениями различных потенциалов или плавающего потенциала. Пробой масла между твердыми материалами.
5.	Разряды большой мощности	0.1-3	0.1-1	≥ 3	Дуговые разряды; искрение; пробой масла между обмотками или катушками или на землю.
6.	Термический дефект низкой температуры (<150°C)	<0.1	0.1-1	1-3	Перегрев изолированного проводника.
7.	Термический дефект в диапазоне низких температур (150-300°C)	<0.1	≥ 1	<1	Местный перегрев сердечника из-за концентрации потока. Возрастание температуры "горячей точки".
8.	Термический дефект в диапазоне средних температур (300-700°C)	<0.1	≥ 1	1-3	То же, что и в п.7, но при дальнейшем повышении температуры "горячей точки".
9.	Термический дефект высокой температуры (>700°C)	<0.1	≥ 1	≥ 3	Горячая точка в сердечнике; перегрев меди из-за вихревых токов, плохих контактов; циркулирующие токи в сердечнике или баке.

Дополнительно характер дефектов, приведенных в табл. 2, уточняет отношение CO_2/CO :

- если повреждением *не затронута* твердая изоляция, то

$$5 \leq CO_2/CO \leq 13;$$

- если повреждением *затронута* твердая изоляция, то

$$CO_2/CO < 5 \quad \text{или} \quad CO_2/CO > 13.$$

При интерпретации полученных значений отношений CO_2/CO следует учитывать влияние отмеченных выше эксплуатационных факторов. В трансформаторах со «свободным дыханием» CO_2 может попасть в масло из воздуха приблизительно до 0.03% об.

Хроматографический анализ газов производится на компьютерных комплексах, позволяющих автоматизировать анализ критериев и распознавать появляющиеся дефекты в оборудовании до отказа оборудования.

Хроматографический контроль масла должен осуществляться в следующие сроки [13]:

– трансформаторы напряжением 110 кВ мощностью менее 60 МВА и блочные трансформаторы собственных нужд – через 6 мес. после включения и далее не реже 1 раза в 6 месяцев;

– трансформаторы 110 кВ мощностью 60 МВА и более, а также все трансформаторы 220-500 кВ – в течение первых суток, через 1, 3 и 6 месяцев после включения и далее – не реже 1 раза в 6 месяцев;

– периодичность ХАРГ для трансформаторов с развивающимися дефектами определяется динамикой изменения концентраций газов и продолжительностью развития дефектов;

– в случае выявления дефекта необходимо выполнить 2-3 повторных анализа растворенных газов для подтверждения вида и характера дефекта и принятия решения о дальнейшей эксплуатации трансформатора и/или выводе его из работы. Отбор проб масла для определения скорости нарастания газов рекомендуется проводить 1 раз в 7-10 дней в течение месяца для медленно развивающихся дефектов и через 2-3 дня – для быстро развивающихся.

Минимальное время повторного отбора пробы масла (T_{id}) для проведения анализа можно рассчитать по формуле [12, 13]:

$$T_{id} = \frac{\beta \cdot M_{Ai}}{V_{абсi}},$$

где: β – коэффициент кратности последовательных измерений;

M_{Ai} – предел обнаружения в масле i -го газа, % об.;

V_{abci} – абсолютная скорость нарастания i -го газа, % об./мес.

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$) изоляции обмоток.

Угол диэлектрических потерь – угол, на который вектор электрической индукции в диэлектрике отстает от вектора напряженности переменного электрического поля. Характеризует диэлектрические потери энергии в среде.

Потери мощности ΔP пропорциональны $\text{tg } \delta$ (тангенсу угла диэлектрических потерь). Измерение $\text{tg } \delta$ используют для оценки состояния изоляции независимо от массогабаритных характеристик последней. Чем больше $\text{tg } \delta$, тем больше диэлектрические потери, тем хуже состояние изоляции.

На практике $\text{tg } \delta$ измеряют в процентах.

Значение $\text{tg } \delta$ нормируется для электрооборудования и зависит от температуры и величины прикладываемого напряжения. Измерение $\text{tg } \delta$ следует производить при температуре не ниже $+10^\circ\text{C}$. Для приведения измеренных значений $\text{tg } \delta$ к необходимой температуре (например, температуре при измерениях на заводе) используют поправочные коэффициенты.

Измерение $\text{tg } \delta$ производится мостами P5026, МД-16 и P595 на высоком (3 - 10 кВ) и низком напряжении.

На рис. 6 представлена нормальная (прямая) схема включения измерительных мостов. Данная схема включения используется при измерениях на объектах, у которых оба электрода изолированы от земли. Применяется также перевернутая (обратная) схема включения мостов, в которой зажимы моста для заземления и подачи напряжения меняются местами. Перевернутая схема менее точна, чем нормальная. Однако, измерения $\text{tg } \delta$ изоляции трансформаторов, а также установленных на оборудовании вводов могут производиться только по перевернутой схеме, т. к. один из электродов в этих случаях заземлен.

Значение $\text{tg } \delta$ изоляции измеряют при напряжении, равном номинальному напряжению объекта измерения, но не выше 10 кВ. При номинальном напряжении объекта менее 6 кВ измерения производят на напряжении 220-380

В. Измерения производят при удовлетворительных результатах оценки состояния изоляции с помощью мегаомметра и другими способами и удовлетворительных результатах испытаний пробы масла маслонеполненных аппаратов. Измерения при сушке изоляции производят на напряжении 220-380В. Результаты измерений $tg\delta$ сравнивают с допустимыми нормами и результатами предыдущих измерений, в том числе заводских.

В качестве испытательного трансформатора используют трансформаторы напряжения НОМ-6 или НОМ-10. Для обеспечения точности измерения мост и вспомогательное оборудование, необходимое для измерения, располагаются в непосредственной близости от проверяемого объекта (рис. 6), т. к. мост учитывает потери в соединительном проводе.

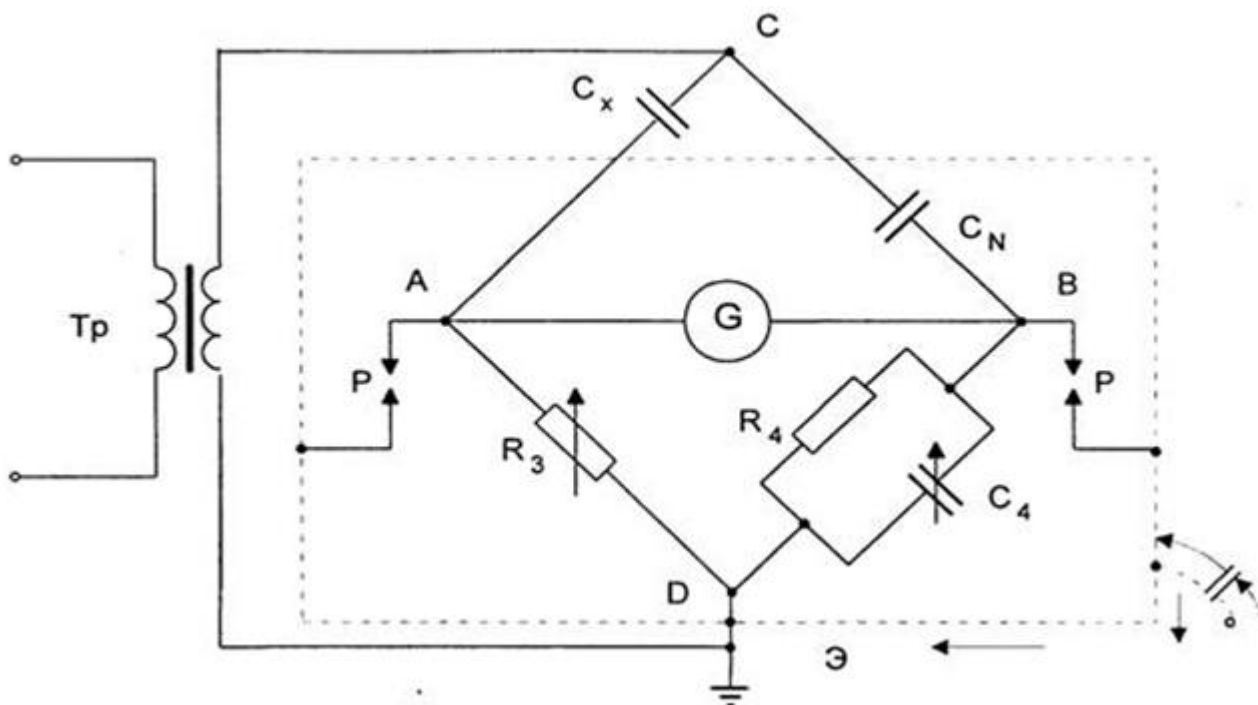


Рис. 6. Нормальная (прямая) схема включения моста переменного тока.
Tr - испытательный трансформатор; *C_N* - образцовый конденсатор;
C_X - испытываемый объект; *G* - гальванометр; *R₃* - переменный резистор; *R₄* -
 постоянный резистор; *C₄* - магазин емкостей.

Измеренные значения $tg\delta$ изоляции при температуре изоляции 20 градусов и выше, не превышающие 1%, считаются удовлетворительными и их сравнение с исходными данными не требуется.

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Является обязательным приемо-сдаточным испытанием и проводится один раз на окончательно собранном и залитом маслом трансформаторе. Изоляцию обмоток испытывают вместе с вводами от постороннего источника переменного тока через специальный однофазный испытательный трансформатор, например типа ОМ-33/35. Для испытания трансформаторов класса напряжения до 10 кВ вместо него успешно применяют измерительные трансформаторы напряжения типа НОМ-35.

Испытывают обе обмотки трансформатора, сначала, как правило, НН, а затем – ВН. Все три ввода испытываемой обмотки соединяют между собой и через предохранитель подключают к высоковольтному вводу испытательного трансформатора, а вводы другой обмотки и бак трансформатора заземляют. Испытательное напряжение поднимают плавно и выдерживают в течение 1 мин. В это время испытываемый трансформатор прослушивают. Допускаются слабые частичные разряды, сопровождающиеся потрескиванием внутри трансформатора, возможны отдельные разряды в первой половине минуты, которые потом прекращаются. По истечении 1 мин, если не произошло пробоя, испытательное напряжение снижают до нуля и считают, что трансформатор выдержал испытание. Электрические испытания трансформаторного масла заключаются в испытании электрической прочности (на пробой) и измерении $tg\delta$. Испытание на пробой масла производят несколько раз: из бака перед сливом из трансформатора, поступившего в ремонт, чтобы в зависимости от его состояния слить масло в ту или иную емкость; из крана маслоочистительной установки в процессе контроля качества сушки, перколяции или регенерации масла; непосредственно перед заливкой в бак отремонтированного трансформатора хорошего масла из емкости и после отстоя масла в баке при приемо-сдаточных испытаниях. Измерение $tg\delta$ масла из каждого отдельного трансформатора не производят, а выполняют его централизованно при подготовке больших порций масла при сомнительных результатах испытания на пробой и сокращенного химического анализа. Для измерения пробивного напряжения масла применяют специальные маслопробойные аппараты разных типов (например, АИМ-80). Пробивное напряжение масла из емкости должно быть не менее 30 кВ, а из бака трансформатора – не менее 25 кВ.

Изоляция импортных трансформаторов, которую поставщик испытал напряжением ниже указанного в ГОСТ-18472-82, испытывается напряжением, значение которого устанавливается в каждом случае особо.

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

Испытательное напряжение 1 - 2 кВ. Продолжительность испытания 1 мин. Испытанию подвергается изоляция каждой из обмоток. Все остальные выводы других обмоток, включая выводы расщепленных ветвей обмоток, заземляют вместе с баком трансформатора. Подлежат заземлению и зажимы измерительных обмоток встроенных трансформаторов тока, выводы измерительных обкладок вводов (при наличии их на силовом трансформаторе). Схема испытания представлена на рис. 7.

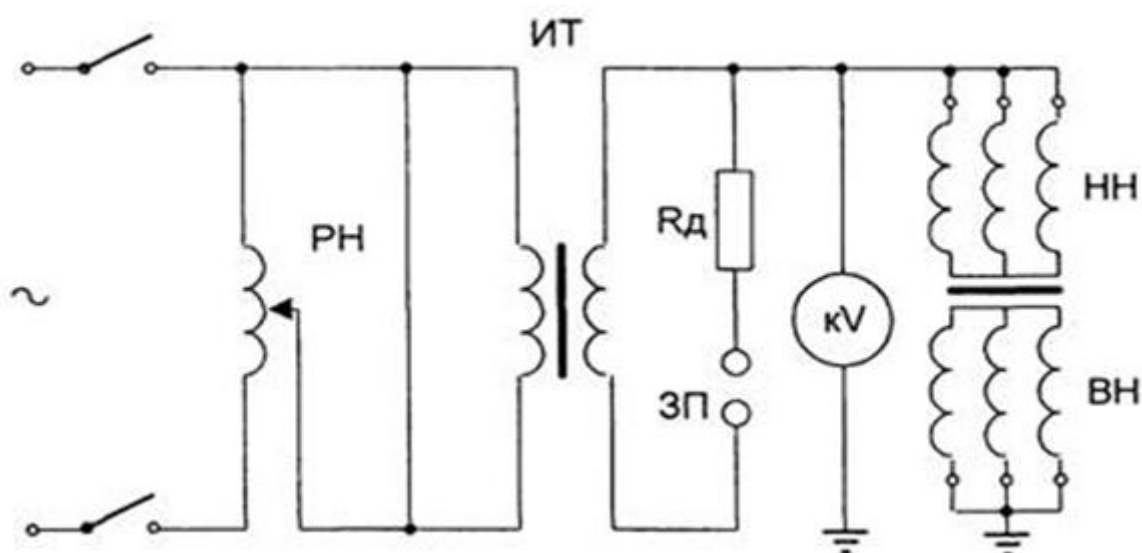


Рис. 7. Схема испытания.

Для защиты испытываемой обмотки от случайного чрезмерного повышения напряжения параллельно к ней присоединяется шаровой разрядник с пробивным напряжением, равным 115-120% требуемого испытательного напряжения. Последовательно с разрядником включается токоограничивающее сопротивление, служащее для защиты шаров от оплавления при пробое воздушного промежутка между ними. При производстве испытаний трансформаторов температура изоляции обмоток не должна быть выше 40°C. Контроль величины испытательного напряжения должен производиться на стороне высшего напряжения испытательного трансформатора с помощью электростатического киловольтметра, например типа С-96, С-196. Исключение

могут составлять силовые трансформаторы небольшой мощности с номинальным напряжением до 10 кВ включительно. Для них допускается испытательное напряжение измерять вольтметром, включая его на стороне НН испытательного трансформатора. Класс точности низковольтного вольтметра должен быть 0,5. Подъем напряжения при производстве испытаний допускается производить сразу до 50% испытательного, а затем плавно до полного значения со скоростью порядка 1–1,5% испытательного напряжения в 1 с. После выдержки в течение требуемого времени (1 мин.) напряжение плавно снижается в течение времени порядка 5 с до значения 25% или менее испытательного, после чего цепь размыкается. Внутренняя изоляция масляного трансформатора считается выдержавшей испытание на электрическую прочность, если при испытании не наблюдалось пробоя или частичных нарушений изоляции, которые определяются по звуку разрядов в баке, выделению газа и дыма и по показаниям приборов (амперметра, вольтметра).

Тепловизионный контроль трансформаторов

Выделение тепла в токоведущих частях происходит вследствие сопротивления проводников протекающему по ним току. Кроме того, в токоведущих частях и в нетоковедущих металлических элементах могут возникать вихревые токи, также способствующие тепловыделению. В магнитных материалах тепло выделяется вследствие магнитного гистерезиса. В изоляции, находящейся под напряжением, тепловыделение обусловлено диэлектрическими потерями.

Одновременно с выделением тепла в оборудовании происходит процесс его отвода с внешней поверхности. Это может происходить естественным путем или с использованием принудительных средств охлаждения. Тепловой режим и температурные характеристики проектируемого оборудования обычно задаются в зависимости от класса нагревостойкости изоляционных элементов, соприкасающихся с токоведущими частями, от назначения материалов, от режима и условий эксплуатации и других факторов.

При тепловизионном обследовании четко выявляются дефекты работы охладителей; термосифонных фильтров; местные перегревы баков; перегревы болтов, соединяющих колокол и поддон; работы маслоуказателей по уровню масла и другие. Четко выявляются некоторые дефекты вводов, не связанные, однако, с увеличением тангенса угла диэлектрических потерь. В ряде случаев

только тепловизионный контроль позволяет выявить причину роста газосодержания в масле трансформатора. Такими причинами могут быть как образование короткозамкнутых контуров при неправильной сборке экранированных токопроводов, так и любые другие дефекты, приводящие к перегреву отдельных элементов бака от вихревых токов. Примеры термограмм приведены ниже на рис. 8, 9, 10.

На рис. 8 показан контроль степени нагрева в блоке переключателя обмоток масляного трансформатора 25 МВА (фото 8б). В рабочем состоянии нагрев не должен превышать температуру блока обмоток трансформатора. Термограммы 8а и 8в указывают на критическое состояние в блоке переключателя обмоток.



Рис. 8. Контроль степени нагрева в блоке переключателя обмоток масляного трансформатора 25МВА.

На рис. 9а – 9в показаны некоторые термограммы, полученные при тепловизионных обследованиях силового масляного трансформатора. На термограмме 9а заметно наличие дефектов соединения на выходе вторичной обмотки.

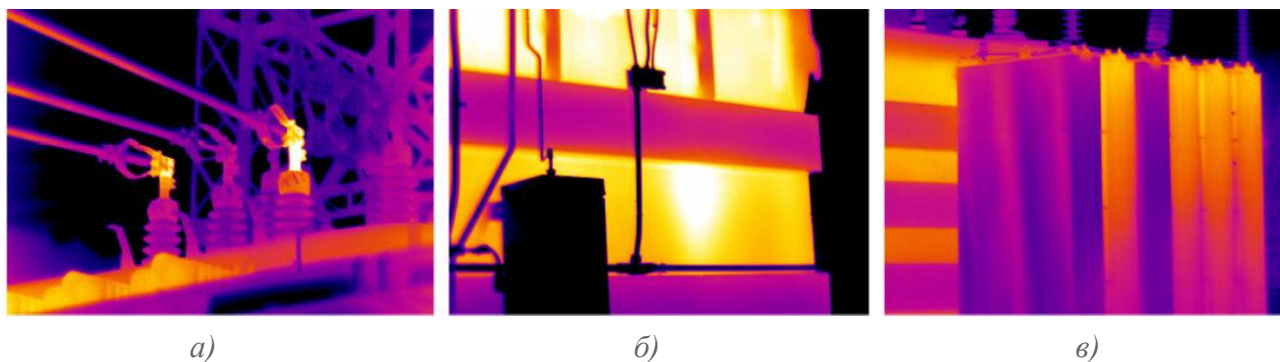


Рис. 9. Тепловизионное обследование силового масляного трансформатора.

Термограмма 9б свидетельствует о замыкании вторичной обмотки через сердечник и металлический корпус трансформатора на землю.

Термограмма 9в указывает на нарушение работы радиатора системы масляного охлаждения.

Каждый из трех дефектов может привести к преждевременному выходу электрооборудования из строя.

При обследовании силовых трансформаторов (фото 10б) необходимо проводить сканирование с разных сторон. Термограмма 10а показывает, что этот радиатор имеет достаточный уровень масла для нормальной работы. Но термограмма 10в указывает на различие в работе отдельных радиаторов.

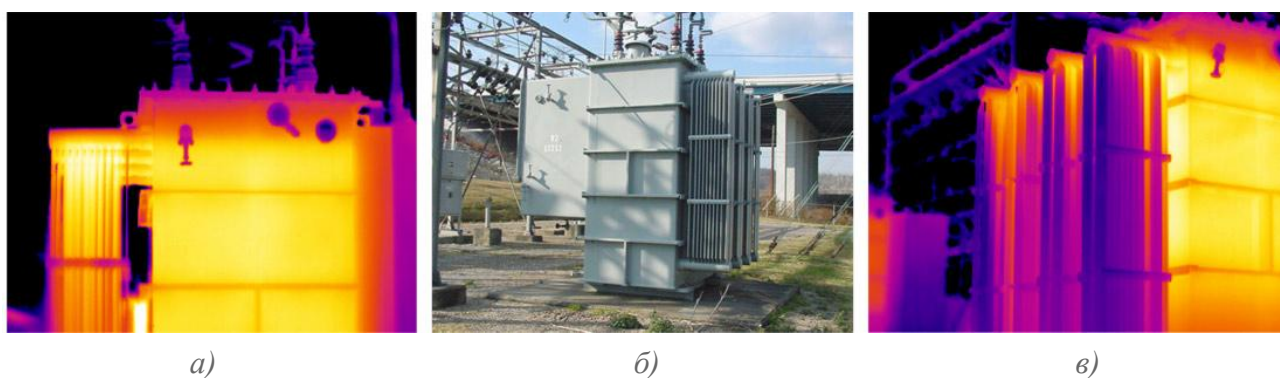


Рис. 10. Тепловизионное обследование радиатора силового масляного трансформатора.

Сухие трансформаторы и внешние факторы

Современные сухие трансформаторы отличаются достаточно высокой надежностью в эксплуатации, но, как и на другое электрооборудование, на сроки их службы оказывают влияние внешние факторы.

Рассмотрим агрессивные внешние факторы, вследствие воздействия которых может произойти отказ и выход из строя трансформатора. Сухие трансформаторы, подвержены различной химической и физической агрессии, зависящей от качества окружающей среды. Потенциальными опасностями являются следующие:

- влажность;
- физические и химические загрязнения;
- ветер.

При хранении температура трансформатора равна температуре окружающей среды. В этот период его изоляция подвержена воздействию влаги: проникновению в изоляцию и конденсации на поверхности, что может

стать причиной разрядов («перекрытий») при подаче напряжения. По этой причине хранить трансформатор рекомендуется при относительной влажности воздуха не выше 90%, а перед включением в работу убедиться в отсутствии конденсата.



Рис. 11. Внешний вид сухого силового трансформатора.

Сухой трансформатор при эксплуатации может подвергаться различным агрессивным воздействиям:

- **высокая влажность** (несмотря на то, что рабочая температура обмоток выше температуры окружающей среды, очень высокая влажность может вызвать проникновение влаги в материал обмоток и ухудшение изоляционных свойств);

- **проводящая пыль** (электростатические поля притягивают частицы пыли, оседающие на поверхности обмоток ВН. Это снижает сопротивление поверхностным токам утечки, повышая вероятность перекрытий изоляции трансформатора);

- **летучие углеводороды**: пары масла и др. (притягиваемые электростатикой пары углеводородов могут оседать на поверхности обмоток. Впоследствии под воздействием температуры углеводороды могут трансформироваться химически, образуя полупроводящие или проводящие отложения. Это может способствовать перекрытию изоляции либо ухудшить распределение электрического поля по поверхности, способствуя аккумуляции проводящей пыли);

– **химические загрязнения.** Некоторые вещества вызывают коррозию изоляционных материалов (ее скорость зависит от влажности и температуры) и деградацию диэлектрических свойств.

– **пыль, песок, соль** (степень влияния данных факторов зависит от присутствия ветра).

Возможны следующие варианты:

– ухудшение электрических параметров: качества контактов, сопротивления токам утечки;

– препятствие работе вентиляторов;

– абразивное воздействие на поверхность изоляторов и снижение поверхностного сопротивления;

– накапливание проводящей пыли на обмотках ВН;

– засорение вентиляционных отверстий.

Мелкая пыль гигроскопична, что дополнительно способствует образованию проводящего слоя на поверхности изолятора.

Тепловой режим работы трансформатора – один из важнейших факторов, влияющих на старение изоляции, и как следствие, на сроки его службы. Ниже приводятся условия, которых рекомендуется придерживаться для обеспечения надлежащего охлаждения, независимо от размеров помещения и степени защиты сухого трансформатора (наличия кожуха). Эти рекомендации применимы и для других типов электрооборудования.

