

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 по подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и организаций регионов («Кадры для регионов»)

А.Н. Козлов

ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Учебное пособие

Благовещенск
Издательство АмГУ
2013

Разработано в рамках реализации гранта «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу предприятия-партнера ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

Рецензенты:

А.А. Гаврилов, зам. начальника департамента - начальник отдела социальной политики ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (ОАО «ДРСК», г. Благовещенск).

А.И. Федотов, профессор кафедры «Электроэнергетические системы и сети» Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ, г. Казань), доктор технических наук.

Козлов А.Н.

К59 Диагностика электрооборудования высокого напряжения: учебное пособие / А.Н. Козлов. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 44 с.

Учебное пособие предназначено для слушателей образовательной программы повышения квалификации «Энергосберегающие технологии и энергоменеджмент в энергетике». Рассмотрены методы диагностики силовых трансформаторов, 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.

В учебный план слушателей образовательной программы повышения квалификации «Энергосберегающие технологии и энергоменеджмент в энергетике», по согласованию с предприятиями, направляющими своих работников на курсы повышения квалификации в Амурский государственный университет, введена дисциплина «Диагностика электрооборудования высокого напряжения».

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 ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».

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.

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.

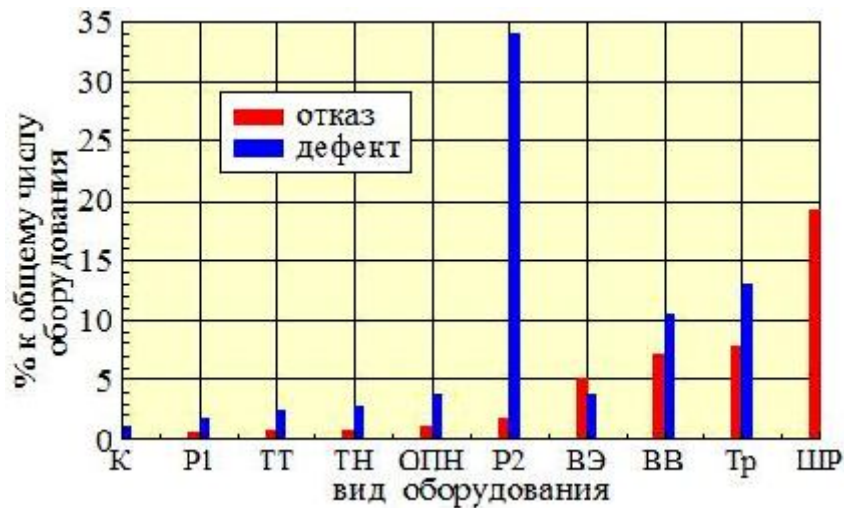


Рис. 1. Распределение отказов и выявленных неисправностей и дефектов у различного вида оборудования: К – конденсаторы связи; P1 – разъединители; TT, TH – трансформаторы тока и напряжения; ОПН – ограничители перенапряжения; P2 – разрядники; ВЭ, ВВ – выключатели элегазовые и воздушные; Тр – силовые трансформаторы;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

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.

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 проведение капремонта. Правильная оценка возможности дальнейшей эксплуатации оборудования на основании проведенной диагностики позволяет избежать неоправданных финансовых затрат, а также потерь, связанных с аварийным отключением электроснабжения.

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 и ёмкость) отдельных зон обмоток силового трансформатора.

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

Методы испытаний силовых трансформаторов

Измерение сопротивления изоляции $R_{из}$

Измерение сопротивления изоляции 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.

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. 2б). 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 большое сопротивление (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.