Большой объем пространства над трансформатором способствует лучшему оттоку нагретого воздуха. Кроме того, эффективность вентиляции зависит от ее способности удалять воздух из верхней части помещения. Для этого приточное отверстие должно располагаться как можно ниже, а вытяжное – как можно выше и с противоположной стороны.

Расположение приточного вентиляционного отверстия (вентилятор, работающий на вдув) над трансформатором препятствует оттоку горячего воздуха от него. Это может привести к повышению температуры трансформатора выше допустимой. В лучшем случае сработает тепловая защита; в худшем, если она отсутствует, произойдет перегрев и преждевременное старение изоляции.

3. ДИАГНОСТИКА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВВОДОВ

В настоящее время в энергосистемах эксплуатируется значительное количество вводов разных типов исполнения и разных годов выпуска, иногда с наработкой 40 лет и более [16]. Большое количество установленных в эксплуатации вводов имеют наработку, превышающую нормативный срок службы 25 лет, установленный требованиями действующих стандартов [18]. При этом необходимо отметить, что подавляющее количество эксплуатируемых вводов в России, странах СНГ, Прибалтики и странах бывшего СЭВ – это вводы производства завода «Изолятор», старейшего предприятия электротехнической промышленности России, имеющего более чем 100-летнюю историю [16].

Выпускались следующие типы вводов: с маслобарьерной изоляцией (МБ) на 110-500 кВ с 1936 по 1960г., с бумажно-масляной изоляцией (БМИ) негерметичного исполнения на 110-220 кВ с 1956 по 1994г. и герметичного исполнения 110-1150 кВ с 1962г. по настоящее время, с твердой изоляцией типа RBP 110 кВ/800 А (по лицензии фирмы «Микафил») с 1973г., на 110 кВ/2000 А и 150 кВ/800 А – с 2000 г [16].

Очевидно, что вводы разных типов исполнения имеют различные показатели надежности в зависимости от длительности эксплуатации. Абсолютное число отказов в 60, 70 и 80-е гг. составляло в среднем соответственно 25, 45 и 84 отказов в год. Однако можно утверждать, что удельная повреждаемость существенно не менялась, поскольку рост числа отказов соответствовал росту числа установленных вводов и, более того, удельная повреждаемость имела тенденцию к снижению с конца 80-х – начала 90-х гг. Наибольшее количество повреждений приходится на вводы 110 кВ. Но это связано не с низкой их надежностью, а с тем, что от общего количества вводов, находящихся в эксплуатации, доля вводов 110 кВ составляет более 50 % [16].

Следует отметить, что с 1985-1986 гг. для заливки вводов вместо масел типа Т-750 с высоким содержанием ароматики (~30 %) стало использоваться масло типа ГК с низким содержанием ароматики (~6 %) [16]. Эти масла существенно различаются по своим свойствам, таким, как газостойкость, стабильность и совместимость с конструкционными материалами. Эти свойства характеризуют масла с точки зрения устойчивости к воздействию ЧР по газообразованию и степени физико-химического взаимодействия с

конструкционными материалами по образованию продуктов уплотнения масла, в том числе твердого осадка. Их количественная оценка производится измерениями:

- газосодержания (методом ХАРГ);
- сдержания твердого осадка (методом фильтрации);
- величины диэлектрических потерь (методом электрических измерений $tg \delta$).

По степени устойчивости к воздействию напряженности электрического поля E (устойчивости к ЧР) масла условно разделяют на газопоглощающие и газовыделяющие. Масла с большим содержанием ароматики типа Т-750 являются газопоглощающими (при расчетных значениях E), а с низким содержанием ароматики типа ГК – газовыделяющими. Условность разделения масел на газопоглощающие и газовыделяющие заключается в том, что при достаточно высокой напряженности все они являются газовыделяющими [19]. В связи с различием свойств масел изменился и характер отказов для вводов разных годов выпуска и разных типов.

Для герметичных вводов с маслом Т-750 отмечалось с начала 80-х гг. повышение интенсивности отказов уже после 4-10 лет эксплуатации из-за пробоя в нижней части по поверхности фарфора. Пробой происходил при рабочем фазном напряжении в результате развития ползущих разрядов по желто-бурому налету (осадку), отложившемуся в процессе эксплуатации на внутренней поверхности крышки. Этот факт подтверждают случаи разборок вводов с неповрежденными фаз трансформатора, когда обнаруживались следы незавершенных разрядов [20, 21]. Основной причиной образования осадка, осаждения его на поверхности и снижения электрической прочности является ускоренное старение масла, связанное как с режимом работы (E, T), так и с увеличением размеров частиц в процессе их коагуляции от 10 до 2000 А [22] при воздействии температуры и напряженности электрического поля [16].

Для герметичных вводов с маслом ГК выпуска с 1986 г., по имеющимся данным, число аварий в 90-е гг. стало незначительным, но, несмотря на снижение удельной повреждаемости, возникла проблема высокой отбраковки. Отбраковка производилась после непродолжительной эксплуатации:

- в основном из-за неудовлетворительных результатов ХАРГ;
- иногда из-за повышения давления в результате резкого газообразования;

– очень редко из-за роста тангенса угла диэлектрических потерь ($tg \delta$) изоляции.

В то же время для негерметичных вводов, особенно вводов 220 кВ для масляных выключателей (МВ) с маслом ГК, уже через 1-2 года эксплуатационная надежность была неудовлетворительной по причине браковки из-за высоких значений $tg \delta$ изоляции или роста повреждений из-за пробоя остова. Опыт эксплуатации выявил, что во вводах негерметичного исполнения, заполненных маслом марки ГК, особенно вводов для масляных выключателей (выпуск 1985-1994 гг.), наблюдаются явления образования воскообразных отложений в изоляционном остове. Этот процесс приводит к росту измеряемых значений $tg \delta$ изоляции, росту концентрации горючих газов в масле и соответственно к повышенной отбраковке при профилактических испытаниях. При несвоевременной отбраковке развитие этих процессов заканчивается пробоем изоляции и аварией [16].

Вероятность отказа до и после проведения профилактических испытаний существенно различается. Например, для 110 кВ с БМИ различие приблизительно в 5 раз [16]. Вероятность выявления опасного состояния изоляции с развивающимся дефектом вводов, у которых остаточный срок службы $T_{ост} < 0,5$ года, при существующих методах контроля высоковольтных вводов с БМИ порядка 90 %, а с применением метода ХАРГ еще выше – (95-97 %). Высокая чувствительность метода ХАРГ увеличивает вероятность «ложной» отбраковки, так как с учетом сравнительно небольшого объема масла во вводе позволяет обнаружить дефект, который из-за малого его развития может и не приводить к аварийному повреждению за установленный срок службы высоковольтного ввода, или по крайней мере до следующего контроля [16].

В 2002–2004 гг. заводом «Изолятор» разработана технология промышленного производства высоковольтных вводов с современной твёрдой RIP-изоляцией. RIP (resin impregnated paper – бумага, пропитанная смолой) – наименование (аббревиатура), соответствующая стандарту МЭК 60137 [23]. В аварийных случаях повреждения твердой RIP-изоляции не приводят к таким тяжёлым последствиям, как при повреждении бумажно-масляной изоляции, которая более взрыво- и пожароопасна [15].

Разработанная технология вакуум-нагнетательной пропитки бумажного остова эпоксидным компаундом с последующим отверждением обеспечивает высокое качество изоляции, исключаящее наличие газовых включений в ней.

Это подтверждается микроскопическими исследованиями структуры изоляции и результатами высоковольтных испытаний с измерением уровня частичных разрядов (ЧР). При приёмосдаточных испытаниях, которым подвергается каждый ввод, измеряемый уровень ЧР должен быть менее 2 пикокулон [пКл] при рабочем напряжении и не более 10 пКл вплоть до одноминутного испытательного напряжения, что превосходит требования, установленные стандартом МЭК 60137 [15, 23].

Однако в последнее время участились случаи отказов в эксплуатации высоковольтных вводов 330–500 кВ с твёрдой RIP-изоляцией, значительная часть которых происходила в течение короткого времени после проведения каких-либо работ на трансформаторе или на вводе, связанных с отключением нагрузки и последующим включением. Этот факт указывает на возможную связь повреждений вводов с коммутационными перенапряжениями [15].

На заводе «Изолятор» проводится весь комплекс высоковольтных испытаний для подтверждения соответствия вводов требованиям российских [24] и международных [23] стандартов. Каждый тип вводов проходит сначала *приёмочные* испытания, а затем каждый ввод без исключения проходит *приёмосдаточные* испытания, по результатам которых он признаётся годным и подлежит отгрузке потребителю. Если же ввод не проходит приёмосдаточных испытаний, то он возвращается в производство для разборки и утилизации изоляции [15].

Таким образом, к потребителю могут попасть только вводы, полностью соответствующие требованиям, предъявляемым к ним нормативными документами. И, тем не менее, в эксплуатации имеют место однотипные случаи повреждений. Если предположить, что причиной такого повреждения является внутренний дефект ввода, то он должен быть такого размера, который неминуемо был бы обнаружен при проведении испытаний как на заводе, так и перед монтажом.

Для более подробного исследования этого вопроса и более чёткого выявления возможных дефектов на заводе предпринимались следующие шаги. В первую очередь, с 2011 г. в объём приёмосдаточных испытаний вводов 220 кВ и выше были введены испытания грозовым импульсом в соответствии со стандартом МЭК 60137 [23], что ужесточило прохождение вводами испытаний и одновременно повысило эксплуатационную надёжность [15]. Дополнительно был проведён комплекс испытаний следующего объёма:

– климатические испытания вводов 330–500 кВ, в том числе и с RIN-изоляцией (RIN – resin impregnated nonwoven – это новый тип изоляции, в которой при намотке используется нетканое полотно, не содержащее целлюлозы и не подверженное увлажнению), на стойкость к изменению температуры;

– ресурсные испытания в условиях завода с приложением к вводу повышенного напряжения промышленной частоты 50 Гц;

– выявление коэффициента запаса при многократном приложении грозовых и коммутационных импульсов (до 100 и более) с большой амплитудой.

Кроме упомянутых выше методов и способов контроля работоспособности высоковольтных вводов, в эксплуатации широко применяется устройство КИВ, а также разрабатываются новые методы контроля. Рассмотрим эти устройства и методы.

Контроль изоляции вводов (КИВ) [17]

КИВ – это устройство контроля изоляции высоковольтных маслонаполненных вводов трансформаторов. Устанавливается на вводах 500кВ и 750кВ. В нормальном режиме, когда изоляция высоковольтного ввода хорошая, существуют токи утечки, которые протекают от токоведущей части с напряжением к нулевому потенциалу – т.е. к баку трансформатора. Эти токи, во-первых, очень малы, во-вторых, они растекаются по всей площади фольги на цилиндрах, поэтому никакого нарушения изоляции ввода не происходит. Если что-то случилось с маслом или с конструкцией цилиндров, токи утечки начинают увеличиваться, начинается постепенное разрушение изоляции ввода. Как схема КИВ определяет этот процесс?

Рассмотрим конструкцию ввода – рис. 11 и процессы, в нем происходящие.

Комплект КИВ состоит из блок-реле КИВ-500Р (или КИВ-5Р на старых подстанциях), согласующего трансформатора (ТПС), защитных разрядников, блокирующего реле – рис. 12.

Принцип действия основан на измерении суммы трехфазной системы токов, протекающих под воздействием рабочего напряжения через изоляцию трех вводов, включенных в разные фазы АТ. Подключением соответствующих

ответвлений первичной обмотки согласующего трансформатора добиваются минимального тока небаланса в реле КИВ-500Р.

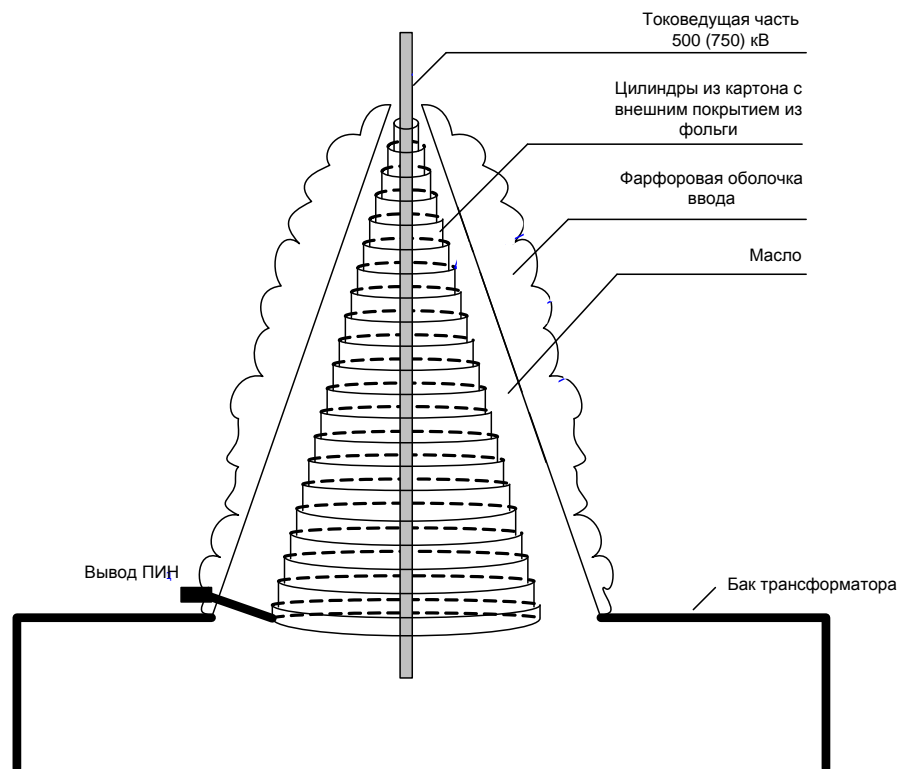


Рис. 11. Конструкция высоковольтного ввода [17].

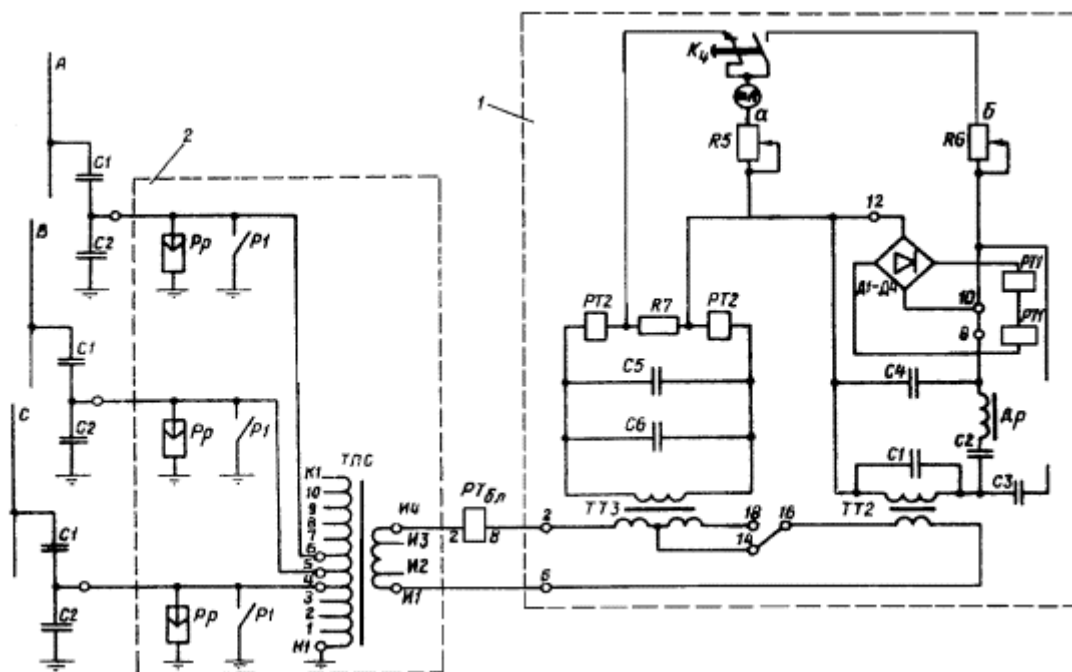


Рис. 12. Комплект КИВ [27]; ТПГ – трансформатор промежуточный согласующий.

При повреждении изоляции одного из вводов баланс суммы токов в реле КИВ-500Р нарушается – рис. 13.

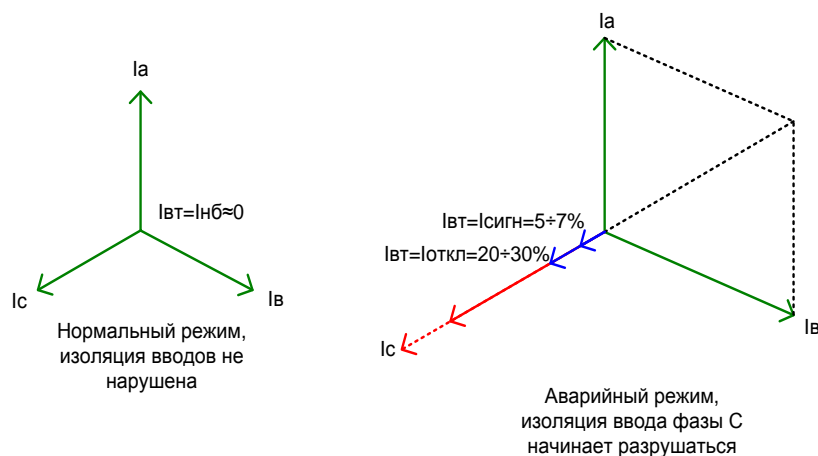


Рис. 13. Векторные диаграммы в реле КИВ в нормальном и аварийном режимах [17].

Реле КИВ-500Р – рис. 14, состоит из сигнального, отключающего и измерительного элементов – рис. 15.



Рис. 14. Блок-реле КИВ-500 [26].

Срабатывание сигнального элемента происходит при токе в первичной обмотке ТПС $5 \div 7\%$ номинального емкостного тока ввода. Время срабатывания сигнального элемента – 9 секунд. При этом срабатывает указательное реле 1РУ в комплекте КИВ-500Р и загорается табло «Сработал КИВ».

Срабатывание отключающего элемента происходит при токе в первичной обмотке ТПС $20 \div 25\%$ номинального емкостного тока ввода. Отключающий элемент автоматически вводится в работу после срабатывания сигнального элемента. Выдержка времени отключающего элемента 1,3 секунды. При срабатывании отключающего элемента срабатывает указательное реле 2РУ в комплекте КИВ-500Р, АТ отключается со всех сторон.

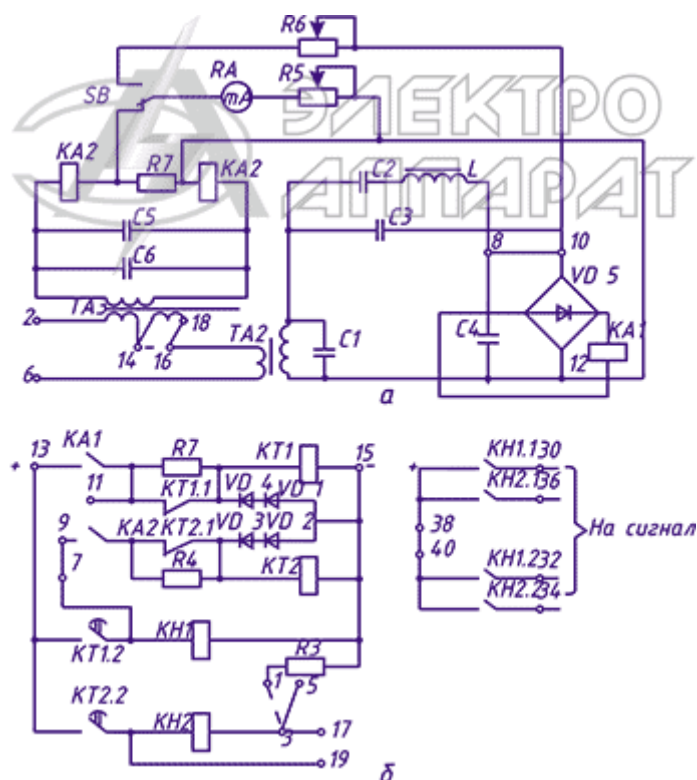


Рис. 15. Электрическая схема реле КИВ-500 [27].

Блокирующее реле предназначено для предотвращения ложной работы отключающего элемента при изменении тока в первичной обмотке ТПС скачком, например, из-за нарушения контакта в цепях первичной обмотки ТПС – рис. 16. Блокирующее реле срабатывает при токе в первичной обмотке 60-70% номинального емкостного тока ввода и запрещает действие отключающего элемента на отключение АТ.

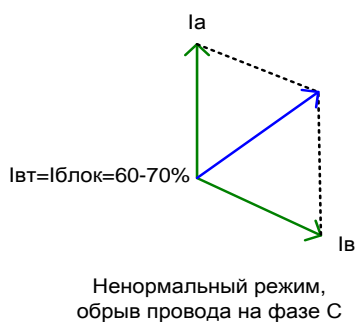


Рис. 16. Векторная диаграмма при обрыве провода на фазе С [17].

Миллиамперметр измерительного элемента КИВ-500Р отградуирован по току первичной обмотки ТПС. По его показаниям оценивается степень и интенсивность процесса повреждения изоляции вводов. Таблицы перевода показаний миллиамперметра КИВ-500Р в первичные емкостные токи вводов находятся на соответствующих комплектах КИВ-500Р.

На работающем АТ отключающий элемент КИВ должен быть введен на отключение.

Отключающий элемент переводится на сигнал:

- при неисправности КИВ;
- при проверке КИВ;
- при замере емкостных токов высоковольтных вводов.

Оперативный персонал обязан раз в сутки записывать показания миллиамперметра КИВ-500Р в специальный журнал.

Действия оперативного персонала при срабатывании КИВ на сигнал:

– При срабатывании сигнального комплекта КИВ оперативный персонал должен замерить небаланс по прибору КИВ-500Р и в течение 3-5 минут непрерывно наблюдать за его изменением, нажимая при этом кнопку. Если в течение этого времени не обнаруживается увеличение тока небаланса, необходимо в дальнейшем измерять значение тока небаланса через каждые 15 минут до выяснения и устранения причины увеличения тока небаланса или до отключения АТ.

– Записать результаты измерений в оперативный журнал и сообщить вышестоящему оперативному персоналу значение тока небаланса, скорость его увеличения и о возможной необходимости отключения АТ;

– Сообщить о срабатывании сигнального комплекта КИВ руководству МП МЭС, персоналу РЗА (персонал РЗА должен измерить емкостные токи вводов и определить фазу, на которой начинает повреждаться изоляция);

Потребовать у вышестоящего диспетчера немедленного отключения АТ после срабатывания устройства КИВ на сигнал при постоянном росте тока небаланса или при величине тока небаланса выше 10% номинального емкостного тока ввода [17].

Тепловизионный контроль состояния высоковольтных вводов

Тепловизионный метод может быть применён только в том случае, когда выделяется тепло, потому что он опирается на тепловую разность между жидкостью и пустотой в верхней части высоковольтного ввода. Высоковольтный ввод в трансформаторах – идеальный пример перегрева, происходящего в результате потерь энергии.

Проверка в ходе эксплуатации

Термографическое обследование – удобный инструмент, поскольку позволяет проводить проверки без снятия нагрузки и отключения оборудования, и настолько часто, насколько это необходимо. Для достоверных результатов, желательна загрузка оборудования, не ниже 50% номинальной.

Примеры. 1. Во время тепловизионной диагностики было обнаружены повышенные температуры на крышках трех высоковольтных вводов – рис. 17. Если разница температур различается более чем на 10 градусов, то это уже повод для беспокойства. В данном случае температуры на вводах были выше 53°C, и ситуацию можно считать критической. **В ходе проверки было выявлено, что вместо болтов из нержавеющей стали использовались алюминиевые. В течение длительного времени работы оборудования соединение ослабло, создавая условия для нагрева [14].**

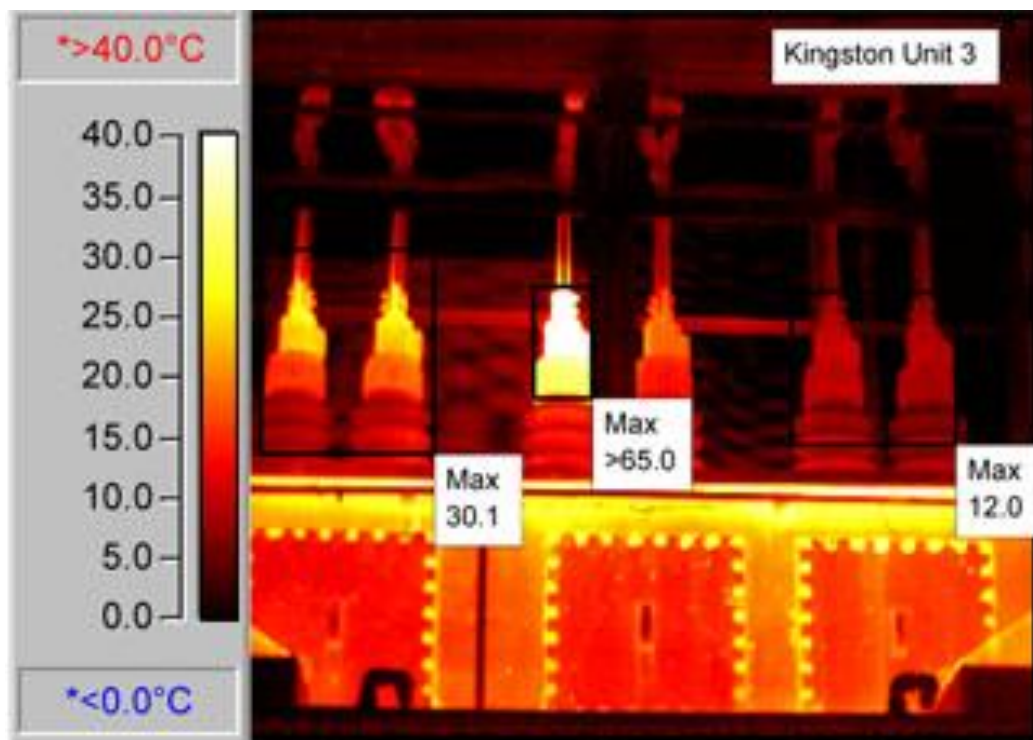


Рис. 17. Пример проблемного соединения: термограмма вводов силового трансформатора [14].

2. При протекании тока через ввод трансформаторному маслу в маслонаполненных вводах передается выделяющееся при этом тепло, что делает возможным в ходе диагностики оценить его фактические уровни по отношению к допустимым – рис. 18.

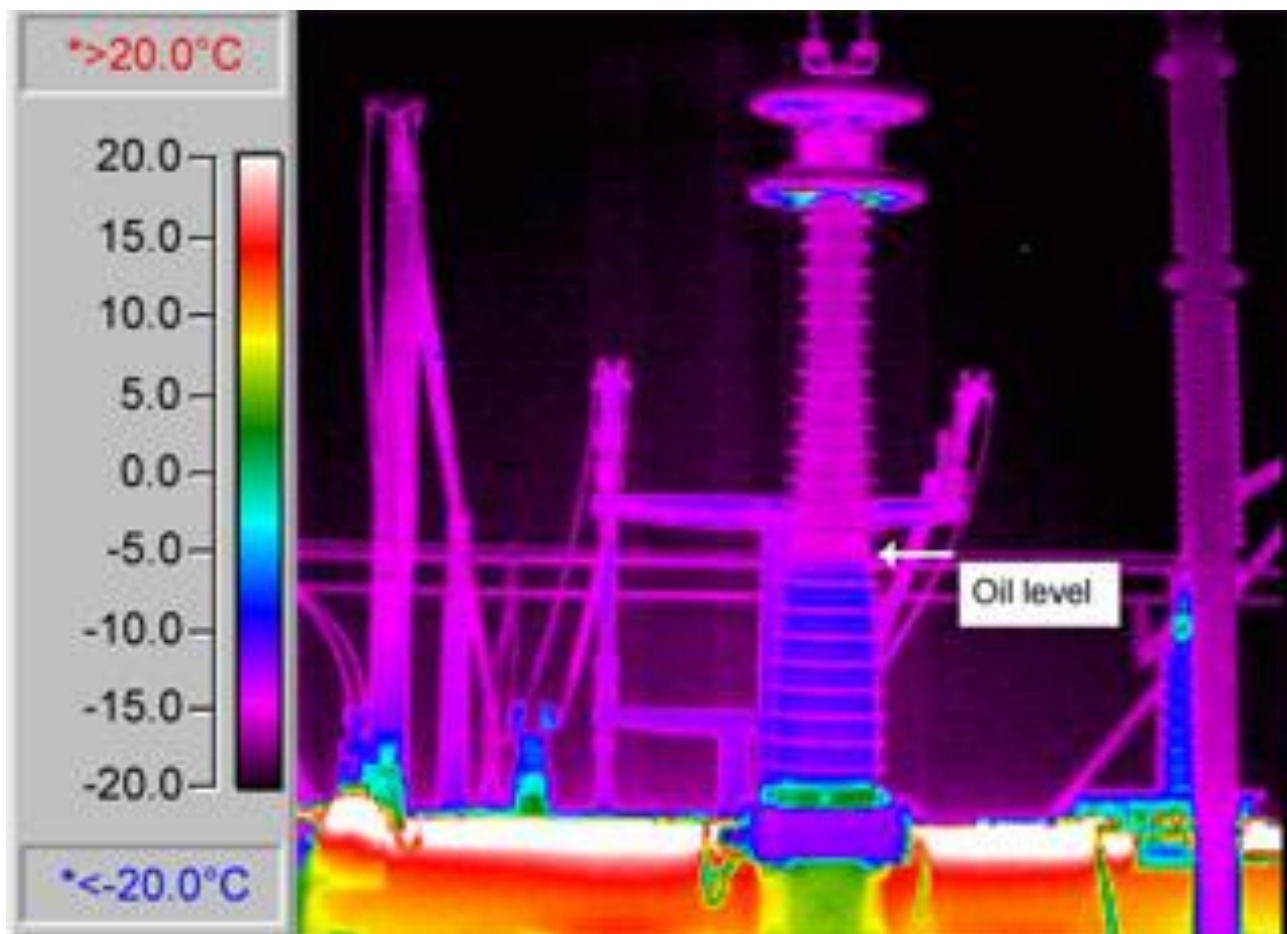


Рис. 18. Понижение уровня масла в маслонаполненном вводе трансформатора связи [14].

3. На повышающем блочном генераторном трансформаторе были замечены масляные пятна, хотя все видимые уровни масла были в норме, включая уровень в высоковольтном вводе, ближайшем к потекам масла на баке. Для выявления низких уровней масла, которые нельзя обнаружить с помощью маслоуказателей, был применен тепловизор, с помощью которого смогли обнаружить пониженный уровень масла в одном из вводов 500 кВ – рис. 19. Масло подтекало с **внутренней стороны основания ввода**, и не могло быть обнаружено при текущих внешних осмотрах. Высоковольтный ввод был своевременно заменен. Отсутствие реакции на возможную проблему могло бы привести к повреждению силового трансформатора стоимостью несколько миллионов долларов [14].

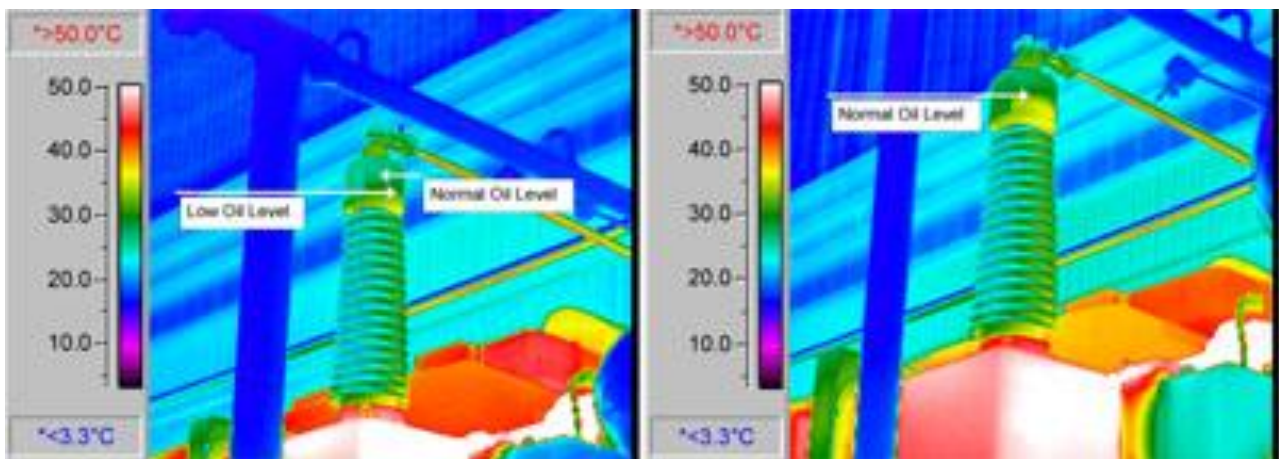
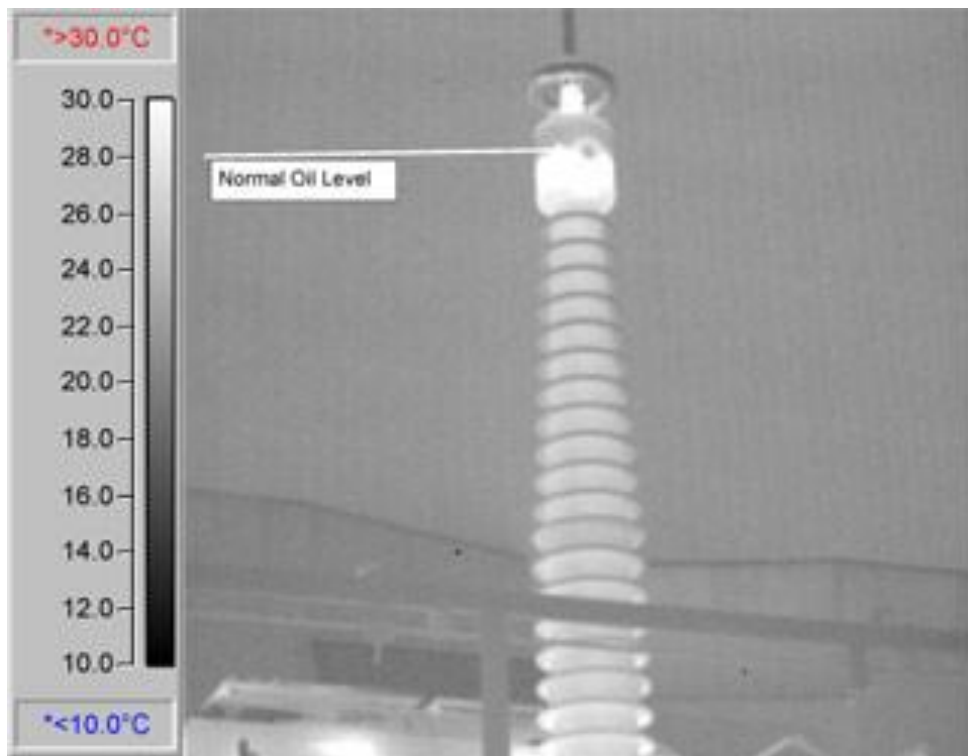


Рис. 19. Низкий уровень масла во вводе повышающего генераторного трансформатора [14].

Методы контроля электрической изоляции, основанные на измерениях поляризационных процессов [25]

Для проверки изоляции высоковольтных вводов с успехом используют измерения емкостного сопротивления и тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$). Раньше такие измерения практически всегда проводили на частоте сети (50/60 Гц) с использованием измерительных мостов. Вначале мосты уравнивали вручную. Затем пришло время измерительных мостов, которые автоматически уравнивались микропроцессорами. Эти методы

хорошо себя зарекомендовали, особенно при измерениях на одной выделенной частоте [25].

Современная электроника позволяет проводить измерения в широком частотном диапазоне в течение очень короткого времени. Такой способ называют «измерением диэлектрического отклика», или «диэлектрической спектроскопией». Он дает гораздо более точные сведения, чем при использовании только промышленной частоты. На рис. 20 показан принцип проведения такого измерения [25].

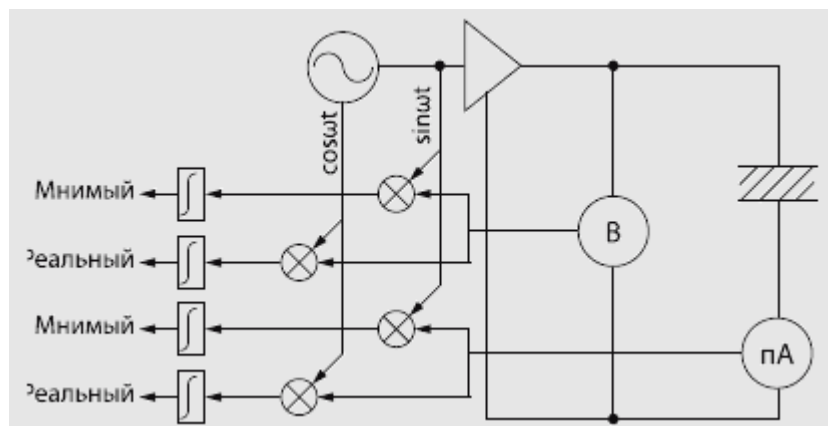


Рис. 20. Принцип измерения диэлектрического отклика с цифровой фильтрацией [25]

В табл. 3 показаны предельные значения $\operatorname{tg} \delta$, коэффициента мощности и частичных разрядов для вводов с твердой изоляцией типа RIP (Resin Impregnated Paper – пропитанная смолой изоляционная бумага), RBP (Resin Bonded Paper – бумажная изоляция, склеенная эпоксидным компаундом) и OIP (Oil Impregnated Paper – бумажно-масляная изоляция) для частоты 50/60 Гц, рекомендуемые международными стандартами [28, 29].

Таблица 3.

Предельные значения для тангенса угла диэлектрических потерь, коэффициента мощности и частичных разрядов на высоковольтных вводах [25]

Измеряемая величина	Наименование международного стандарта	Вид изоляции ввода		
		RIP	OIP	RBP
$\operatorname{tg} \delta$	IEC 60137 [29]	< 0,7%	< 0,7%	< 1,5%
$\cos \varphi$	IEEE C57.19.01 [28]	< 0,85%	< 0,5%	< 2%
Обычные значения		0,3 – 0,4%	0,2 – 0,4%	0,5 – 0,6%
Частичные разряды (по IEC 60137 [29])				
U_m	IEC 60137 [29]	< 10 пКл	< 10 пКл	
$1,5 \cdot U_m / \sqrt{3}$		< 5 пКл	< 5 пКл	
$1,05 \cdot U_m / \sqrt{3}$		< 5 пКл	< 5 пКл	< 300 пКл

Рекомендуемые величины для $tg \delta$ и $cos \varphi$ определены для напряжения $1,05 \cdot U_m / \sqrt{3}$ при $20^\circ C$.

Измерение диэлектрического отклика на новых вводах

На рис. 21 показаны кривые $tg \delta$ новых вводов с RIP, RBP и OIP-изоляцией. Измерения проводились при напряжении 2 кВ и частотном диапазоне от 15 до 400 Гц. Видно, что кривые относительно ровные, без резких перепадов, минимумы $tg \delta$ наблюдаются при очень низких частотах – менее 15 Гц. При 50 Гц значения не превышают предельные показания табл. 3. Но подобное относится к совершенно новым вводам.

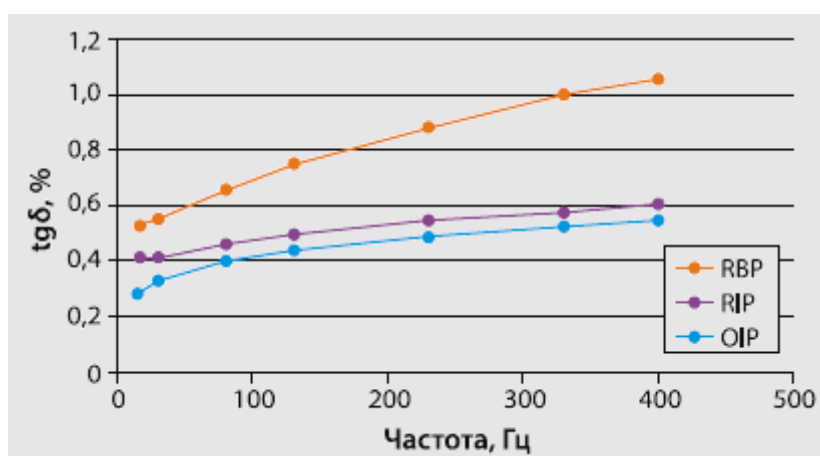


Рис. 21. Измерение диэлектрического отклика новых вводов [25].

На рис. 22 изображен ввод с RIP-изоляцией, который находится на открытом воздухе.

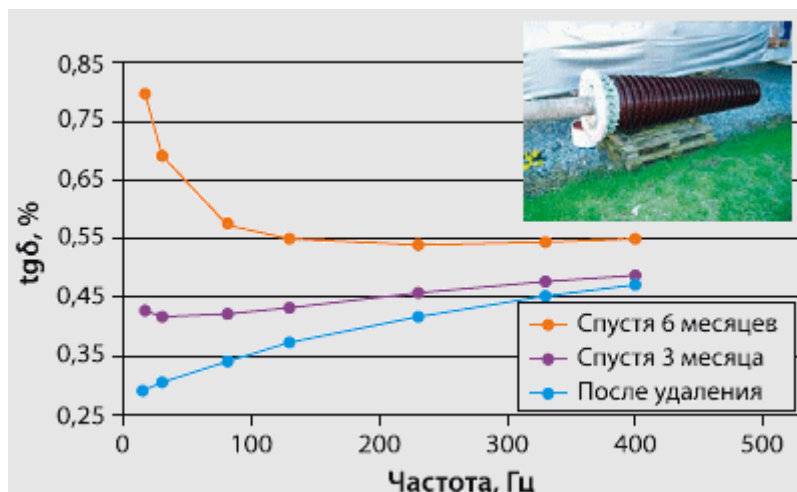


Рис. 22. Измерение диэлектрического отклика на вводе с твердой RIP-изоляцией, расположенного на открытом воздухе [25].

В отличие от конца, расположенного снаружи и закрытого фарфоровой крышкой, сторона ввода, погружаемая в бак трансформатора, крайне плохо

защищена от проникновения влаги. Как видно на графиках изменения $tg \delta$, за 6 месяцев ввод впитал большое количество влаги. Из-за этого происходит значительное повышение $tg \delta$, особенно на низких частотах. Минимум на кривых сдвигается в сторону более высоких частот.

Ниже приведены типичные примеры диагностических измерений на вводах с изоляцией типа RIP, RBP и OIP. Для диагностических измерений было использовано описанное испытательное устройство с частотным диапазоном от 15 до 400 Гц. Материал взят из [25].

Ввод с твердой RBP-изоляцией. У ввода 123 кВ (рис. 23) с твердой RBP-изоляцией кривая диэлектрического отклика на фазе С имеет хорошо заметный изгиб. Особенно заметен резкий рост $tg \delta$ на высоких частотах.

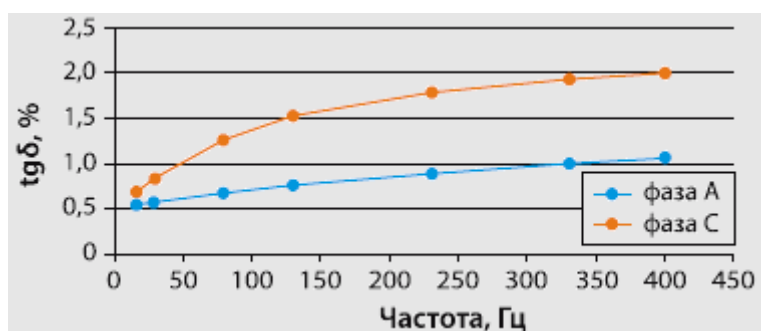


Рис. 23. Заметный диэлектрический отклик ввода фазы С [25].

Затем были проведены измерения на вводе фазы С при промышленной частоте с напряжением от 2 до 12 кВ (рис. 24).

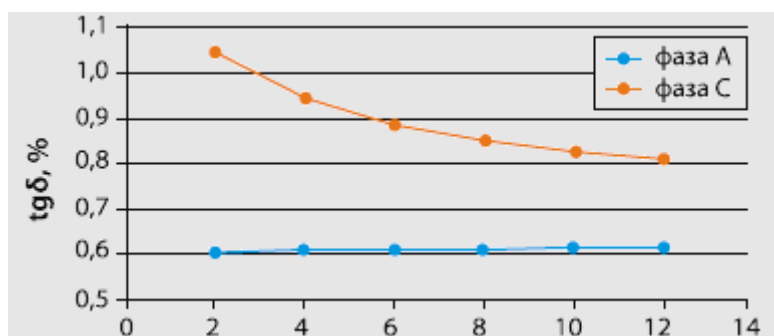


Рис. 24. Плохой контакт первой уравнительной емкостной обкладки [25].

На графике видно, что кривая $tg \delta$ начинается с довольно больших потерь, которые уменьшаются, по мере того как растет напряжение. Это говорит о плохом контакте на измерительном выводе или в самой первой емкостной обкладке внутренней изоляции. Ввод заменили, а после разобрали. Измерительный вывод был в порядке, а самая первая емкостная обкладка была неправильно соединена с токопроводящей трубкой. Плохой контакт может

привести к повышению температуры во внутренней изоляции и поломке ввода. Поэтому решение о замене ввода было правильным.

Ввод RBP на напряжение 145 кВ с масляной изоляцией. Ввод RBP на напряжение 145 кВ хранился в оригинальной упаковке в течение 30 лет в подземных помещениях электростанции. Коэффициент потерь при частоте 50 Гц составил 30%! На рис. 25 показан результат измерений после пробной сушки, проведенной в течение 12 недель в сушильной печи при температуре около 60°C. Коэффициент потерь попрежнему составлял более 20% при частоте 50 Гц. Вводы с такими высокими потерями нельзя больше подвергать сушке, а потому их нельзя продолжать использовать [25].

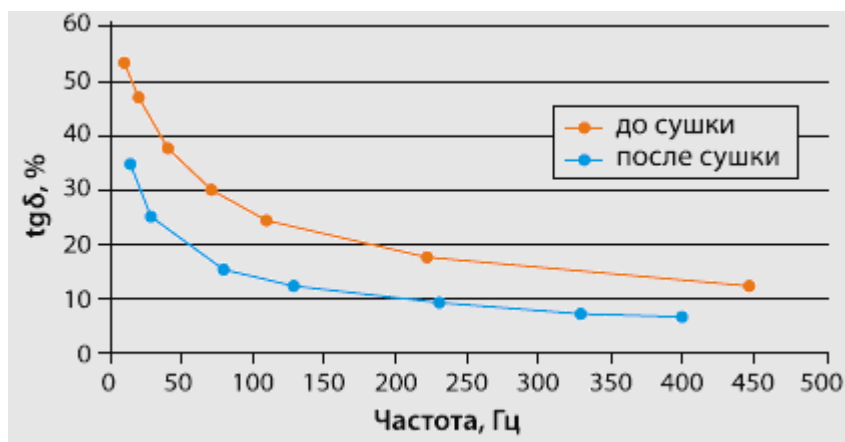


Рис. 25. Ввод RBP до (верхняя кривая) и после (нижняя кривая) эксперимента с сушкой [25].

4. ДИАГНОСТИКА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ [7]

В электроэнергетических системах высоковольтные выключатели относятся к одним из наиболее ответственных видов электрооборудования. Качество функционирования высоковольтных выключателей определяет степень надёжности и безопасности работы всей системы передачи и распределения электроэнергии как в нормальных, так и в аварийных режимах. Поэтому весьма актуальными являются технический контроль и диагностика состояния высоковольтных выключателей, позволяющие своевременно выявлять развивающиеся дефекты или неисправности, а затем оперативно устранять их [7].

В настоящее время важную роль в электроэнергетике, в том числе и в диагностике высоковольтного электрооборудования, начинают играть цифровые методы, устройства и системы на микропроцессорной элементной базе. Эти методы имеют особо важное значение для изношенного

электрооборудования, в первую очередь для масляных выключателей, которых в настоящее время находится в эксплуатации значительно больше, чем других типов. На предприятиях энергосистемы России количество масляных выключателей составляет, как правило, не менее 50% от общего числа высоковольтных выключателей.

Важное место в диагностике высоковольтных выключателей занимает *тепловизионный контроль*. С применением инфракрасной техники каждый год выявляется значительное количество дефектов на электрооборудованиях подстанций. В настоящее время на каждый тип выключателя разработана своя методика тепловизионного контроля [7].

Следует отметить, что диагностика масляных выключателей требует измерения большего числа параметров и трудозатрат ввиду их конструктивных особенностей. Среди многочисленных технических параметров выключателей особое значение для их функционального назначения имеют временные параметры контактной системы и скоростные характеристики подвижных частей.

Качество работы контактной системы выключателей определяет в первую очередь совокупность следующих основных временных параметров: *время включения и отключения, разновременность включения фаз, длительность и характер дребезга контактов*. Эти параметры должны строго контролироваться в условиях эксплуатации на соответствие допустимым (нормируемым) значениям. Заметим, что работа выключателя зависит от состояния его механических частей, правильности регулировок, настроек, степени износа, наличия развивающихся дефектов, точности изготовления деталей и качества сборки на заводе-изготовителе.

Так, в режиме отключения чёткая *одновременность* разрыва дугогасительных контактов в каждой фазе высоковольтного выключателя обеспечивает равномерное распределение энергии дуги на разные плечи контактной системы и быстрое её гашение, что в свою очередь снижает степень износа и гарантирует длительный ресурс работы выключателя. Сокращение *времени дребезга контактов* также уменьшает их эрозию и увеличивает ресурс контактной системы. Одновременно замыкающиеся главные контакты выключателей обеспечивают предсказуемость и регулярность бросков тока намагничивания фаз трансформатора, а также исключают неполнофазные режимы электроустановок, что важно для правильной работы пусковых измерительных органов устройств РЗА. Сверхнормативное значение

разновременности работы контактов выключателей может приводить также к перенапряжениям.

Традиционные методы и устройства для измерения параметров и характеристик высоковольтного выключателя, содержащиеся в [8], как правило, трудоёмки, результаты измерений фиксируются вручную, а точность определения тех или иных параметров зависит от субъективных факторов, а также от совершенства технических средств измерения.

Так, **разновременность замыкания подвижных контактов** с неподвижными контактами обычно осуществляется косвенно, по разнице линейных перемещений подвижных контактов в разных фазах в камере выключателя, и производится медленно, ручным включением выключателя с помощью рычага или домкрата. Фиксация касания контактов в каждой фазе осуществляется оператором по загоранию соответствующих ламп в специальной схеме электрической цепи и поэтапной отметкой карандашом положений направляющей трубы на изолирующей штанге. Затем линейкой вручную производятся измерения положений подвижных контактов. Для определения разновременности касания контактов выключателя с помощью данной методики необходим предварительный слив трансформаторного масла из его бака и ручное производство измерений. Процесс измерения не автоматизирован и не позволяет определять собственное время включения и отключения выключателя в рабочем режиме, а также выявить при этом дребезг контактов. В эксплуатационной практике нередки случаи, когда необходимо оперативно и без слива трансформаторного масла оценить разновременность касания контактов высоковольтного выключателя, например после аварийного отключения. Если подвижные контакты выключателя всех трёх фаз при включении одновременно касаются неподвижных контактов, а при выключении одновременно размыкаются и если отсутствует обрыв шунтирующих сопротивлений, то в ряде случаев отпадает необходимость традиционной методики вскрытия выключателя со сливом диэлектрической жидкости. Известно, например, что в выключателях типов У-110 и МКП-110 кВ в баке одной фазы находится 2.7 т трансформаторного масла. Поэтому слив трансформаторного масла из баков выключателя и последующая его заливка после ремонта требуют больших трудозатрат, наличия дополнительных механизмов, ёмкости для слива масла, маслонасоса, шланга для перекачки диэлектрической жидкости и т. д. При этом возникает

угроза загрязнения окружающей среды из-за неосторожных действий персонала.

Для измерения скорости контактов в нашей стране наиболее распространён метод, основанный на формировании периодического колебательного процесса с помощью вибрографа с пишущим узлом и штанги с диаграммной лентой, которая кинематически связана с подвижным контактом коммутационного аппарата. Этот метод также требует большого объёма подготовительных и восстановительных работ.

Существующий способ для измерения времени собственного включения и отключения высоковольтного выключателя предполагает применение источника постоянного и переменного напряжения, миллисекундомера и трёхполюсного автоматического выключателя. Временные параметры по этому способу определяются для каждой фазы отдельно. Очевидно, данным способом невозможно оценить разновременность включения и отключения разных фаз выключателя, а также выявить отскоки и дребезг контактов. Общим недостатком вышеназванных способов является ручное производство измерений, отсутствие автоматизации обработки данных измерений, невозможность хранения полученных результатов измерений для последующего архивирования и создания электронной базы данных.

Существующие устройства для оценки технического состояния масляных выключателей типов ПКВ/М5А и ПКВ/М6 измеренные характеристики выдают *в виде таблиц*, а не в виде осциллограмм. Для персонала, обслуживающего высоковольтные выключатели, получение реальных осциллограмм их характеристик является более информативным и более ценным сведением, чем получение данных в виде таблиц [2, 7]. Эти соображения приняты во внимание в приборе ПКВ/У3.0 [30]. При его использовании не требуется разбора аппарата (необходимо только отключить напряжение и заземлить), слива масла, отсоединения шунтирующих резисторов и т.п. Контроль охватывает сразу все механические части и узлы конструкции, а также все паспортные характеристики одновременно. В цифровой форме регистрируются следующие характеристики выключателя:

- временные (полное время движения траверсы, время включения-отключения по каждому полюсу, разновременность включения-отключения между полюсами, длительность командных импульсов и время вибрации контактов);

- скоростные (скорость в моменты включения-отключения, максимальная скорость, скорость в заданной точке хода траверсы);

- ходовые (полный ход, ход до момента включения-отключения, ход в контактах, разновременность (по ходу) замыкания-размыкания контактов, ход вибрации контактов, отскок и перелет траверсы в конце движения);

- токовые (ток электромагнитов включения и отключения);

- напряжения (изменение напряжения на электромагнитах).

Для ускорения процесса снятия характеристик по всем фазам высоковольтного выключателя в приборе ПКВ/УЗ.0 предусмотрены три отдельных канала для одновременного подключения трех датчиков перемещения. В этом случае потребуется выполнить только одну операцию отключения и одну операцию включения, что сократит время работы специалистов на выключателе по сравнению с последовательным снятием характеристик по каждому полюсу отдельно. Данная функция особенно актуальна для масляных выключателей с большим сроком службы или выработанным ресурсом, у которых желательно свести к минимуму количество включений и отключений при периодическом контроле [30].

Кроме таблиц цифровых значений параметров, более подробную информацию о состоянии выключателей можно извлечь из следующих регистрируемых *графиков* процессов:

- зависимости скорости от времени;

- зависимости скорости от хода;

- зависимости токов и напряжений электромагнитов от времени и хода;

- замыкания-размыкания контактов.

Данные графики существенно облегчают анализ поведения подвижных частей выключателя в целом. Например, на рис. 26 видно, что одна фаза значительно отстает от остальных. Кроме того, в ее движении присутствует торможение на участках хода 250 и 370 мм. То есть имеют место затирания в направляющем устройстве, что может привести к выходу из строя выключателя и к серьезной аварии. При этом параметры могут быть в норме и по числовым данным такая неисправность будет незаметна. На графике же она отчетливо видна, поэтому анализ графической информации имеет большое значение.

Предусмотрено автоматическое наложение графиков движения траверсы по разным полюсам выключателя, что дает возможность совершенно точно распознать такие серьезные неисправности, как люфты механизмов полюсов. Это особенно важно для выключателей с одним приводом на три полюса [30].

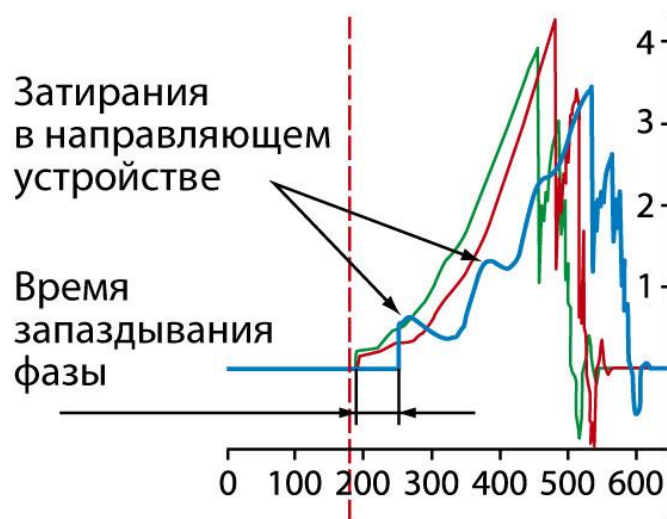


Рис. 26. Графики процесса включения по трем полюсам масляного выключателя МКП-110 [30].

В [2] приведена информация об устройстве для ускоренного контроля характеристик высоковольтных выключателей на базе **многоканального цифрового регистратора (ЦР)** – рис. 27. Ключевым элементом схемы является цифровой регистратор ЦР, соединённый трёхпроводным **СТК** и четырёхпроводным **СЧК** кабелями с двумя выходными каналами блока скорости движения и перемещения **БСДшП**, имеющий общий нулевой вывод и соединённый соответственно с высоковольтными выводами ВВ. В свою очередь **БСДшП** механически жёстко закрепляется на внешнем подвижном стержне **ВПС** полюса выключателя. Применение выносных датчиков скорости с соответствующим программным обеспечением **ЦР** даёт возможность регистрировать скоростные и ходовые характеристики выключателя, что особенно важно в эксплуатации для оценки качества состояния механических частей до и после ремонта выключателя.

Способ контроля ВВ состоит из последовательности следующих основных этапов.

На первом этапе производится одновременная цифровая регистрация токов в контактной системе трёх фаз выключателя и синхронно регистрируются скорость движения, а также ход подвижных частей выключателя в режиме его включения и отключения без вскрытия бака и слива трансформаторного масла. На следующем этапе производится анализ полученных осциллограмм путём автоматической их разбивки на четыре интервала как в режиме включения, так и в режиме отключения выключателя.

Благодаря высокой разрешающей способности цифровых осциллограмм удаётся последовательно фиксировать работу главных и дугогасительных контактов с шунтирующими сопротивлениями.

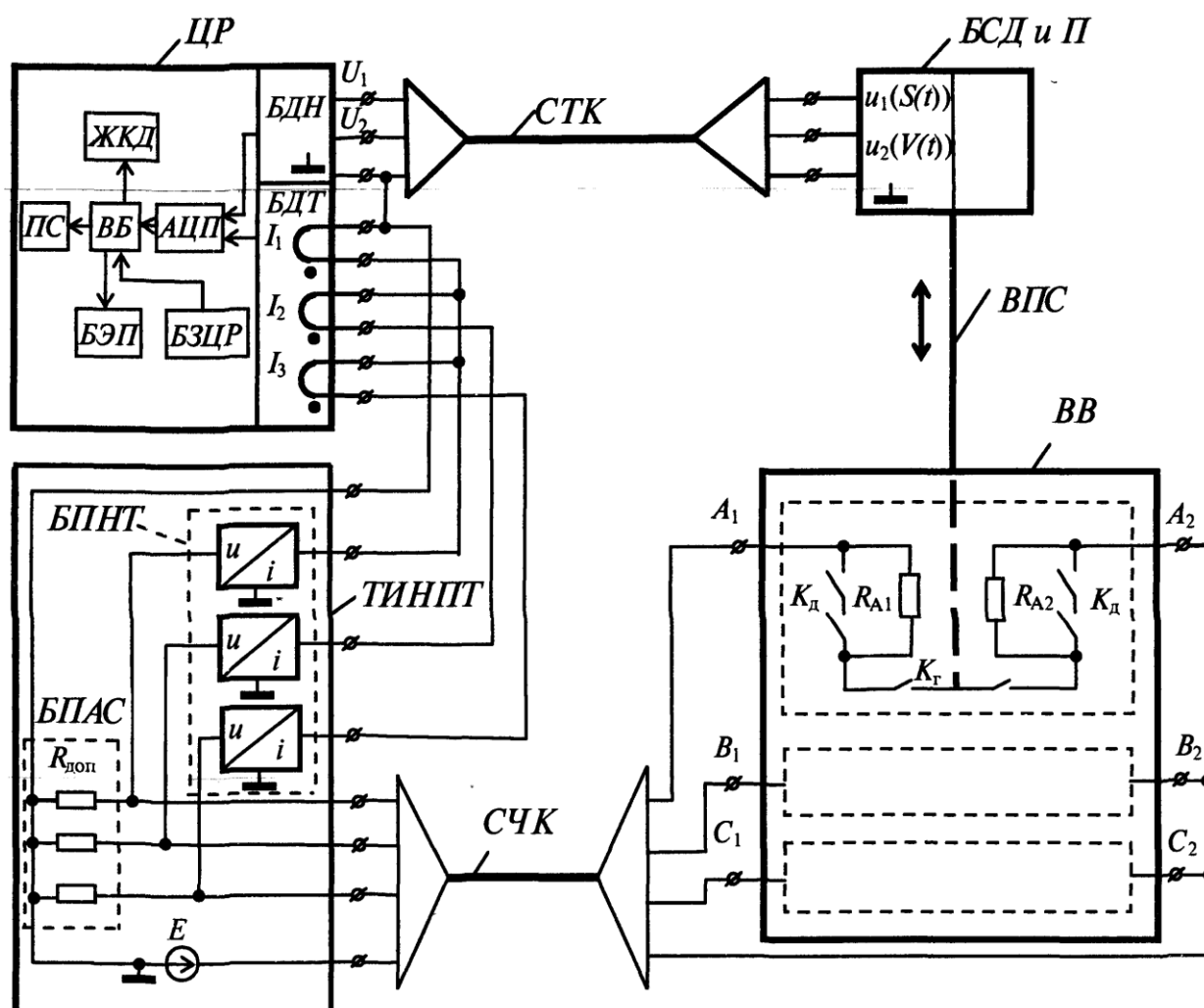


Рис. 27. Схема устройства контроля характеристик высоковольтных выключателей [2]. ЦР – цифровой регистратор, где БДН – блок датчиков напряжения, БДТ – блок датчиков тока, АЦП – аналого-цифровой преобразователь, БЭП – блок энергонезависимой памяти, ВБ – вычислительный блок, БЗЦР – блок запуска цифровой регистрации, ЖКД – жидкокристаллический дисплей, ПС – порт связи с компьютером; ТИНПТ – трёхканальный источник напряжения постоянного тока, где БПАС – блок прецизионных активных сопротивлений, БПНТ – блок преобразователя напряжения в ток; СТК – соединительный трёхпроводной кабель; СЧК – соединительный четырёхпроводной кабель; БСД и П – блок скорости движения и хода подвижных частей высоковольтного выключателя; ВПС – внешний подвижный стержень фазы А выключателя; ВВ – высоковольтный выключатель, где R_{A1} , R_{A2} – шунтирующие сопротивления фазы А выключателя; $K_д$ – дугогасительные контакты; $K_г$ – главные контакты фазы А выключателя.

Информация о других приборах и устройствах, позволяющих проводить диагностику высоковольтных выключателей, приведена в [32].

5. ДИАГНОСТИКА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ (ВЛ)[33]

Надежность обеспечения электроэнергией в основном определяется состоянием ВЛ. Поэтому вопросам мониторинга и диагностики ВЛ уделяется пристальное внимание, особенно в последнее время, когда уровень технологии обеспечил надежную связь многочисленных датчиков и устройств, обменивающихся цифровыми данными. *Мониторинг* в приложении к технике – это реализованный с помощью цифрового оборудования процесс дискретного автоматического сбора, передачи, хранения и анализа мгновенных данных о параметрах, изменяющихся во времени и характеризующих состояние объекта управления и/или контроля. Дискретность или частота сбора информации о параметрах определяется видом и состоянием объекта. В процессе мониторинга дискретность может изменяться, если это предусмотрено алгоритмом работы. Мониторинг осуществляется на работающем объекте под напряжением. Объектом контроля в данном случае является ВЛ.

Задачи мониторинга:

- обеспечение подразделений, принимающих решение, достоверной оперативной информацией;
- информирование о нештатных ситуациях на ВЛ (обледенение, обрыв проводов, возникновение КЗ);
- оценка текущего технического состояния объекта;
- мгновенное обнаружение неисправностей и указание точного места их расположения (например, номер опоры);
- решение других информационных и аналитических задач (характер нагрузки, симметрия фаз и пр.).

Из решаемых задач видно, что мониторинг является составной частью автоматизированной системы управления объектом, в которой окончательное решение принимает человек. Все виды осмотров (пешие, конные, на автомобилях, вертолетах, самолетах, из космоса) по решаемым задачам являются не компьютерной эпизодической формой мониторинга. Осмотры останутся незаменимыми для решения многих задач, например, определение состояния фундаментов опор и оттяжек, проверка качества заземлений, диагностика состояния опор, качества соединения проводов и тросов и т.д.

Техническая диагностика – это оценка технического состояния объекта, начинающаяся с определения места и характера имеющихся

проблемных элементов и заканчивая переходом объекта в неработоспособное состояние. Диагностика осуществляется на базе использования современных методов и средств и решает задачу обеспечения безопасности, функциональной надёжности и эффективности работы технического объекта, а также сокращения затрат на его техническое обслуживание и уменьшения потерь от простоев в результате отказов. Диагностическое обследование выполняется на отключенном оборудовании. При помощи систем диагностического мониторинга решается задача эффективного управления эксплуатацией и ремонтом оборудования [33].

В последнее время, с развитием современных цифровых способов и устройств для мониторинга и диагностики, а также с уменьшением стоимости цифрового оборудования, подход к решению этих задач приобрел новое качество. Появились компьютерные комплексы для постоянного наблюдения за состоянием ВЛ. Это позволяет накапливать статистику изменения параметров линии, что, в свою очередь, на основе использования достаточного объема репрезентативной статистики, полученной в результате многолетнего мониторинга эксплуатационного состояния основных элементов линий электропередачи, позволит своевременно выявлять дефектное оборудование и прогнозировать с приемлемой точностью работоспособность ВЛ. Цифровые методы обработки данных позволили увеличить точность современных способов определения параметров линейного оборудования с помощью [33]:

- ультразвуковой диагностики;
- вибродиагностики;
- электрохимической диагностики;
- метода акустической эмиссии;
- тепловых методов контроля;
- методов, основанных на выявлении коронного и частичных разрядов и др.

Это позволяет получать количественные оценки эксплуатационного состояния всех элементов и узлов линий электропередачи, и создавать информационную базу для решения задачи минимизации затрат в процессе планирования ремонтной кампании. Нормативными документами [34] предусматриваются регулярные работы по оценке технического состояния ВЛ. К этим работам относятся очередные и внеочередные осмотры, профилактические проверки и обследования, в состав которых входят [33]:

- комплексная проверка трассы и охранной зоны ВЛ;

- различные виды проверок состояния опор и оттяжек;
- различные виды проверок фундаментов опор и оттяжек;
- проверка проводов, грозозащитных тросов и арматуры;
- проверка изоляторов; проверка заземляющих устройств;
- наблюдения за образованием гололеда.

Осмотры без подъема на опоры должны производиться не реже 1 раза в год, верховые осмотры с выборочной проверкой состояния проводов и тросов в зажимах и дистанционных распорках – не реже 1 раза в 6 лет. 3.1

Трасса ВЛ. При проверке трассы и охранной зоны ВЛ контролируются высота растительности, наличие вырубленного и неубранного леса, кустарника и другого мусора, могущего вызвать опасность пожара, фиксируются незаконные постройки, свалки и несанкционированные виды работ, определяется влияние природных явлений (размывы, подтопления, выветривание и обрушение грунта) на состояние ВЛ и выполняются другие работы. Опыт эксплуатации показывает, что основными факторами, приводящими к нарушению работоспособного состояния ВЛ 10–110 кВ и их повреждению, являются:

- несоответствие проектных решений фактическим климатическим условиям;
- недоучет нормативных требований при проектировании ВЛ;
- неудовлетворительное состояние трасс ВЛ и прилегающих к ним лесных массивов;
- несвоевременная вырубка деревьев, угрожающих падением на провода;
- уменьшенная по сравнению с требованиями ПУЭ ширина просек и полос отвода;
- недоучет естественного роста деревьев в период эксплуатации;
- отсутствие правовых оснований для дополнительной вырубке деревьев вдоль трасс и для взаимоотношений с владельцами лесных угодий.

По данным статистики не менее пяти процентов коротких замыканий происходит из-за падения деревьев или сучьев на провода и из-за перекрытия на древесно-кустарниковую растительность. Свыше десяти процентов повреждения ВЛ связано с пожарами на трассе и вблизи ВЛ. При проектировании ВЛ, проходящих по лесным зонам, основной задачей, с позиции надежности ВЛ, является предупреждение аварий, вызванных падением деревьев на провода ВЛ. В последнюю редакцию ПУЭ внесены изменения к требованиям определения ширины просеки в сторону ее

увеличения. Это сделано для учета перспективного роста высоты и радиуса крон деревьев в течение 25 лет и увеличения минимальных расстояний между проводами и кронами деревьев для увеличения противопожарной безопасности. В процессе эксплуатации содержание просек на трассах ВЛ связано с большими трудозатратами, поскольку периодически необходимо производить вырубку подрастающих деревьев и кустарника на трассе ВЛ и расчистку просек. Мониторинг полос отвода и ВЛ необходим для контроля появления в пределах охранных зон нежелательной растительности и запрещенных антропогенных объектов (построек, свалок и др.). Мониторинг трассы осуществляется силами наземных бригад, а также с использованием аэрофотосъемки или с использованием данных дистанционного зондирования Земли из космоса. Все способы мониторинга достаточно затратные, однако аэрофотосъемка и космическое зондирование позволяют получить оперативную и точную информацию о состоянии трассы. Это дает возможность быстро направить усилия на приведение в порядок ненормальный участок трассы в сжатые сроки.

Провода и грозозащитные тросы. Значительная доля аварийных отключений ВЛ (56 %, [33]) обусловлена повреждениями проводов и грозозащитных тросов. В энергосистемах России ежегодно наблюдается до нескольких сотен случаев повреждений грозотросов, половина из которых сопровождается их обрывами. Основные причины этого – износ, образование гололеда и значительные ветровые нагрузки. На основании анализа данных о аварийности ВЛ за 40 лет эксплуатации установлено, что наибольшее количество аварий на 1000 км линий происходит на линиях ВЛ 110 кВ [33]. Аварии ВЛ, связанные с коррозионными повреждениями грозозащитных тросов начинаются в большом количестве после 20 лет эксплуатации. На период от 20 до 40 лет эксплуатации приходится около 70 % всех аварий. Для проводов характерны следующие основные виды повреждений:

– коррозионный износ (вследствие кислотных дождей, гальванических пар металлов в проводах и зажимах соединителей):

– накапливающиеся усталостные повреждения вследствие старения и повреждения, связанные с вибрацией, с ветровой нагрузкой, с натяжением и подскоками от веса перелетных птиц, с пляской при гололедообразовании, с подскоками при сбросе гололеда;

– механические повреждения (при монтаже, от падения деревьев с края зауженной просеки, от выстрелов из огнестрельного оружия и от других внешних воздействий).

Отказы являются следствием развития этих повреждений. К дефектам монтажа относятся: перекручивание, неправильная регулировка тяжения, нарушение правил монтажа прессуемых натяжных зажимов и соединителей, некачественная сварка шлейфов на анкерно-угловых опорах, механические повреждения проволок верхнего повива или их обрывы. Повреждения проводов наблюдаются преимущественно в местах крепления и в соединителях [33]. Вследствие вибрации возникают изгибы провода вблизи зажима и, как следствие, обрывы проволок верхнего повива. Происходит истирание проводов в лодочках поддерживающих зажимов и в плашках распорок. В расщепленных фазах из-за неправильной установки дистанционных внутрифазовых распорок могут возникать повреждения от соударений проводов друг с другом и с распорками. В прессованных соединителях происходит увеличение переходного сопротивления. Оно возникает по следующим причинам:

- уменьшение давления между поверхностями, формирующими электрический контакт, из-за вибрации провода;
- образование льда внутри соединителя, термомеханических напряжений, изменения растягивающей силы;
- коррозия контактных площадок и сокращение их площади.

Контроль качества соединения сталеалюминиевых проводов на отключенных ВЛ осуществляется путем определения положения стального сердечника прессуемых соединительных зажимов. Контроль проводится посредством перемещения индикатора ИПС вдоль соединительных зажимов. Работа индикатора основана на изменении магнитного поля, создаваемого постоянным магнитом, в месте наложения стальной части соединительного зажима типа САС на стальной сердечник соединяемых сталеалюминиевых проводов. Определив место изменения магнитного поля можно судить о положении стального сердечника внутри зажима. Зажим должен отбраковываться при несимметричном расположении стального сердечника опрессованного соединительного зажима по отношению к алюминиевому корпусу. Одновременно следует проверить соответствие требованиям геометрических размеров зажима (его длины и диаметра опрессованной части). Контроль состояния контактных болтовых соединений проводов с помощью измерительной штанги заключается в измерении падения напряжения на

соединении и целом участке провода. Контактные болтовые соединения проводов бракуются, если падение напряжения на участке соединения более чем в два раза превышает падение напряжения на участке целого провода той же длины. В результате коррозии может увеличиться сопротивление между проводящими частями. В худшем случае ток может течь в стальной гильзе соединителя и сердечнике провода, перетекая в алюминиевую часть на некотором расстоянии от соединителя, где и возникает перегрев провода. При прохождении тока через некачественное контактное соединение любого типа (сварное, болтовое, полученное путем скрутки или обжатия и т. д.) на нем происходит потеря электрической энергии, следовательно, его температура отличается от температуры окружающей среды. Этот факт используется для контроля качества контактных соединений путем дистанционного измерения их температуры с помощью инфракрасной термографии или тепловизора. Тепловизионный контроль обеспечивает высокую производительность и безопасность труда контролирующего персонала. Хотя тепловизионное обследование относится к группе косвенных методов, при удовлетворительных результатах тепловизионного контроля измерение переходного сопротивления становится не обязательным. Во время мониторинга без отключения ВЛ при низовом и/или верховом обследовании проводов и грозозащитных тросов необходимо обращать внимание на характерные неисправности [33]:

- расплетение провода;
- разрывы проволок верхнего повива;
- места, где провод раздавлен, сплюснен;
- изменение в цвете провода (темные пятна, сплошное изменение цвета);
- наличие набросов, оборванных или перегоревших проволок, следов перекрытия, оплавления и вспучивание верхнего повива;
- разрегулировка проводов фаз и проводов в расщепленной фазе; изменение стрел провеса и расстояний от проводов ВЛ до земли.

Кроме этого фиксируется наличие соединительных муфт на проводах и грозозащитных тросах с указанием места их расположения, а также указание места расположения и способа ремонта провода с наличием ремонтных муфт (проволочная, опрессовочная, спиральная). При отключении ВЛ с опусканием провода на землю (или без него) производится:

- выявление повреждений проводов и тросов у зажимов, дистанционных распорок, гасителей вибрации и защитных муфт в роликовых подвесах;

– измерение количества оборванных проволок и длин поврежденных участков; определение величины коррозии стальных тросов и стального сердечника комбинированных проводов.

Проверка ресурсной усталостной прочности проводов для ряда наиболее распространенных сочетаний провод – поддерживающий зажим показала, что из-за воздействия ветровой вибрации разрушаются проволоки алюминиевых повивов вблизи точек закрепления проводов в поддерживающих или в натяжных зажимах [33]. Конструкция поддерживающего зажима при этом играет существенную роль в обеспечении стойкости провода. Анализ показывает, что важнейшую роль в разрушении алюминиевых проволок при вибрации играет так называемая фреттинг-усталость [33]. Данным термином принято описывать процесс контактного разрушения, протекающий при малых относительных периодических смещениях двух прижатых друг к другу конструктивных элементов. В случае провода воздушной ЛЭП, такими элементами являются соседние проволоки в проводящем алюминиевом слое. Типичные взаимные перемещения проволок при вибрации очень малы и составляют 20–100 мкм. Сложность изучения явления фреттинг-усталости заключается в многообразии параметров, участвующих в появлении и развитии возникающих разрушений. Основные из этих параметров таковы: величина нормального контактного давления, амплитуда взаимных перемещений, значение коэффициента трения, состояние соприкасающихся поверхностей, состав материалов, свойства окружающей среды (влажность, температура, примеси в воздухе и т. д.). Многочисленные обследования повреждений проводов, проведенные на действующих линиях при профилактических работах и ремонтах, показали, что разрушение алюминиевых проволок всегда начиналось с точечных повреждений, характерных для фреттинг-усталости [33]. При мониторинге ВЛ необходимо уделять особое внимание местам крепления. Стрела провеса проводов и тросов, габариты линии до земли или пересекаемых объектов в процессе эксплуатации изменяются за счет вытяжки проводов, проскальзывания проводов в подвесных и натяжных болтовых зажимах, в результате изменения длины гирлянды при замене дефектных изоляторов, наклонов опор, изменения конструкции опор при ремонтных работах на линии, изменения уровня фундаментов, естественного или техногенного изменения рельефа местности. Измерение стрел провеса проводов, тросов и расстояний от проводов до поверхности земли и различных объектов, осуществляется следующими способами [33]:

– измерение габарита рулеткой при отключенной ВЛ;

– измерение стрелы провеса провода (троса) визированием с помощью двух реек. Горизонтальные рейки закрепляются на опорах, между которыми предстоит измерить стрелы провеса провода (троса), на расстоянии от точки подвеса провода (троса) равному расчетному значению стрелы провеса для данной длины пролета и температуры окружающего воздуха. При расчетной стреле провеса низшая точка провода (троса) должна находиться на прямой линии, соединяющей обе визирные рейки;

– измерение габарита с помощью длины изолирующей штанги и рулетки на линии, находящейся под напряжением;

– измерение габарита или стрелы провеса провода (троса) с помощью приспособления для определения высот элементов (карманный высотомер). Для измерения этим способом необходимо иметь на трассе свободное пространство равное двойному значению габарита в направлении перпендикулярном ВЛ в точке измерения;

– измерение габарита с помощью теодолита. Здесь также требуется свободное пространство размером 50-60 м в направлении перпендикулярном ВЛ в точке измерения.

Для определения стрелы провеса провода или троса вначале измеряется высота подвески провода (троса) на опоре, затем измеряется наименьший габарит над землей и, наконец, вычисляют их разность. При измерениях расстояний от проводов до поверхности земли и различных объектов, а также стрел провеса следует фиксировать температуру воздуха, чтобы полученные значения путем расчетов или с помощью специальных таблиц привести к температуре, при которой получаются наибольшие стрелы провеса, последние сопоставляются с проектными данными и допусками, приведенными в нормативно-технических документах. Практически любые ВЛ подвержены ветровым воздействиям, которые вызывают колебания проводов в пролетах. В некоторых случаях колебания могут становиться устойчивыми и достаточно продолжительными. Это явление называется **пляской проводов**. Пляска – это возникающие от воздействия ветра устойчивые низкочастотные колебания проводов (расщепленных фаз) с амплитудой, которая может достигать величин, сравнимых со стрелами провеса. Пляска возникает только при наличии ветра, причем практически во всех случаях скорость ветра от 4 до 25 м/с. Частота колебаний пляски проводов находится в интервале от 0,1 до 1,0 Гц. Для борьбы с пляской необходимо увеличить жесткость конструкции, для этого были

предложены гасители вибрации разных конструкции (свыше десяти видов) следующих типов: эксцентричные грузы; маятники; междуфазные распорки; аэродинамические расстройщики. Гасители вибрации со временем теряют гибкость, а с ней и свои полезные свойства. Зачастую они сползают в пролет. Вследствие вибрации и пляски проводов происходят периодические поломки внутрифазовых распорок расщепленных проводов, поломки гасителей вибрации. В ежегодной замене нуждаются тысячи распорок на ВЛ. Этим неисправностям также нужно уделять внимание при мониторинге ВЛ [33].

По мере развития и внедрения микропроцессорных средств все большее применение находят автоматизированные информационные системы контроля параметров ВЛ, в частности, параметров образования гололеда на ВЛ. В целом информационная система позволяет [33]:

- осуществлять краткосрочный прогноз начала гололедообразования;
- обеспечить диспетчерские службы информацией о развитии гололедно-ветровой ситуации;
- сократить время на принятие решения о проведении организационно-технических мероприятий по предотвращению гололедной аварии, в том числе по своевременной организации наблюдения выездными бригадами (при отсутствии датчиков гололедной нагрузки на ВЛ) и по определению очередности плавок гололеда и их проведению;
- обеспечить контроль окончания плавки гололеда.

Одним из пассивных методов борьбы с пляской проводов является постановка межфазовых изолирующих распорок, которые предотвращают сближение (схлестывание) проводов, удерживая их на проектном расстоянии при пляске. Применение изолирующих межфазовых распорок можно рассматривать как смешанное решение по защите от пляски проводов, обладающее свойствами пассивных и активных средств защиты, так как межфазовые распорки одновременно повышают жесткость провода. При увеличении жесткости проводов снижаются гололедные нагрузки, что очень важно для обеспечения надежности ВЛ. Появление полимерных изоляторов позволило довольно быстро расширить область их применения как средство борьбы с колебаниями при гололеде и ветре. Полимерные межфазовые распорки практически реализованы в изделиях вплоть до 500 кВ и их область применения расширяется по мере получения опыта их эксплуатации. Для предотвращения схлестывания проводов в пролете при вертикальном и

горизонтальном расположении проводов достаточно установить две межфазовые распорки [33].

Линейная арматура и изоляция. Подвесные тарельчатые изоляторы – самый массовый элемент в конструкции линии. Изоляторы бывают фарфоровые, стеклянные и полимерные, причем удельный вес последних изоляторов все время увеличивается. Надежность эксплуатации линии во многом определяется надежностью изоляторов, поэтому визуальная проверка изоляторов производится при всех видах осмотров, а выборочная инструментальная проверка их электрической прочности согласно [34] должна проводиться не реже 1 раза в 6 лет. Различают электрические отказы (перекрытие по поверхности и внутренний электрический или тепловой пробой) и механические повреждения изоляторов. Подвесные фарфоровые изоляторы должны браковаться по следующим критериям [33]:

- радиальные трещины, трещины в шапках изоляторов;
- сколы фарфора превышающие 25 % объема;
- оплавления, ожоги и стойкое загрязнение поверхности глазури;
- искривления и выползание стержня;
- сопротивление сухих изоляторов составляет менее 300 МОм, при проверке мегомметром с выходным напряжением 2,5 кВ.

Также изоляторы должны браковаться, если не выдерживают напряжения при измерении штангой с постоянным искровым промежутком и если выдерживают менее 50 % напряжения, нормально приходящегося на изолятор. Невысокий процент использования стеклянных изоляторов был связан с их самопроизвольной повреждаемостью в процессе эксплуатации. Низкая механическая прочность по сравнению с тарельчатыми фарфоровыми изоляторами идентичного класса нагрузки обусловлена неоднородностями стекломассы, имеющих разные температурные коэффициенты линейного расширения. Это приводит к возникновению локальных механических напряжений в теле изолятора, которые со временем вызывают самопроизвольное разрушение тарелки. При регулярных осмотрах стеклянных изоляторов необходимо фиксировать факты скола тарелок с целью их последующей замены, так как сколы приводят к резкому снижению его электрической прочности. Анализ статистики отказов показывает, что вероятность обнаружения в гирлянде дополнительных пробитых изоляторов после того, как один пробитый изолятор уже был обнаружен, как правило, возрастает (эффект домино). Обследование показало [33], что за 30 лет

эксплуатации ВЛ с изоляцией из фарфоровых изоляторов в отдельных гирляндах накопилось до 3–5 пробитых изоляторов. Рост числа грозовых отключений ВЛ слабо зависит от количества пробитых элементов. Даже при снижении импульсной прочности гирлянд в 2 раза вероятность ее перекрытия при прорыве молнии сквозь тросовую защиту увеличилось всего на 20 % [33]. Таким образом, по числу грозовых отключений ВЛ трудно судить о количестве «нулевых» изоляторов в ее подвесках.

Линейная арматура оценивается по следующим показателям [33]:

- прочность заделки проводов и тросов в соединительных зажимах должна составлять не менее 90 % разрывного усилия проводов и тросов;
- на поверхности соединительных и натяжных зажимов не должно быть трещин, раковин, коррозии и механических повреждений, кривизна опрессованного зажима не должна превышать 3 % его длины;
- геометрические размеры соединительных и натяжных зажимов должны соответствовать требованиям ведомственных технологических карт;
- на соединителях, смонтированных методом скручивания, число витков должно быть для сталеалюминиевых проводов в пределах 4-4,5 (для проводов марки АЖС 70/39 – больше на один);
- падение напряжения или сопротивление на болтовых соединителях более чем в 2 раза превышает падение напряжения или сопротивление на участке целого провода той же длины;
- температура контактных соединений превышает допустимые значения;
- размеры осей и деталей шарнирных соединений не должны отличаться от проектных более чем на 10 %;
- площади опасных сечений не должны быть ослаблены более чем на 20%.

Опыт эксплуатации полимерных изоляторов (ПИ). Появление в 1960-х годах новых полимеров с высокой технологией переработки, хорошими электрическими и механическими характеристиками не осталось без внимания электриков и энергетиков. Уже тогда сформировалось направление работ по созданию ПИ для линий электропередачи. Определились основные элементы их конструкций: стеклопластиковый стержень, несущий механическую нагрузку; металлические оконцеватели для крепления к опоре и проводу; полимерная оболочка, защищающая стержень от атмосферных воздействий и формирующая необходимую длину пути утечки. Полимерная изоляция обладает рядом преимуществ по сравнению с традиционными видами:

- высокой механической прочностью;
- стойкостью к загрязнению и, как следствие, высокими разрядными характеристиками при увлажнении изоляции;
- удобна для транспортировки и монтажа;
- устойчива к вандализму.

Именно эти преимущества служат стимулами к внедрению ПИ, что подтверждается результатами опроса зарубежных энергокомпаний, приведенного в обзоре СИГРЭ, среди которых 54 % выбрали ПИ по условиям работы в загрязненном состоянии, 47 % – по условиям монтажа и транспортировки, 35 % – по экономическим соображениям [33]. Благодаря указанным преимуществам применение ПИ позволяет существенно повысить надежность эксплуатации оборудования и работы электрических сетей в целом.

Методы эксплуатационного контроля изоляторов. Разные по эффективности методы эксплуатационного контроля изоляторов отличаются по заложенным в их основы физическим принципам. В комплекс методов, реально применимых для выявления основной части дефектов *фарфоровых* изоляторов при монтаже и в эксплуатации, в настоящее время входят [33]:

- визуальный метод;
- ультразвуковая импульсная дефектометрия;
- ультразвуковая импульсная структурометрия;
- метод фуксиновой пробы под давлением;
- метод регистрации сигналов акустической эмиссии;
- метод выявления водонаполненного фарфора;
- тепловые методы контроля;
- методы, основанные на выявлении коронного и частичных разрядов.

Визуальный контроль, как показывает опыт, позволяет при осмотре с земли, т. е. в бесконтактном варианте, выявить около половины наружных трещин. Эффективность такого контроля может быть повышена за счет сосредоточения внимания на изоляторах «группы риска», выделяемых по результатам обследования другими методами контроля, а также с учетом статистики отказов. «Контактный» осмотр изоляторов «группы риска» с целью выявления малозаметных трещин фарфора необходимо производить при любой возможности и с особой тщательностью [33].

Ультразвуковая импульсная дефектометрия (УЗД) – ультразвуковая эхолокация, позволяющая по отраженным от дефектов импульсам определять структуру изоляторов. УЗД на монтаже и в эксплуатации проводится

ультразвуковым импульсным методом на частотах 2,5 МГц и 5,0 МГц и позволяет выявлять наиболее распространенные дефекты производственного и эксплуатационного происхождения в фарфоровых изоляторах, как смонтированных (при отключенном напряжении), так и россыпью. Могут контролироваться изоляторы, смонтированные в аппараты на любые классы напряжений, или же УЗД может осуществляться перед их монтажом.

Ультразвуковая импульсная структурометрия (УЗС). Наиболее важным дефектом фарфоровых изоляторов, выявляемым с помощью УЗС, является открытая микроскопическая пористость (ОМИП) фарфорового тела изолятора – дефект, в настоящее время ответственный за основную часть разрушений изоляторов по вине изготовителей. ОМИП имеет чисто производственное происхождение. Действующие стандарты на высоковольтный электротехнический фарфор требуют полного отсутствия ОМИП по всему объему изолятора. Однако в силу ряда причин количество изделий с ОМИП в эксплуатации достаточно велико и для некоторых типов изоляторов составляет от 5 до 10 % к общему числу установленных. Помимо ОМИП, с помощью УЗС могут выявляться дефекты типа «нарушение состава фарфоровой массы», влияющие на скорость распространения ультразвуковых колебаний в контролируемом изоляторе. УЗС изоляторов в эксплуатационных условиях в основном позволяет выявлять макроскопические дефекты «опасных» сечений и оконечностей, как производственные, так и возникающие в эксплуатации из-за впитывания влаги в зоны ОМИП. Повторная УЗС целесообразна для тех временно оставляемых в эксплуатации изоляторов, в которых при первичном УЗС выявлены ОМИП или иные производственные дефекты, для контроля за их ростом, либо для изоляторов, эксплуатируемых за пределами заводского ресурса, в которых в ряде случаев могут возникать медленно растущие зоны растрескивания. Браковочные критерии по дефекту ОМИП устанавливаются для изоляторов конкретной группы, т. е. для данного типа, завода-изготовителя и периода выпуска, с учетом особенностей технологии их изготовления и статистики отказов в эксплуатации. Аппаратурное обеспечение ультразвукового контроля изоляторов до последних лет базировалось на использовании серийного дефектоскопа общего назначения УД2-12 с рядом специально разработанных датчиков и других приспособлений. В настоящее время используется специализированный ультразвуковой прибор УДС2-ЦИВОМ-ВФ-1 [33].

Метод фуксиновой пробы под давлением (ФППД). Фуксин – один из первых синтетических красителей ярко-красного цвета. Под давлением он просачивается в микроскопические трещины, и после промывки образца явно указывает все трещины и поры. Для установления дефектов ОМИП используется метод ФППД, на образцах, отобранных из разрушенных изоляторов. Метод ФППД нормирован действующими стандартами на высоковольтный электротехнический фарфор и необходим также при предъявлении рекламаций изготовителям изоляторов с ОМИП. Цилиндр высокого давления ЦВД-250 Т4, разработанный ООО «ЦИВОМ» – переносной вариант установки для испытаний образцов фарфора методом ФППД, позволяющий в эксплуатационных условиях проводить испытания в полном соответствии с требованиями действующих стандартов на высоковольтный электротехнический фарфор.

Регистрация сигналов акустической эмиссии (АЭ). Метод основан на излучении (эмиссии) звуковых волн при силовом нагружении изолятора. Контроль изоляторов методом АЭ позволяет производить выявление опасных, растущих в процессе силового нагружения дефектов изоляторов, вне зависимости от места расположения дефектов. Метод используется при монтаже и во время ремонтов. При регистрации сигналов АЭ используется невысокий уровень силового воздействия (не более 40 % от величины минимальной разрушающей нагрузки, нормированной для данного типа изоляторов). Эффективность контроля методом АЭ зависит от направления силового воздействия. В предлагаемом варианте аппаратно-методического обеспечения предусмотрена возможность четырехстороннего нагружения опорно-стержневой изоляции (ОСИ) в разъединителе. Метод АЭ позволяет выявлять в изоляторах усталостные повреждения. Имеется опыт отбраковки методом АЭ изоляторов, эксплуатировавшихся в условиях сильного обмерзания проводов, причем направление «бракующего» силового воздействия коррелировало с направлением тяжения. Метод АЭ целесообразно регулярно применять на изоляторах, эксплуатируемых в тяжелых режимах, имеющих длительный срок эксплуатации, имеющих неблагоприятную статистику отказов и на временно оставляемых в эксплуатации изоляторах, имеющих ОМИП.

Метод выявления водонаполненного фарфора – влагоскоп [33]. Одна из перспективных разработок, позволяющих выявлять водонаполненный фарфор. Влагоскоп не только позволяет выявлять изделия, имеющие развитую

ОМИП, но и изоляторы уже впитавшие влагу в тело фарфора, то есть требующие немедленной замены. Основной проблемой является исследование возможности ранней диагностики водонаполненности фарфоровых изоляторов, армированных металлическими фланцами.

Тепловые методы контроля основаны на измерении инфракрасного излучения (ИК) или температуры дефектных изоляторов. К ним относятся:

- тепловизионный контроль изоляторов;
- регистрация тепловых эффектов на изоляторах с помощью измерителя температуры – пирометра;
- измерения температуры изоляторов с использованием закрепляемых жидкокристаллических датчиков.

Измерение ИК используется для контроля качества контактных соединений, однако эффективность тепловых методов определения сопротивления изоляции или пригодности изолятора пока еще не высока. Нагрев дефектного изолятора – явление достаточно редкое, а отсутствие нагрева не является гарантией эксплуатационной надежности данного изолятора [33].

Методы, основанные на выявлении коронного и частичных разрядов. Методы, основанные на выявлении ультрафиолетовой (УФ) либо акустической составляющей коронного разряда, возникающего на наружных трещинах, показали неплохую эффективность выявления дефектных изоляторов.

Выявление коронного разряда. Коронный разряд – форма самостоятельного газового разряда, возникающего в резко неоднородных полях. Положительный результат обследования 4000 штук изоляторов, из которых более 100 штук имели видимые трещины, прибором «Филин-5», выявляющим ультрафиолетовую составляющую коронного разряда. С учетом высокой производительности этих методов, представляется целесообразным подробнее исследовать их возможности, в том числе путем стендовых испытаний ранее забракованных изоляторов, с использованием разработанного в последние годы прибора «Филин-6» [33].

Повреждения *полимерных* изоляторов в эксплуатации, как правило, обусловлены нарушением герметичности защитной оболочки и проникновением влаги в изолятор. Это наиболее распространенный вид повреждения. Для диагностики полимерных изоляторов в эксплуатации рекомендуется [33] применять в сочетании методы ИК и УФ контроля. При этом ИК контроль следует рассматривать, как основной метод, позволяющий

выявлять дефектные изоляторы на начальной стадии повреждения. УФ контроль – как дополнительный метод, позволяющий выявлять дефектные изоляторы при сильной степени повреждения.

Выявление частичных разрядов. Частичный разряд – это электрический разряд, длительность которого составляет единицы-десятки наносекунд. Частичный разряд частично шунтирует изоляцию. Этот метод основан на регистрации электромагнитной либо акустической составляющей частичных разрядов, которые могут возникнуть в изоляторах, имеющих внутренние дефекты (раковины, трещины и т.п.). Появление частичных разрядов, с успехом используется для контроля «активных» элементов высоковольтной аппаратуры (трансформаторы, защитные аппараты), а также для контроля подвесной изоляции [33].

Опоры воздушных линий электропередачи. Уровень повреждаемости **деревянных** опор в 13 раз превышает повреждаемость опор других типов. Повреждаемость опор стальных и опор железобетонных примерно равны друг другу. Общая доля аварийных отключений ВЛ, обусловленная повреждениями опор, составляет 15 %, то есть каждое шестое отключение. Основными причинами, приводящие к нарушению работоспособности ВЛ и их повреждению, являются неудовлетворительное техническое состояние опор. Общая причина низкого технического состояния опор – это нарушение технологии изготовления, транспортировки и установки опор. В частности, это не устраненные дефекты металлоконструкций опор, дефекты и повреждения железобетонных опор при транспортировке, нарушение технологии изготовления и пропитки деревянных опор, эксплуатационного контроля состояния анкерных конструкций оттяжек опор.

Металлические опоры. Повреждение металлических опор обусловлено следующими причинами [33]:

- сверхнормативные гололедные и ветровые нагрузки;
- дефекты изготовления, транспортировки и монтажа;
- низкий уровень культуры населения (наезд транспортных средств на оттяжки и опоры, воровство уголков и др.);
- коррозия в местах сопряжения элементов опор;
- старение металла опор.

Современные достижения металловедения указывают, что знакопеременные нагрузки, которые испытывают опоры в эксплуатации, приводят к усталости металла и изменению его внутренней структуры. Чем

прочней используемый в конструкции металл, тем раньше в нем могут проявиться признаки деградации в виде усталостных трещин. На процесс старения металла опор существенное влияние оказывают условия эксплуатации, конструктивное исполнение ВЛ, класс напряжения и режим работы ВЛ.

Железобетонные опоры. На настоящий момент времени в эксплуатации находится несколько сотен тысяч железобетонных опор ВЛ со сроком службы около 40 лет. Это обусловлено большим объемом строительства ГЭС, АЭС и ТЭЦ, и созданием в России единой электрической сети во второй половине прошлого столетия. Учитывая, что качество бетона со временем улучшается, при условии правильной технологии изготовления и его эксплуатации, железобетонные опоры ВЛ и сейчас широко используются в электросетевом строительстве. Основными причинами отказов железобетонных опор являются [33]:

- развитие трещин, выкрашивание бетона вследствие неправильной технологии изготовления и нарушения правил транспортировки к месту установки опор;

- нарушение технологии установки опор (неплотная заделка в грунт, некачественная гидроизоляция);

- коррозия, ослабление и разрывы арматуры, как следствие двух первых причин.

Существует несколько методов *неразрушающего* контроля прочности бетона [33]:

- метод пластической деформации, основанный на измерении размеров отпечатка, который остается на поверхности бетона после соударения с ней стального шарика (молоток Кашкарова);

- метод упругого отскока, заключающийся в измерении величины обратного отскока ударника от поверхности бетона (склерометр Шмидта);

- метод ударного импульса, регистрирующий энергию удара, возникающую в момент соударения бойка с поверхностью бетона;

- метод отрыва со скалыванием ребра конструкции, заключающийся в регистрации усилия, необходимого для скалывания участка бетона на ребре конструкции, либо местного разрушения бетона при вырывании из него анкерного устройства;

– метод отрыва стальных дисков (заключается в регистрации напряжения, необходимого для местного разрушения бетона при отрыве от него вмонтированного металлического диска, метод используется редко);

– ультразвуковой метод, измеряющий скорость прохождения ультразвуковых (УЗ) волн и характер их отражения;

– вибрационный метод.

Первые пять методов позволяют определить прочностные характеристики лишь поверхностного слоя бетона железобетонной конструкции, и только в одной точке, и это является их существенным недостатком. Более информативными считаются два последних метода контроля, поскольку в отличие от других методов они позволяют измерить интегральные параметры прочности, то есть контролировать прочность не только приповерхностных слоев бетона, но и всего объема опоры. Кроме того ультразвуковые и вибрационные методы обладают значительно большей чувствительностью к возникновению микротрещин.

К *звуковым и низкочастотным ультразвуковым* методам относятся: метод сквозного прозвучивания; свободных колебаний; вибрационный (резонансный). Эти методы используют частоты от единиц килогерц (кГц) до немногих десятков кГц и принципиально позволяют выявлять лишь достаточно грубые дефекты, размер которых сопоставим с размером поперечного сечения бетона. Такие дефекты не всегда могут быть выявлены визуально.

Сквозное прозвучивание. Акустический импульс возбуждают в контролируемом объекте с помощью фиксированного удара и после прохождения импульса через исследуемый объект принимают датчиком. Возникающая при ударе сферическая волна проходит через объект, и если на пути сферической волны окажется дефект, то часть волны поглощается, а часть отражается. Таким образом, амплитуда принятого сигнала может измениться (уменьшиться либо возрасти) в зависимости от взаимного расположения датчика и точки ввода акустического импульса.

Метод свободных колебаний. Свободные колебания в контролируемом изделии возбуждают ударом. Прием колебаний ведется с помощью направленного микрофона, результаты сопоставляются с базой данных с помощью компьютера. Эффективно выявляются лишь достаточно крупные дефекты. Например, это могут быть малозаметные наружные трещины, не выявляемые при осмотре с земли.

Вибрационный метод является одним из вариантов резонансного метода и сводится к определению резонансной частоты испытуемых конструкций в режиме вынужденных колебаний. Вибрационный метод успешно применяется для измерений толщины, выявления расслоений и качества состояния бетона по уровню принимаемого сигнала. Для металлических конструкций опор, имеющих малую толщину (уголки, пластины и т. п.), для которых резонансная частота ультразвуковых колебаний может достигать сотен килогерц и даже единиц мегагерц, метод обеспечивает высокую чувствительность и точность определения дефектов.

Деревянные опоры. Высокий уровень повреждаемости деревянных опор происходит по следующим причинам [33]:

- нарушение технологии изготовления и пропитки древесины;
- низкое качество антисептических составов;
- нарушение технологии установки опор;
- потеря прочности вследствие загнивания опор, пасынков и траверс;
- несвоевременная замена опор и ее деталей в процессе эксплуатации;
- расщепление и разрушение опор при прямых ударах молнии;
- пожары на трассе ВЛ (лесные пожары, весенние палы).

Интенсивность загнивания древесины зависит от влажности воздуха, которая в летний период составляет 50–60 %, а во время дождя достигает 100 %. Также высокая влажность характерна для подземной части опор и пасынков, интенсивность гниения которых ускоряется растворенными солями почвы. Нарушение технологии установки опор приводит к тому, что опоры ломаются из-за недопустимого отклонения стоек от вертикального положения и смещения от оси ВЛ. На деревянных траверсах от токов утечки при загрязнении и увлажнении поверхности изоляторов возникает нагрев, который может привести к возгоранию. Из-за низкого качества пропитки древесины и нарушения технологии изготовления нередко повреждения деревянных опор насекомыми, откладывающими личинки в сухую древесину. Личинками питаются дятлы, которые также увеличивают степень повреждения деревянных опор. Контроль состояния деревянных опор и деталей заключается в проверке древесины на загнивание путем внешнего осмотра и измерение глубины загнивания с помощью приборов. Измерение глубины загнивания осуществляется следующими способами:

– вырезанием столбика из древесины с помощью бурава в виде трубки с острыми краями (полученное отверстие в древесине затем заделывается антисептической пробкой);

– прокалыванием древесины с помощью щупа или шила. При ручном способе определяется только глубина проникновения иглы по нанесенным на ней делениям. При механизированных способах дополнительно определяется и усилие, с которым игла проникает в древесину;

– акустические способы (могут применяться только в сухую погоду при положительной температуре).

К последним относятся два способа. Первый – простукивание древесины молотком массой 0,4-0,5 Кг. Чистый, звонкий звук характеризует здоровую древесину, глухой звук указывает на наличие в ней загнивания. Второй – определитель загнивания древесины (ОЗД) [35]. Прибор состоит из излучателя, генерирующего ультразвуковые колебания, и их приемника, которые плотно прикладываются с противоположных сторон к контролируемой детали в одном сечении. Степень поглощения ультразвуковых колебаний неповрежденной древесины отличается от загнившей древесины, на этом и основан принцип работы прибора.

При обследовании опор ВЛ любого типа проводятся следующие работы:

- определение фактических нагрузок на опору;
- определение фактических характеристик бетона, металла, древесины;
- ознакомление с условиями и особенностями эксплуатации (характеристика трассы, наличие загрязненной или агрессивной среды и т. д).

В ведомость дефектов заносят данные об отсутствии условных обозначений, о нумерации опор; об отклонении стоек вдоль и поперек ВЛ сверх допустимых норм; о наличии на опорах птичьих гнезд и посторонних предметов. Кроме этого указываются отклонения от проектного положения отдельных элементов опор: траверсы от горизонтали, разворот траверсы вокруг опоры; ослабление тяжения тросовых оттяжек.

Для металлических опор в ведомость дефектов заносят данные: о коррозии деталей опор; о деформации элементов; о дефектах сварных швов; об ослаблении болтовых и заклепочных соединений; о разрушении лакокрасочного или цинкового покрытия; о неплотном прилегании элементов опоры; о повреждениях металлоконструкций; о величине коррозионных потерь металла в узловых соединениях и на свободной поверхности элементов.

Для железобетонных опор указываются трещины, раковины, щели, пятна на бетоне, смещение каркаса арматуры, оголение и ржавление арматуры.

Для деревянных опор указываются глубина загнивания опор, пасынков и траверс; следы пожаров и глубина обугливания опор и пасынков; следы расщепления и разрушения опор от прямых попаданий молний.

Контроль натяжения оттяжек производится при отсутствии на них гололеда и при ветре не более 5 м/с или ручным способом, путем определения времени по секундомеру с одновременным подсчетом заданного числа их колебаний. Или с помощью индикатора ИН, принцип действия которого основан на измерении с помощью динамометра упругости натянутого каната.

Нормативные документы [34] не решают всех вопросов контроля эксплуатационного состояния анкерных конструкций оттяжек опор. Согласно этим требованиям один раз в шесть лет на анкерных конструкциях оттяжек опор ВЛ необходимо выполнить выборочную проверку состояния П-образных болтов со вскрытием грунта, а также антикоррозионного покрытия анкеров оттяжек с выборочным вскрытием грунта. При этом порядок выбора опор не регламентируется, что не способствует своевременному обнаружению коррозии П-образных болтов или петель анкерных плит, закрепляющих оттяжки опор в грунте и удерживающих опору от падения. Норматив допустимой потери сечения при сплошной или язвенной коррозии металлоконструкций (допустимое отношение фактического сечения металлического элемента к сечению, предусмотренному проектом), должно быть не менее 0,9 для несущих элементов. Однако, как показывают результаты обследований, этот предел для опор многих ВЛ уже пройден [33].

Фундаменты опор. Повреждению железобетонных подножников и монолитных или сборных фундаментов способствуют нарушения технологии изготовления (рыхлый бетон, недостаточная толщина защитного слоя бетона или гидроизоляционного слоя на нем), оседание, вспучивание, вспашка, вымывание грунта под фундаментами, их старение и разрушение. Под воздействием на фундамент вертикальных нагрузок, равномерно сжимающих грунты основания, происходят перемещения сооружений, называемые осадкой. При действии на фундаменты неравномерных сжимающих нагрузок наблюдаются наклоны, именуемые кренами [33]. Воздействие больших горизонтальных нагрузок иногда приводит к смещениям, называемым сдвигами. При проектировании фундаментов учитываются основные требования:

- к расчету оснований по несущей способности;
- к расчету оснований по деформациям;
- к материалу конструкций фундаментов;
- к грунтовым основаниям;
- к расчету осадок и крена поверхностных фундаментов опор ВЛ в условиях болот и пучинистых грунтов.

У **железобетонных фундаментов** чаще повреждается надземная часть. Появление в ней трещин приводит к попаданию в них воды, расширению трещин при замерзании воды и последующему выкрашиванию бетона. Те же явления происходят в открытых колодцах анкерных болтов. Таким образом, основной объективной причиной повреждения железобетонных фундаментов является многократное повторение цикла «замораживания-оттаивания» влаги в бетоне. Особенно это характерно для Западной и Восточной Сибири, поскольку в этих регионах в осенне-весенний период в светлое время суток температура окружающей среды выше нуля, а ночью случаются заморозки. Число таких неблагоприятных дней в Восточной Сибири от 6 до 7 месяцев, а в отдельные годы даже достигает и 8 месяцев.

Для фундаментов, выполненных в виде **металлических подножников**, и для подземных анкерных узлов оттяжек опор наибольшую опасность несет коррозия. Выбор опор для осмотра со вскрытием грунта должен быть обоснован дополнительной информацией, например, результатами диагностики коррозионного состояния анкерных конструкций методом электрохимического теста. На основе результатов обследований установлено [33], что U-образные болты и петли анкерных плит за 15–20 лет эксплуатации ВЛ могут достичь одного из четырех возможных коррозионных состояний:

- нормальной долговечности: потеря сечения анкерных конструкций не превышает 10 % и изменение внешних условий вряд ли сможет в будущем вывести коррозионную систему из этого состояния;
- пониженной долговечности: потеря сечения анкерных конструкций не превышает 20–30 %, но опоры находятся в коррозионно-опасной зоне, и существует вероятность потери сечения при неблагоприятных условиях;
- дефектное коррозионное: потеря сечения анкерных конструкций уже достигла 30–50 %, и процесс коррозии продолжается с установившейся скоростью, а остановить его возможно только путем планового усиления или модернизации анкерных конструкций при капитальных ремонтах;
- аварийное: степень коррозии более 50 % [33].

Единственным широко распространенным способом диагностики этих конструкций остаются регламентируемые правилами эксплуатации электроустановок внешние осмотры, которые не могут рассматриваться как сколько-нибудь серьезный способ диагностики, так как наряду с видимыми дефектами конструкции могут иметь скрытые дефекты. Несущую способность железобетонных фундаментов и стоек опор ВЛ в течение срока эксплуатации снижают множество деструктивных процессов: это и агрессивное воздействие грунтовых вод, и влияние внутренних процессов внутри грунта (вспучивание, оседание, разломы), и воздействие климатических факторов внешней среды (циклы замораживания и оттаивания воды, приводящие к растрескиванию и выдавливанию фундаментов), и влияние вибраций от действия ветровых нагрузок, и электрофизические (магнитные, электрические и электромагнитные поля) условия функционирования электрической сети. Диагностике должны подвергаться все железобетонные конструкции со сроком эксплуатации более 20 лет. На настоящий момент в России в эксплуатации находится несколько сотен тысяч опор ВЛ с железобетонными фундаментами со сроком службы более 20 лет, что делает актуальной задачу осуществления массового мониторинга эксплуатационного состояния железобетонных конструкций, с целью контроля уровня их надежности. Для контроля уровня надежности железобетонных конструкций фундаментов применяются такие же методы неразрушающего контроля, как и для контроля уровня надежности железобетонных опор, рассмотренных выше. Применение ультразвуковых методов оценки прочности бетона основывается на существовании устойчивой зависимости параметров распространения ультразвуковых колебаний в бетоне от состояния его структуры, наличия и накопления в нем тех или иных дефектов и повреждений. С появлением указанных дефектов уменьшается прочность бетона и соответствующим образом изменяется скорость (время) распространения ультразвука в бетоне. Появление по тем или иным причинам трещин в бетоне может вызывать коррозию арматуры и ослабление несущей способности конструкций изнутри. Оценка коррозионного состояния арматуры проводится электрохимическими методами путем ее поляризации от внешнего источника тока. Сопротивления анодной и катодной поляризации арматуры в неповрежденном и поврежденном бетоне имеют существенные различия, которые и несут информацию о коррозионном состоянии арматуры. Использование вибрационных методов диагностики железобетонных фундаментов и стоек опор позволяет производить оценку технического

состояния всей конструкции целиком. Диагностическая оценка этих методов основывается на анализе декрементов затухания механических колебаний низкой и высокой частоты, искусственно возбуждаемых в железобетонной конструкции. Между этими параметрами и состоянием бетона, арматуры и их сцеплением между собой существует определенная зависимость. С появлением трещин на бетоне или коррозии арматуры их взаимодействие нарушается, это приводит к снижению несущей способности конструкции, которая может быть четко зафиксирована с помощью соответствующего прибора. Ультразвуковая и вибрационная диагностики могут служить надежным инструментом оценки остаточного эксплуатационного ресурса железобетонных электросетевых конструкций. Применение этих методов диагностики позволяет определить элементы и конструкции, требующие срочной замены или ремонтов, и сформировать обоснованные планы проведения ремонтов и реконструкции механической части электросетевых объектов [33].

В [33] приведена следующая информация. Группой компаний ЭЛСИ совместно с научно-производственным предприятием «ЭЛЕКТРОКОРР» выполняется комплексное обследование электросетевых конструкций. За 2 года выполнены обследования в Новосибирской и Иркутской энергосистемах. В Новосибирскэнерго обследовались центрифугированные железобетонные стойки опор 110 кВ, а в Иркутскэнерго – фундаменты ВЛ. В Иркутскэнерго выполнялось сквозное обследование фундаментов на ВЛ со сроком эксплуатации 43 года, всего обследовано 360 фундаментов. По результатам обследований распределение фундаментов по группам выглядит следующим образом:

- группа продления ресурса – 38 %;
- группа «адресно-восстановительного ремонта» – 62 %, из них дефектные фундаменты, требующие срочного ремонта в течение года – 19 %;
- фундаменты, ремонт которых может быть выполнен в последующие годы – 43 %;
- группа «адресной замены» – 0 %.

В ходе обследования выявлены основные виды дефектов фундаментов ВЛ 35–110 кВ:

- высокая карбонизация бетона, средняя глубина которой составляет 27 мм, что превышает толщину защитного слоя бетона;

– активное вымывание цементного камня под действием кислой ржавой воды, образующейся из дождевой воды в сочетании с продуктами коррозии стальных стоек опор;

– осыпание и отслаивание бетона и наполнителя, приводящие к оголению арматуры, что в дальнейшем приводит к коррозии арматуры и потере прочности фундамента.

На обследуемых ВЛ 68 % всех фундаментов уже подвергались ремонту. Ремонт выполнялся омоноличиванием верхней части фундамента бетоном на глубину от 200 до 600 мм от верха фундамента, при этом подавляющая часть фундаментов отремонтирована на глубину 200 мм. В результате исследования деградации бетона фундаментов уточнена оптимальная глубина ремонта фундаментов, которая составила 500–700 мм от поверхности грунта. Таким образом, ремонт на глубину 200 мм не имеет смысла и является, по сути, непроизводительным расходом выделенных ремонтных ресурсов. Подтверждением этому является то обстоятельство, что 77 % от числа всех дефектных фундаментов составляют фундаменты, ранее подвергавшиеся ремонту. Этот факт говорит о необходимости поиска новых ремонтных составов и технологий, обеспечивающих большую прочность, меньшее водопоглощение и более надежную адгезию со старым бетоном.

Для железобетонных фундаментов металлических опор причинами дефектов являются:

– низкая исходная прочность бетона;

– незащищенность фундамента от механических повреждений при монтаже;

– несоблюдение углов наклона поверхности фундамента для стекающей со стойки опоры дождевой влаги;

– воздействия разрушающих процессов в циклах «замораживания – оттаивания»;

– недолговечность применяемой гидроизоляции.

Экономический эффект от предлагаемого метода локального «адресно-восстановительного» ремонта получается за счет исключения из объемов ремонта опор и фундаментов, ремонт которых может быть обоснованно перенесен на более поздние сроки. Традиционные методы оценки технического состояния железобетонных электросетевых конструкций, предлагаемые в нормативных документах, не обеспечивают выявление дефектов в бетоне на ранней стадии их возникновения и не позволяют получить количественные

оценки развития этих дефектов во времени из-за большой погрешности получаемого результата. Необходимо заменить в практике планирования ремонта электросетевого оборудования «тотальную реконструкцию» на локальный адресно-восстановительный ремонт и адресную замену дефектных элементов и конструкций. Этот подход позволит в рамках ограниченных финансовых и технологических ресурсов обеспечить экономически целесообразный уровень надежности электроснабжения потребителей.

Заземляющие устройства. Заземляющие устройства (ЗУ) опор являются одним из конструктивных элементов ВЛ, обеспечивающих надежную работу грозозащиты. На работу заземляющего устройства влияют следующие факторы [33]:

- состояние контактов в болтовых соединениях;
- повреждения или обрывы заземляющих спусков на опоре и у земли;
- выступ заземлителей над поверхностью земли;
- состояние верхнего высохшего слоя грунта заземлителя.

Влияние повышенного сопротивления верхнего высохшего слоя грунта заземлителя является последствием сезонных изменений. Железобетонные фундаменты опор обладают способностью аккумулировать влагу в засушливый период года, и этим в какой-то степени компенсируют увеличение сопротивления верхнего высохшего слоя грунта. При этом поверхностный слой бетона обеспечивает достаточную проводимость и электромеханическую устойчивость при воздействии больших токов. Использование естественной проводимости фундаментов опор ограничено в случае применения гидроизоляции железобетона полимерными материалами. При обследовании ЗУ необходимо учитывать изменение интенсивности воздействия агрессивных факторов на элементы конструкций в зависимости от высоты их расположения над поверхностью земли. Грунтовая зона коррозии располагается ниже отметки 0,5–0,7 м относительно уровня земли. Скорость протекания процесса коррозии в этой зоне зависит от фильтрующих способностей грунта, минерального состава и уровня грунтовых вод. Повреждения в этой зоне убывают с глубиной. Кроме того, перепады температуры и влажности ускоряют процессы электрохимической коррозии, протекающие на поверхности металла у земли. Стеkanie атмосферных осадков по поверхности элементов опоры способствует смыванию загрязнений и отслоившихся защитных покрытий в нижнюю часть конструкции. При этом удержание воды и загрязнений в узлах зависит от конструкции опоры. Наиболее подвержены коррозии элементы,

расположенные горизонтально, и особенно с корытообразным профилем, которые подвержены длительному увлажнению. Определение пролета ВЛ, в котором произошло перекрытие изоляции, зависит от сопротивления растеканию, поэтому при плохом качестве ЗУ надежность указания места повреждения недостаточная высокая.

Контроль состояния заземляющих устройств. При осмотре ЗУ должны быть отражены в ведомости дефектов следующие неисправности:

- повреждения или обрывы заземляющих спусков на опоре и у земли;
- неудовлетворительный контакт в болтовых соединениях грозозащитного троса с заземляющими спусками или телом опоры;
- неудовлетворительный контакт соединения заземлителя с телом опоры (арматурой железобетонной опоры);
- отсутствие скоб, прикрепляющих заземляющие спуски к опоре;
- выступ заземлителей над поверхностью земли;
- превышение допустимого значения сопротивления заземления опоры.

Для оценки технического состояния проводится инструментальное обследование ЗУ.

Измерение сопротивления ЗУ опор ВЛ с грозозащитными тросами производится:

- в местах обнаружения следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой;
- в районах, где при грозах встречались перекрытия с успешным АПВ;
- выборочные (2 % опор) вскрытия грунта на участках ВЛ с наиболее агрессивными, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами.

Методы оценки сопротивления ЗУ. По требованию ПУЭ отклонение сопротивления заземляющего устройства опор от проектного значения не должно превышать 10 %. Заземлитель не соответствует требованию, если разрушено более 50 % его сечения. Измерение сопротивления заземления опор в «Методических указаниях по контролю состояния ЗУ электроустановок» [36] предлагают осуществлять двумя способами: традиционными приборами по специальному алгоритму с использованием трех схем измерений (метод СибНИОЭ); импульсным методом МЭИ – ЭЛНАП. Метод СибНИОЭ не пригоден в условиях неоднородности грунтов в зоне опоры. Импульсный метод, основанный на предположении, что измерительный импульсный ток будет протекать преимущественно через заземление опоры, требует проверки в условиях высокоомных грунтов. Возможности изменения требований к

величине сопротивления заземления опор ВЛ 110 кВ могут быть оценены из анализа местных особенностей характеристик молнии и природных условий.

Современные приборы диагностики ЗУ. Традиционные многополюсные (двух, трех, четырех полюсные) методы измерения сопротивления заземления с помощью длинных проводов и штырей не всегда можно применить. Например, в скалистых грунтах, или зимой, когда вбить штырь в землю просто не представляется возможным. Поэтому с развитием методов измерения (в частности, цифровых методов), появились новые уникальные измерители сопротивления заземления, исключая необходимость отключения параллельных систем заземления и поиска удобных точек для установки дополнительных электродов заземления. Это позволяет осуществлять мониторинг и диагностику ЗУ на качественно новой основе, и существенно сэкономить время обслуживающего персонала. Цифровые измерители сопротивления заземления отечественных и зарубежных производителей (например, фирмы Chauvin Arnoux, Франция), – цифровые токовые клещи разных моделей – уже внесены в государственный реестр РФ средств измерений. Цифровые токовые клещи предназначены для оперативного контроля ЗУ без их отключения и использования вспомогательных электродов – [37]. Все модели данных измерителей дают возможность производить точные измерения сопротивления заземления в диапазоне от 0,1 до 1200 Ом. Этот диапазон разбит на несколько переключаемых поддиапазонов с различным разрешением в интервале 0,01–50 Ом. Точность измерений сопротивления заземления в поддиапазоне 0,10–1,00 Ом составляет $\pm 1,5 \% \pm 0,02$ Ом. Модели С.А 6415 и С.А 6412 измеряют ток и токи утечки в диапазоне от 1 мА до 30 А. Модель С.А 6415 имеет возможность звуковой сигнализации по установленным пороговым значениям и оснащена памятью, в которой может храниться около ста результатов измерений, т. е. результаты измерения сопротивления заземления опор за смену работы. Прибор СА 6472 – тестер заземления используется для быстрой и всесторонней проверки всех заземленных систем. При использовании с модулем СА 6474 тестер выполняет все типы измерения заземления на опорах ВЛ без их отключения, включая:

- удельное сопротивление (двумя методами);
- соединение заземлителей;
- сопротивление грунта;
- проводимость / сопротивление;
- измерения традиционным способом с разрешением 0,001 Ом.

Измерение сопротивления заземления осуществляется безэлектродным методом без разрыва заземляющего проводника. Прибор СА 6470С представляет собой тестер, который может выполнять все типы измерения сопротивления заземления. Прибор имеет следующие функциональные возможности измерения при нажатии на одну кнопку:

- трех- и четырехполюсное измерение сопротивления заземления;
- четырехполюсное измерение сопротивления грунта;
- двухполюсное измерение сопротивления на переменном токе;
- выборочное тестирование без отсоединения заземляющего проводника с помощью одних клещей;
- безэлектродное тестирование контура заземления (двое клещей);
- автоматическая или ручная регулировка частоты до 512 Гц;
- переключаемое напряжение измерения 16/32 В;
- программируемые пределы и настройки;
- проверка целостности со звуковым сигналом.

Диаметр обхвата клещей 52 мм. Размеры приборов 133x187x250 мм, вес 3,1 кг с установленными батареями питания.

6. МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Нарушение электрической прочности изоляции происходит по различным причинам. Основными из них являются: механические или коррозионные повреждения защитных оболочек (свинцовой, алюминиевой, пластмассовой), что приводит к нарушению герметичности и попаданию влаги в изоляцию; заводские дефекты (трещины или сквозные отверстия в защитных оболочках); дефекты монтажа соединительных и концевых муфт кабелей (не пропаянные шейки муфт, надломы изоляции, неполная заливка мастикой и т.п.); осушение изоляции вследствие местных перегревов кабеля; старение изоляции.

Типы повреждения кабеля:

- однофазное замыкание на «землю»;
- межфазное короткое замыкание;
- двухфазное короткое замыкание на «землю»;
- обрыв жилы кабеля.

Однофазные повреждения.

Однофазные повреждения – самый распространенный вид повреждений силовых кабельных линий напряжением 1-10 кВ. При этом виде повреждений

одна из жил кабеля замыкается на его экранирующую оболочку. Однофазные повреждения можно разделить на три группы по значению переходного сопротивления в месте замыкания. К первой группе относятся повреждения с переходным сопротивлением, равным десяткам и сотням мегаом (заплывающий пробой). Ко второй группе относятся повреждения с переходным сопротивлением от единиц ом до сотен килоом и к третьей группе – повреждения с сопротивлением, близким к нулю.

Междуфазные повреждения.

Междуфазные повреждения составляют около 20% всех видов повреждений кабельных линий. Их можно разделить на две группы. К первой относятся повреждения с переходным сопротивлением в месте дефекта, близким к нулю, и ко второй группе – с сопротивлением от единиц килоом до сотен мегаом. В первом случае часто все три жилы свариваются между собой и с экранирующей оболочкой. При большом токе короткого замыкания кабель может перегореть на две части. При междуфазных повреждениях, относящиеся ко второй группе, обычно между жилами и оболочкой кабеля имеется переходное сопротивление и замыкание между собой двух жил происходит через экранирующую оболочку. Замыкание двух жил между собой без замыкания на оболочку происходит редко.

Разрыв (растяжка) жил кабельных линий.

Данный вид повреждения образуется из-за перемещения слоев почвы в местах расположения муфт, вследствие чего происходит вытягивание жил кабеля, а в муфтах, как правило, разрыв жил (растяжка). Разрыв жил кабельных линий может произойти и в целом месте из-за различных механических воздействий или заводского брака.

Предварительное определение вида повреждения кабельных линий

В настоящее время для определения места повреждения силовых кабельных линий используются передвижные измерительные лаборатории с набором стационарно размещенного оборудования и переносных приборов.

После выполнения всех мер безопасности при работах на кабельных линиях приступают к определению вида повреждения. С помощью омметра и мегаомметра на разземленном кабеле производят измерение сопротивления изоляции между жилами; каждой жилой и оболочкой кабеля. Данными приборами выявляются однофазные и междуфазные повреждения с

сопротивлением в месте дефекта от нуля до сотен килоом. При большом сопротивлении часто не удается определить вид повреждения указанными приборами, тогда используют высоковольтную испытательную установку. Поочередно, испытывая все три жилы кабельной линии выпрямленным напряжением постоянного тока относительно оболочки кабеля, выявляют вид дефекта кабеля. Таким способом выявляются повреждения вида: «заплывающий пробой», однофазные и междуфазные, разрывы (растяжки) кабеля, повреждения в концевых воронках.

Прожигание изоляции силовых кабелей

Основным назначением прожигания дефектной изоляции является снижение переходного сопротивления в месте дефекта, что позволяет применять известные методы как для определения расстояния до места повреждения кабеля, так и места повреждения непосредственно на трассе кабельных линий. Для эффективного определения расстояния до места повреждения и самого места повреждения требуется, чтобы переходное сопротивление в месте дефекта было в пределах от десятков ом до единиц килоом.

После снижения сопротивления в месте повреждения используется один из самых эффективных методов - акустический. В случае невозможности определения места однофазного повреждения на трассе кабельной линии акустическим методом (сильные акустические помехи, большая глубина прокладки кабеля, отсутствие документации на прокладку кабеля и т.д.) производят прожигание места повреждения с помощью силовой прожигающей установки в целях перевода однофазного повреждения в междуфазное (двухфазное). Определение места повреждения в этом случае осуществляют индукционным методом.

Прожигание производят за счет энергии, выделяющейся в канале пробоя. При этом происходят обугливание изоляции в месте повреждения и снижение переходного сопротивления. Следует отметить, что прожигание также позволяет непосредственно и просто выявлять повреждения в концевых заделках и на вскрытых кабелях по нагреву, появлению дыма и запаха гари. Следует иметь в виду, что эффективный прожиг имеет место лишь до тех пор, пока значение сопротивления в месте повреждения имеет тот же порядок, что и внутреннее сопротивление прожигательной установки. Практически нельзя

создать прожигательную установку, обеспечивающую достаточно высокое напряжение и малое внутреннее сопротивление. Поэтому единственно целесообразным методом прожигания является ступенчатый способ. Сущность его состоит в смене источников питания по мере снижения напряжения пробоя и сопротивления в месте повреждения. Источник питания более низкого напряжения легче сконструировать с меньшим внутренним сопротивлением. В настоящее время прожигающие установки имеют от 3 до 6 ступеней прожигания.

Прожигание может проводиться как на постоянном, так и на переменном токе. Верхние ступени прожигания выполняются на выпрямленном напряжении, а последняя ступень на переменном напряжении.

После пробоя КЛ по причине отказа или в результате испытания, за исключением прямых механических повреждений, возникает необходимость в определении места повреждения линии. В настоящее время имеются совершенные методы, с помощью которых место повреждения, как правило, устанавливается с достаточной точностью и в ограниченное время.

Каждый метод имеет свою область использования, которая определяется характером повреждения КЛ и, в том числе, переходным сопротивлением, возникающим в месте повреждения. В связи с этим перед определением места повреждения необходимо определить характер повреждения, а также произвести при необходимости прожигание кабеля с целью снижения переходного сопротивления в месте повреждения его изоляции до требуемого уровня.

Повреждения КЛ имеют различный характер: повреждение изоляции с замыканием одной жилы на землю; повреждение изоляции с замыканием двух или трех жил на землю, двух или трех жил между собой в одном или в разных местах; обрыв одной, двух или трех жил с заземлением и без заземления жил; заплывающий пробой изоляции; сложные повреждения, содержащие указанные виды повреждений. Наиболее распространенный случай – это повреждение между жилой и оболочкой кабеля, т.е. однофазные повреждения, особенно для кабелей с жилами в самостоятельных оболочках.

Все измерения на КЛ производятся с их полным отключением и выполнением необходимых мер техники безопасности. Как правило, определение характера повреждения производится с помощью мегомметра на 2500 В, которым измеряется сопротивление изоляции каждой жилы по отношению к земле и сопротивление изоляции между жилами. Целостность

жил проверяется с обоих концов линии путем поочередной установки закоротки на концах линии. Для кабельных линий 0,38 кВ могут использоваться приборы типа МС-0,5, МС-0,8, ТТ-1 и т.п. При определении характера сложного повреждения используются измерители неоднородностей кабельных линий типов Р5-1А, Р5-5, Р5-9, а при необходимости характер уточняется с помощью поочередного испытания выпрямленным напряжением изоляции каждой жилы по отношению к оболочке и между жилами.

Процесс характеризуется многократным повторением электрического пробоя изоляции кабеля в месте его повреждения, что позволяет постепенно снизить переходное сопротивление в месте повреждения до требуемого значения. При этом по мере снижения сопротивления напряжение пробоя уменьшается и одновременно возрастают ток в цепи пробоя и мощность установки для прожигания.

Прожигание КЛ может производиться с использованием переменного или выпрямленного напряжения. При этом использование резонансных установок не рекомендуется.

Рекомендуется так называемый ступенчатый способ ведения прожигания, в процессе которого меняются источники питания по мере уменьшения напряжения пробоя и переходного сопротивления в месте повреждения. На первой и второй ступенях прожигания используется выпрямленное напряжение. Напряжение установки на первой ступени принимается 30-50 кВ при максимальном токе 0,1-0,5 А, (установка для испытания КЛ). на второй ступени применяется более мощная установка напряжением 5-8 кВ и максимальным током 5-10 А. на третьей ступени используется генератор высокой частоты, позволяющий регулировать напряжение на выходе до 0,05-0,5 кВ при максимальном токе до 10 А.

При определении мест повреждения кабельных линий необходимо соблюдать серьезные требования: погрешность не должна превышать 3 м (при этом учитываются трудности производства земляных работ на городских проездах с усовершенствованным покрытием); выполнение ОМП должно ограничиваться несколькими часами; должны соблюдаться правила безопасности персонала. Указанные требования усиливаются необходимостью быстрее ремонта КЛ при ее повреждении, так как при выводе линии в ремонт нарушается надежность электроснабжения потребителей и возрастают потери электроэнергии в сети. Для кабельных линий, проложенных в земляной траншее, следует учитывать опасность проникновения влаги в изоляцию в

результате нарушений герметичности, возникающих в месте повреждения. Проникновение влаги может быть весьма интенсивным и распространяться на значительную длину вдоль линии.

При быстром определении места повреждения ремонт линии ограничивается заменой участка кабеля длиной 3—5 м и монтажом двух соединительных муфт, в благоприятных случаях может быть установлена одна муфта. Если работы по определению места повреждения затягиваются, что ведет к проникновению влаги, то возникает необходимость замены участка кабеля с увлажненной изоляцией длиной уже в несколько десятков метров. Это, в свою очередь, увеличивает объем земляных работ и ведет к удорожанию ремонта линии.

Место повреждения определяют в два приема: сначала определяют зоны повреждения кабельной линии, затем уточняется место повреждения в пределах зоны. На первом этапе определение места повреждения производится с конца линии, на втором этапе — непосредственно на трассе линии. В связи с этим методы соответственно разделяются на *дистанционные* (относительные) и *топографические* (абсолютные). К дистанционным методам относятся; импульсный, колебательного разряда и мостовой, а к топографическим — индукционный, акустический и метод накладной рамки.

При импульсном методе в КЛ посылается так называемый зондирующий электрический импульс и измеряется время между моментом посылки зондирующего импульса и моментом прихода импульса, отраженного от места повреждения. При этом учитывается, что скорость распространения электромагнитных колебаний в КЛ с бумажной изоляцией находится в пределах 160 м/мкс. Время сдвига между зондирующим и отраженным импульсами определяется при помощи электронно-лучевой трубки.

Для измерений используются известные приборы ИКЛ-4, ИКЛ-5, P5-1А, P5-5, более совершенные P5-9, P5-10. Прибор присоединяется к одному концу линии (схема присоединения выбирается в зависимости от характера повреждения). На экране электронно-лучевой трубки нанесена линия масштаба времени, цена деления которого устанавливается в зависимости от диапазона измерения. Для удобства отсчета на индикаторе экрана имеется сетка. На экране трубки виден отраженный импульс, вершина которого при обрыве жил направлена вверх, при замыкании жил — вниз. Кроме того, отражается изменение волнового сопротивления линии за счет соединительных муфт, изменения сечения линии и т. д.

Если линия однородная и не содержит повреждений, то импульсный сигнал беспрепятственно распространяется от начала до конца линии. Если же на его пути встречаются неоднородности (барьеры), например нарушение изоляции между проводниками, то часть энергии этого импульса проходит через эту неоднородность, а часть отражается и начинает распространяться в обратном направлении – к началу линии.

Если же линия короткозамкнута или оборвана, то вся энергия импульса отражается и возвращается к началу линии. Измерив время задержки посланного в линию импульса и принятого из линии, можно определить расстояние до места повреждения.

Метод колебательного разряда базируется на измерении периода (полупериода) собственных электрических колебаний, которые возникают в КЛ в момент ее пробоя, т. е. при разряде электрической дуги в месте повреждения. Для определения места повреждения по данному методу линию необходимо доводить до пробоя в момент измерений. Последнее предусматривается за счет подачи на линию повышенного напряжения (ниже испытательного). Метод предназначен для определения места повреждения кабельных линий при наличии «заплывающего» пробоя или в тех случаях, когда в месте повреждения отмечаются электрические разряды. «Заплывающий» пробой характеризуется следующими друг за другом пробоями с разными промежутками времени под воздействием повышенного напряжения. При снижении напряжения пробои прекращаются. В некоторых случаях поврежденная линия начинает выдерживать более высокое напряжение, вплоть до испытательного, т. е. изоляция линии временно восстанавливается. Это наблюдается преимущественно в муфтах.

Для измерения расстояния до места повреждения применяются приборы ЭМКС-58М и Ш-4120 с емкостным делителем напряжения, присоединяемые к линии с помощью испытательной установки. В процессе определения места повреждения напряжение установки поднимается до пробивного, в момент пробоя прибор производит измерение и самоблокируется. Шкала прибора проградуирована в относительных единицах. Отсчет расстояния до места повреждения производится по шкале с учетом причины отклонения стрелки и предела измерений. При определении места однофазного повреждения целые жилы КЛ должны быть изолированы. При повреждении между жилами напряжение испытательной установки подается на одну жилу, а две других заземляются через сопротивление более 1000 Ом. Мостовой метод

предусматривает использование измерительных мостов постоянного или переменного тока. Для измерения расстояния до места повреждения собирается мостовая схема из регулируемых резисторов измерительного моста и поврежденной здоровой жил, соединенных накоротко с противоположного конца линии.

Поиск места повреждения индукционным методом

Этот метод применяется для непосредственного отыскания на трассе кабеля мест повреждения при пробое изоляции жил между собой или на «землю», обрыве с одновременным пробоем изоляции между жилами или на «землю», для определения трассы кабеля и глубины его залегания, для определения местоположения соединительных муфт.

Сущность метода заключается в фиксации с поверхности земли с помощью приемной рамки характера изменения электромагнитного поля над кабелем при пропускании по нему тока звуковой частоты (500-10000 Гц) от долей ампера до 20 А в зависимости от наличия помех и глубины залегания кабеля. ЭДС, наводимая в рамке, зависит от токораспределения в кабеле и взаимного пространственного расположения рамки и кабеля. Зная характер изменения поля, можно при соответствующей ориентации рамки определить трассу и место повреждения кабеля. Более точные результаты получают при прохождении тока по цепи «жила-жила», для чего «дожигают» однофазные замыкания до двух- или трехфазных или создают искусственную цепь «жила-оболочка кабеля», разземляя последнюю с двух сторон.

Силовые линии поля тока «жила-земля» представляют собой концентрические окружности, центром которых является ось кабеля (после одиночного тока). При использовании цепи «жила-жила» ток, идущий по прямому и обратному проводам, создает два концентрических магнитных поля, действующих в противоположных направлениях (поле пары токов). При расположении жил в горизонтальной плоскости результирующее поле на поверхности земли наибольшее, а при расположении жил в вертикальной плоскости - наименьшее. Поскольку кабели имеют скрутку жил, то в рамке, расположенной вертикально и перемещаемой вдоль трассы кабеля, будут индуцироваться ЭДС, изменяющиеся от минимума до максимума. При отыскании повреждения необходимо помнить, что сигнал за местом повреждения затухает на расстоянии не более половины шага.

Подключаем генератор к жилам кабеля по принятой схеме (в зависимости от типа повреждения). Согласовываем нагрузку. При помощи электромагнитного датчика, приемного блока и головных телефонов ищем место повреждения кабельной линии. В месте повреждения сигнал от генератора резко возрастает, а затем затухает.

Поиск места повреждения акустическим методом

Сущность акустического метода состоит в создании в месте повреждения искрового разряда и прослушивании на трассе вызванных этим разрядом звуковых колебаний, возникающих над местом повреждения. Этот метод применяют для обнаружения всех видов повреждения с условием, что в месте повреждения может быть создан электрический разряд. Для устойчивого искрового разряда необходимо, чтобы величина переходного сопротивления в месте повреждения превышала 40 Ом.

Слышимость звука с поверхности земли зависит от глубины залегания кабеля, плотности грунта, вида повреждения кабеля и мощности разрядного импульса. Глубина прослушивания может колебаться от 1 до 5 м. В качестве генератора импульсов применяются генераторы типа ГВИ-2000 (5000); ГИ-20-2 (70-2). В качестве приемника акустического сигнала используют датчики пьезо-или электромагнитной системы, преобразующие механические колебания грунта в электрические сигналы, поступающие на вход усилителя. Над местом повреждения уровень сигнала максимальный.

Включаем генератор типа ГВИ-5000 (ГИ-20-2), подключенный к жилам кабеля и при помощи акустического датчика (АД), ПБ и ГТ прослушиваем кабельную линию в предполагаемом месте повреждения. В точке повреждения кабеля будут прослушиваться характерные «щелчки» с заданной частотой.

Последние десять лет в России и за рубежом ведутся интенсивные работы по совершенствованию неразрушающих методов диагностики изоляции и выпуску предназначенной для этого аппаратуры. Эти методы ориентированы на диагностические испытания, не разрушающие изоляцию электрооборудования и позволяющие выполнять локализацию проблемных мест на ранней стадии развития дефектов в изоляции. Наибольшие успехи в этом направлении достигнуты в Германии, США, Японии и в ряде других стран.

OWTS состоит из источника и резонансной катушки с интегрированным переключателем для создания переменного испытательного напряжения. Туда же встроен делитель напряжения и контроллер для цифровой обработки сигналов ЧР. Обработка и хранения информации о испытаниях производится на ноутбуке и может быть осуществлена непосредственно, на месте проведения измерений или позже в офисе.

Локализация мест возникновения ЧР (мест повреждений) производится методом рефлектометрии.

Для проведения ЧР-диагностики испытуемый объект заряжается до предварительно выбранного пикового значения напряжения от источника высокого напряжения в течение нескольких секунд и затем разряжается с помощью электронного ключа через резонансную катушку. Таким образом, создается осциллирующее затухающее напряжение (DAS). Частота колебаний DAS находится в диапазоне от 50 Гц до нескольких 100 Гц, в зависимости от емкости испытуемого объекта. Поскольку частота напряжения во время диагностики близка к рабочей, то ЧР, возникшие в результате диагностики, являются актуальными для рабочего режима кабеля. Осциллирующее напряжение воздействует на испытуемый объект в течение 100 мс и, следовательно, не оказывает вредного влияния на диагностируемый кабель.

Благодаря уменьшению испытательного напряжения, напряжение возникновения ЧР и значение $tg \delta$ могут быть легко определены. Критический уровень ЧР характеризует состояния изоляции кабеля.

Анализ и оценка параметров ЧР, а также их местоположение позволяет выработать стратегию для дальнейшего обслуживания кабеля.

Импульсная рефлектометрия

Сущность метода импульсной рефлектометрии заключается в следующем:

- зондирование кабеля (двухпроводной линии) импульсами напряжения;
- прием импульсов, отраженных от места повреждения и неоднородностей волнового сопротивления;
- выделение отражений от места повреждений на фоне помех (случайных и отражений от неоднородностей линий);

– определение расстояния до повреждения по временной задержке отраженного импульса относительно зондирующего.

На основе метода импульсной рефлектометрии работают современные приборы «Портативный цифровой рефлектометр РЕЙС-105М», «Рефлектометр цифровой РЕЙС-205» и «Рефлектометр цифровой РЕЙС-305».

С генератора импульсов зондирующие импульсы подаются в линию. Отраженные импульсы поступают с линии в приемник, в котором над ними производятся необходимые преобразования. На графическом индикаторе рефлектометра воспроизводится рефлектограмма линии – распределение отраженных сигналов как реакция линии на зондирующий импульс.

Вид отраженного сигнала зависит от характера повреждения или неоднородности. Например, при обрыве отраженный импульс имеет ту же полярность, что и зондирующий, а при коротком замыкании отраженный импульс меняет полярность. В идеальном случае, когда отражение от повреждения полное и затухание отсутствует, амплитуда отраженного сигнала равна амплитуде зондирующего импульса.

7. ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Диагностика электродвигателей представляет собой сложную комплексную задачу, позволяющую идентифицировать повреждения электрооборудования с помощью ряда методов.

Рис. 28 иллюстрирует статистику наиболее часто возникающих повреждений электродвигателей. Возникновение тех или иных неисправностей влечёт за собой выход из строя всей машины и как следствие – остановку технологического процесса, аварии, пожары и прочее.

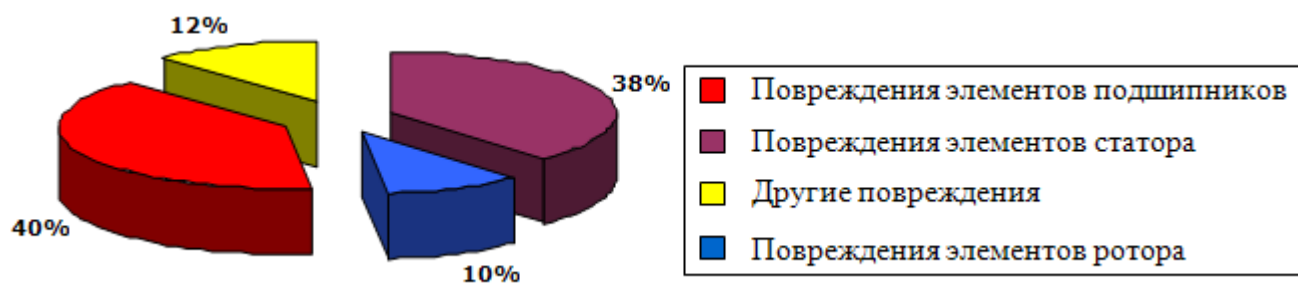


Рис. 28. Статистика наиболее часто возникающих повреждений электродвигателей.

Во многих производствах внезапный выход из строя двигателя может привести к непоправимым последствиям. Кроме того, эксплуатация

находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии электродвигателей приводит как к прямым финансовым потерям, связанным с непрогнозируемым выходом из строя оборудования и вызванным этим нарушением технологического процесса, так и к значительным (до 5–7%) косвенным непродуктивным затратам электроэнергии, обусловленным повышенным электропотреблением (при той же полезной мощности). Поэтому возникает необходимость диагностики состояния двигателя в процессе его работы.

В настоящее время асинхронные электродвигатели являются потребителями более 70% всей электроэнергии в стране. Опыт эксплуатации электродвигателей свидетельствует о большом количестве отказов, происходящих по причине аварийных ситуаций. Аварийность ежегодно составляет 25% и более. Выход из строя электродвигателя наносит большой ущерб. В основном этот ущерб связан с простоем технологического оборудования или порчи продукции вследствие аварии двигателя. Дополнительно к убыткам добавляется снижение электро- и пожаробезопасности, связанное с возможными короткими замыканиями которые могут присутствовать в обмотке статора или ротора поврежденного электродвигателя.

Повреждения электродвигателей. В обмотках электродвигателей могут возникать замыкания на землю одной фазы статора, замыкания между витками и многофазные КЗ. Замыкания на землю и многофазные КЗ могут также возникать на выводах электродвигателей, в кабелях, муфтах и воронках. Короткие замыкания в электродвигателях сопровождаются прохождением больших токов, разрушающих изоляцию и медь обмоток, сталь ротора и статора. Для защиты электродвигателей от многофазных КЗ служит токовая отсечка или продольная дифференциальная защита, действующие на отключение.

Однофазные замыкания на землю в обмотках статора электродвигателей напряжением 3–10 кВ менее опасны по сравнению с КЗ, так как сопровождаются прохождением токов 5–20 А, определяемых емкостным током сети. Учитывая сравнительно небольшую стоимость электродвигателей мощностью менее 2000 кВт, защита от замыканий на землю устанавливается на них при токе замыкания на землю более 10 А, а на электродвигателях мощностью более 2000 кВт – при токе замыкания на землю более 5 А защита действует на отключение.

После отключения КЗ напряжение на выводах электродвигателя восстанавливается и частота его вращения начинает увеличиваться. При этом по обмоткам электродвигателя проходят большие токи, значения которых определяются частотой вращения электродвигателя и напряжением на его выводах. Снижение частоты вращения всего на 10–25 % приводит к уменьшению сопротивления электродвигателя до минимального значения, соответствующего пусковому току. Восстановление нормальной работы электродвигателя после отключения КЗ называется самозапуском, а токи, проходящие при этом, – токами самозапуска.

На всех асинхронных электродвигателях самозапуск может быть осуществлен без опасности их повреждения, и поэтому их защита должна быть отстроена от режима самозапуска. От возможности и длительности самозапуска асинхронных электродвигателей основных механизмов собственных нужд зависит бесперебойная работа тепловых электростанций. Если из-за большого снижения напряжения нельзя обеспечить самозапуск всех работающих электродвигателей, часть из них приходится отключать. Для этого используется специальная защита минимального напряжения, отключающая неответственные электродвигатели при снижении напряжения на их выводах до 60–70 % номинального.

В случае обрыва одной из фаз обмотки статора электродвигатель продолжает работать. Частота вращения ротора при этом несколько уменьшается, а обмотки двух неповрежденных фаз перегружаются током в 1,5–2 раза большим номинального. Защита электродвигателя от работы на двух фазах применяется лишь на электродвигателях, защищенных предохранителями, если двухфазный режим работы может повлечь за собой повреждение электродвигателя.

Защита от витковых замыканий на электродвигателях не устанавливается. Ликвидация повреждений этого вида осуществляется другими защитами электродвигателей, поскольку витковые замыкания в большинстве случаев сопровождаются замыканием на землю или переходят в многофазное КЗ.

Электродвигатели напряжением до 600 В защищаются от КЗ всех видов (в том числе и от однофазных) с помощью плавких предохранителей или быстродействующих электромагнитных расцепителей автоматических выключателей.

Ненормальные режимы работы. Основным видом ненормального режима работы для электродвигателей является перегрузка их токами больше номинального.

Вибродиагностика

Вибродиагностические методы контроля состояния двигателей и генераторов обычно являются первым этапом в оценке состояния, т.к. позволяют анализировать состояние оборудования непосредственно во время его работы. После выявления при помощи вибродиагностики основных характерных признаков существования того или иного дефекта, необходимо применять другие, специализированные методы диагностики.

Основной признак того, что диагностируемый дефект имеет электромагнитную природу - мгновенное исчезновение его признаков в спектре вибрации после отключения электрической машины от сети. Основные неисправности (дефекты), вызывающие повышение вибрации в электродвигателях:

- дисбаланс ротора (вала) и элементов привода (муфты, шкивы);
- потеря жесткости опорной системы (дефекты фундамента, рамы, элементов крепления);
- расцентровка валов привода;
- резонансные явления;
- дефекты подшипников и износ кинематических звеньев.

Очень важным является то, что диагностика причин повышенной вибрации электрических машин должна проводиться при возможно большей нагрузке двигателя. Если исследования проводятся на холостом ходу, то очень часто удается выявить только малую часть всех имеющихся в оборудовании электромагнитных дефектов.

Для успешной диагностики различных электромагнитных дефектов в электрических двигателях и генераторах необходим спектроанализатор с очень высокой разрешающей способностью, с числом спектральных линий, не меньшем, чем 3200. Типовая структура системы, основанной на анализе параметров вибрации электрических машин, состоит из следующих основных элементов:

- датчики вибрации;

- прибор для измерения и анализа вибрации;
- персональный компьютер;
- пакет программ для мониторинга, глубокой диагностики и прогноза состояния оборудования;
- линии связи датчиков со средствами анализа сигналов, приборов с компьютерами, компьютеров с компьютерными сетями;
- устройства коммутации и усиления.

Малогабаритный виброметр марки «Vibro Vision» предназначен для контроля уровня вибрации и экспресс-диагностики дефектов вращающегося оборудования. Позволяет измерять общий уровень вибрации (СКЗ, пик, размах), оперативно диагностировать состояние подшипников качения.

Виброметр регистрирует сигналы в размерности виброускорения, виброскорости, виброперемещения при помощи встроенного или внешнего датчика. На фотографии показано измерение вибрации прибором при помощи встроенного вибродатчика. В таком режиме виброметр наиболее удобен для простых и оперативных измерений.

При использовании внешнего датчика, устанавливаемого на контролируемом оборудовании при помощи магнита или с использованием щупа, можно проводить более сложные измерения. На второй фотографии в место контроля вибрации на магните установлен внешний датчик вибрации, который подключен к прибору.

Дополнительными функциями виброметра «Vibro Vision» являются определение состояния подшипников качения на основе расчета эксцесса виброускорения и простейший анализатор вибросигналов. Прибор позволяет оценивать форму вибросигнала (256 отсчетов) и анализировать спектр вибросигнала (100 линий). Это позволяет «на месте» диагностировать некоторые дефекты, например, небаланс, расцентровка. Эти функции позволяют диагностировать этим простым и дешевым прибором наиболее часто встречающиеся дефекты вращающегося оборудования. Вся информация в виброметре показывается на графическом экране расширенного температурного диапазона, предусмотрена его подсветка.

Достоинства метода:

- широкий спектр диагностируемых параметров;
- проведение диагностики на работающем оборудовании.

Главным недостатком такого метода является необходимость

использования специальных виброакустических датчиков и сложность их установки. Как недостаток можно отметить сложность проведения диагностики на труднодоступном оборудовании.

Тепловизионный контроль

Небольшое превышение допустимой температуры, вообще говоря, не означает, что двигатель «сгорит», однако при этом происходит интенсивное старение изоляции обмоток и резкое сокращение срока эксплуатации машины, обусловленное потерей диэлектрической прочности изоляции.

Температура изоляции обмоток определяется не только уровнем внутренних тепловыделений, но и температурой окружающей среды. Принято указывать уровень допустимых тепловых потерь в электрической машине в расчете на температуру окружающей среды, равную 40°C, поэтому чаще оказывается удобным оперировать превышением температуры по отношению к температуре среды. В тех случаях, когда двигатель работает при неизменной температуре, оценить скорость процесса старения изоляции или срок службы сравнительно несложно. Известны зависимости, связывающие срок службы изоляции данного класса – время, в течение которого сохраняются заданные диэлектрические свойства, с определенным постоянным уровнем температуры в течение срока службы.

В процессе эксплуатации двигателя идет непрерывный износ изоляции, связанный с ее нагреванием, и темп этого процесса определяется характером температурного режима. Современные тепловизионные камеры имеют высокую разрешающую способность и имеют возможность выявлять разницу температур на поверхности с точностью до 0,05°C. На рис. 29 приведены термограммы двигателей, работающих в различных температурных режимах.

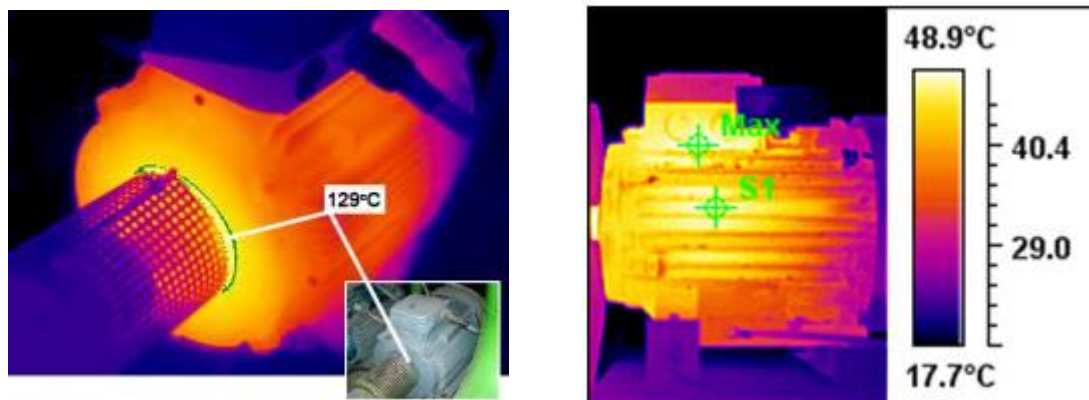


Рис. 29. Перегрев(слева) и повышенный нагрев (справа) электродвигателей [38, 40].

При осмотрах электрооборудования персонал обязан проверить температуру корпуса и подшипников. На рис. 30 – термограмма асинхронного двигателя в рабочем состоянии. Красный цвет соответствует максимальному нагреву. Очевидно, что подшипниковый узел перегревается; причина, скорее всего, в смазке. Если подшипник заклинит – двигатель выйдет из строя. Здесь срочно требуется либо замена подшипника, или замена смазки в нем.

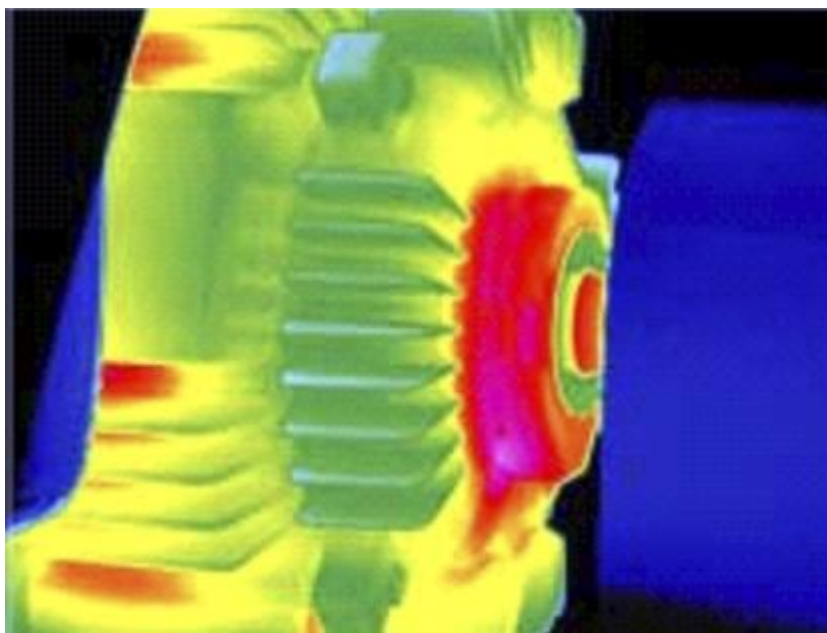


Рис. 30. Повышенный нагрев подшипника [39].

Спектр-токовый анализ

В последнее время в мире получили широкое развитие методы диагностики состояния электрических машин, основанные на выполнении мониторинга потребляемого тока с последующим выполнением специального спектрального анализа полученного сигнала, что позволяет с высокой степенью достоверности определять состояние различных элементов двигателя.

Физический принцип, положенный в основу этого метода, заключается в том, что любые возмущения в работе электрической и/или механической части электродвигателя и связанного с ним устройства приводят к изменениям магнитного потока в зазоре электрической машины и, следовательно, к слабой модуляции потребляемого электродвигателем тока. Соответственно наличие в спектре тока двигателя характерных (и несовпадающих) частот определенной величины свидетельствует о наличии повреждений электрической и/или

механической части электродвигателя и связанного с ним механического устройства.

Следует отметить, что проведение мониторинга тока электродвигателя, в отличие от вибродиагностики, может быть выполнено как непосредственно на клеммной коробке электродвигателя (без какого-либо нарушения режима его работы), так и в электрощите питания (управления).

В состав комплекса входят: разъемный токовый датчик с линейной частотной характеристикой, кондиционер сигнала (фильтр низких частот, препятствующий появлению ложных частот сигналов) при их дискретизации, аналого-цифровой преобразователь (АЦП), персональный компьютер (ПК) с необходимым программным обеспечением для сбора и обработки информации.

Запись сигналов тока осуществляется в течение времени, необходимого для выполнения спектрального анализа с разрешением по частоте не менее 0,01–0,02 Гц.

Оцифрованные АЦП данные передаются в ПК, где выполняется обработка полученных данных: определяется частота вращения двигателя и число стержней его ротора, затем осуществляется специальный спектральный анализ сигнала тока.

Программа, выполняемая на компьютере, должна, в свою очередь, определенным образом обработать входную информацию и определить наиболее вероятный вид повреждения работающего электродвигателя или сделать заключение об его исправности. Этот метод наиболее эффективен, так как позволяет хранить на компьютере большие базы данных с информацией об отслеживаемой динамике повреждений электродвигателя с последующим прогнозированием выхода его из строя.

Помимо вышеописанных измерений, настоятельно рекомендуется проведение мониторинга приложенного к электродвигателю напряжения, что позволяет определить его несимметрию, наличие высших гармонических составляющих и импульсов перенапряжений (что возможно при работе с частотными регуляторами скорости вращения), т.е. тех факторов, которые напрямую влияют на срок службы и экономичность работы двигателя. Хорошо известно, что первые два из вышеупомянутых факторов приводят как к перегреву обмоток статора, так и к повреждению подшипников из-за возникновения высокочастотных вращающихся моментов обратной последовательности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Михеев Г.М. Электростанции и электрические сети. Диагностика и контроль электрооборудования. – М.: Додэка-XXI, 2010. – 224 с.
2. Михеев Г.М. Цифровая диагностика высоковольтного электрооборудования. – М.: Додэка-XXI, 2008. – 304 с.
3. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. – М.: НЦ ЭНАС, 2002.
4. Попов Г.В., Ватлецов А.В., Аль-Хамри С.С. Экспертная поддержка при диагностике состояния силовых трансформаторов // Электротехника. – 2003. – № 8.
5. Русов В.А. Контроль прессовки обмоток и магнитопровода крупных трансформаторов по вибропараметрам. // Электрические станции. – 1998, – № 6.
6. Васин В.П., Лоскутов В.Ф. и др. К развитию компьютерных технологий в эксплуатации электрооборудования электростанций // Электрические станции. – 2005 – № 4.
7. Диагностика высоковольтных выключателей // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/stati/podstancii/diagnostika-vysokovoltnyh-vyklyuchateley.html> (дата обращения 20.11.2014).
8. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300-97. [Электронный ресурс]. URL: <http://files.stroyinf.ru/Data1/11/11967/> (дата обращения 20.11.2014).
9. Хроматографический анализ трансформаторного масла [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ntc-retec.ru/hromatograficheskiy-analiz-transformatornogo-masla> (дата обращения 20.11.2014).
10. РСК Город: силовые трансформаторы: диагностика, испытания, ремонт. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gorod812.com/articles> (дата обращения 20.11.2014).
11. Организация эксплуатации трансформаторов. [Электронный ресурс]. URL: http://0380.ru/?Organizaciya_%0D%0Aekspluatacii_transformatorov (дата обращения 28.11.2014).
12. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. РД 153-34.0-46.302-00. [Электронный

ресурс]. URL: www.mrsk-ural.ru/ru/content/files/diagelek6.doc (дата обращения 28.11.2014).

13. Проведение хроматографического анализа газов растворенных в масле, объем и нормы испытаний. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.transfort.ru/news/2011-05-03-289> (дата обращения 28.11.2014).

14. Тепловизионная диагностика высоковольтных вводов. [Электронный ресурс]. URL: <http://teplovizo.ru/teplovizionnaya-diagnostika-vysokovoltnyh-vvodov.htm> (дата обращения 28.11.2014).

15. Славинский А.З., Сипилкин К.Г., Кассихин С.Д., Никитин Ю.В. О надёжности высоковольтных вводов 330–500 кВ твёрдой полимерной изоляцией. – Электрические станции, № 3, 2013. – С. 52-55.

16. Эффективность и целесообразность диагностики высоковольтных вводов. [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/stati/podstancii/effektivnost-i-celesoobraznost-diagnostiki-vysokovoltnyh-vvodov-na-osnove-opyta-ekspluatacii.html> (дата обращения 28.11.2014).

17. Контроль изоляции вводов (КИВ). [Электронный ресурс]. URL: http://dororz.ru/kir_3_17.htm (дата обращения 30.11.2014).

18. ГОСТ 10693-81. Вводы конденсаторные герметичные на номинальные напряжения 110кВ и выше. Общие технические условия.

19. Лититейн Р. А., Шахнович М. П. Трансформаторное масло. М.: Энергия, 1968.

20. Евсеев Ю. А., Кассихин С. Д. и др. О причинах повреждаемости высоковольтных вводов с БМИ конденсаторного типа // Электрические станции. Москва, 1989. № 1.

21. Некрасов В. Г., Кассихин С. Д. и др. О качестве трансформаторных масел для высоковольтных вводов и их надежности // Там же. М., 1996. № 8.

22. Львов М. Ю. Коллоидно-дисперсные процессы в высоковольтных герметичных вводах трансформаторов // Там же. 2000. № 4.

23. IEC 60137 (2008). Insulated bushings for alternating voltages above 1000 V.

24. ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжение от 1 до 750 кВ. Требование к электрической прочности изоляции.

25. Диагностика высоковольтных вводов. Новый метод контроля изоляции / М. Крюгер, А. Кретге, М. Кох, К. Ретмайер, М. Пюттер, Л. Хулка, OMICRON Energy, г. Клаус, К. Зуммередер, М. Мур, Технический университет, г. Грац, Австрия // Новости электротехники, № 4 (88), 2014. [Электронный

ресурс]. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2010/63/11.php> (дата обращения 30.11.2014).

26. КИВ-500/110 (на 3 ввода) - универсальное реле защиты вводов с изоляцией "бумага-масло" и твердой RIP-изоляцией. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.electronpribor.ru/goods/1/33/16195.html> (дата обращения 30.11.2014).

27. Методические указания по техническому обслуживанию устройства КИВ. МУ 34-70-39-83. СО 34.35.669. [Электронный ресурс]. URL: http://www.opengost.ru/iso/29_gosty_iso/29130_gost_iso/2913001_gost_iso/10669-so-34.35.669-mu-34-70-39-83-metodicheskie-ukazaniya-po-tehnicheskomu-obsluzhivaniyu-ustroystva-kiv.html (дата обращения 30.11.2014).

28. C57.19.01-2000 – IEEE Standard Performance Characteristics and Dimensions for Outdoor Apparatus Bushings. [Электронный ресурс]. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?reload=true&arnumber=836386> (дата обращения 30.11.2014).

29. Insulated bushings for alternating voltages above 1 000 V. International standard IEC 60137. [Электронный ресурс]. URL: <http://webstore.iec.ch/webstore/webstore.nsf/artnum/041766!opendocument> (дата обращения 01.12.2014).

30. СКБ ЭП: ПКВ/У3.0. Безразборная диагностика выключателей 10-1050 кВ. / Н. Чернышов // Новости электротехники, № 2 (80), 2013. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2013/80/39.php> (дата обращения 01.12.2014).

31. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Изд. 7-е. [Электронный ресурс]. URL: http://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/7/7177/ (дата обращения 01.12.2014).

32. Диагностика высоковольтных выключателей. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.electrounits.ru/equipment/ge/high-voltage/> (дата обращения 01.12.2014).

33. Диагностика состояния воздушных линий электропередачи 10-110 кВ в нормальных и аварийных режимах: Учебное пособие / А.Н. Висящев, Л.А. Акишин, С.Г. Тигунцев, А.А. Висящев, Г.П. Муссонов, Э.Р. Пленков. Под ред. А.Н. Висящева. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2012. – 270 с.

34. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ. – М.: СПО ОРГРЭС, 1991. – Ч. 1. – 108 с.
35. Инструкция по пользованию прибором ОЗД-1. [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/instrukcii-po-ekspluatacii/srs/instrukciya-po-polzovaniyu-priborom-ozd-1.html> (дата обращения 02.12.2014).
36. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. СТО 56947007-29.130.15.105-2011. [Электронный ресурс]. URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.130.15.105-2011.pdf (дата обращения 02.12.2014).
37. Измерители сопротивления заземления – токовые клещи – С.А. 6410, С.А. 6412 и С.А. 6415. [Электронный ресурс]. URL: http://www.diagnost.ru/part_18_6_3.html (дата обращения 02.12.2014).
38. Тепловизионное обследование: тепловизионный контроль и тепловизионная диагностика. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mosexp.ru/teplovisor.html> (дата обращения 02.12.2014).
39. Тепловизионный контроль в действии. [Электронный ресурс]. URL: <http://elektroshcola.ru/priboryi-diagnostiki-i-izmereniy/teplovizionnyiy-kontrol/> (дата обращения 02.12.2014).

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
1. Методология системы диагностики электрооборудования высокого напряжения	6
2. Диагностика силовых трансформаторов	8
Методы испытаний силовых трансформаторов	12
Хроматографический анализ газов, растворённых в масле (ХАРГ)	16
Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$) изоляции обмоток.	23
Испытание повышенным напряжением промышленной частоты.	25
Тепловизионный контроль трансформаторов	27
Сухие трансформаторы и внешние факторы	29
3. Диагностика высоковольтных вводов	32
Контроль изоляции вводов (КИВ)	36
Тепловизионный контроль состояния высоковольтных вводов	40
Методы контроля электрической изоляции, основанные на измерениях поляризационных процессов	43
4. Диагностика высоковольтных выключателей	47
5. Диагностика воздушных линий электропередачи (ВЛ)	54
6. Методы диагностики кабельных линий	82
Предварительное определение вида повреждения кабельных линий	83
Прожигание изоляции силовых кабелей	84
Поиск места повреждения индукционным методом	89
Поиск места повреждения акустическим методом	90
Импульсная рефлектометрия	91
4. Диагностика электродвигателей	92
Вибродиагностика	95
Тепловизионный контроль	97
Спектр-токовый анализ	98
Библиографический список	100

ДЛЯ ЗАМЕТОК

Учебное издание

Козлов Александр Николаевич,
доцент кафедры энергетики АмГУ, канд. техн. наук;

Диагностика электроустановок: учебное пособие

Издательство АмГУ. Формат 60x84/16. Усл. печ. л. 6,04. Заказ 555.