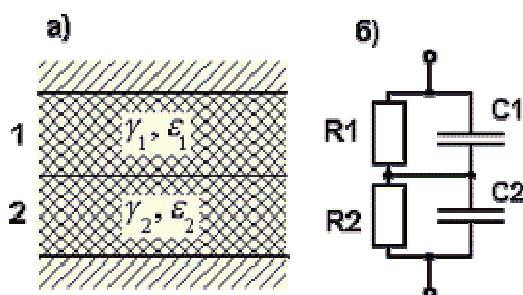


Рис. 2. Двухслойная изоляция и ее схема замещения

Схема рис. 2б 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 $K_{abc} = R_{60} / R_{15}$, называемому коэффициентом абсорбции, можно судить о наличии увлажнения одного из слоев изоляции. Более конкретно, если $K_{abc} < 1.3$, то, как это следует из опытных данных, изоляция недопустимо увлажнена.

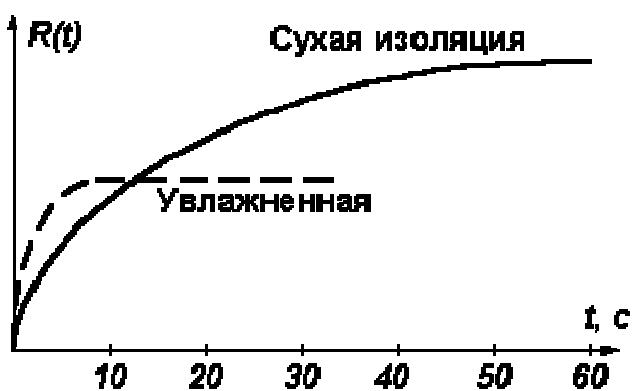


Рис.3. Зависимость сопротивления от времени при сухой и увлажненной изоляции

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.

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 (рис. 4). Измеренные значения должны быть не менее 2 МОм, а сопротивление изоляции ярмовых балок не менее 0,5 МОм.

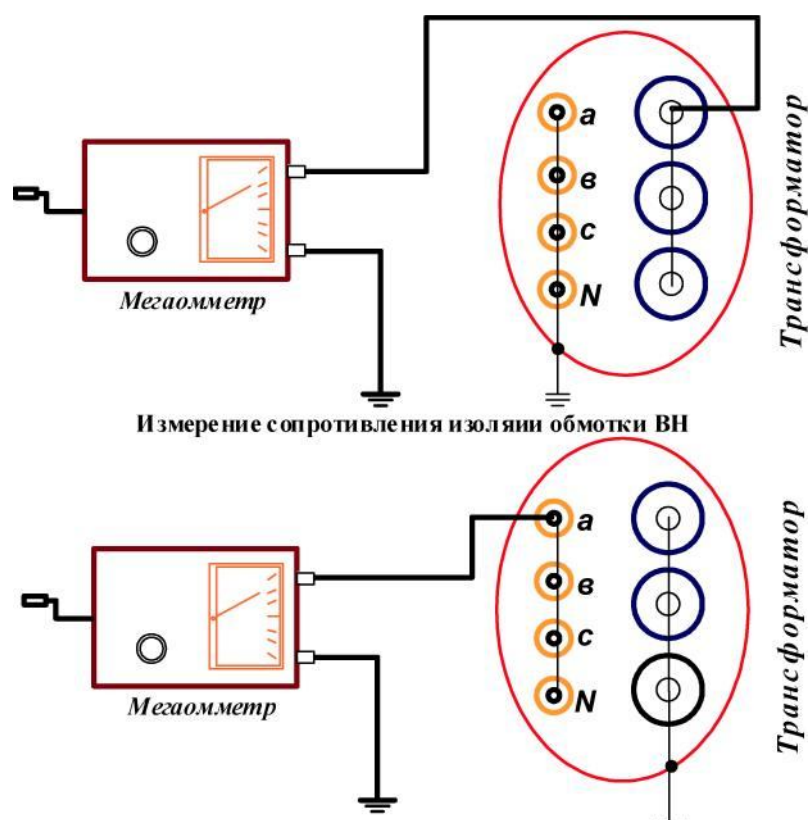


Рис.4. Схемы измерения сопротивления изоляции обмоток

Измерение сопротивления изоляции обмотки НН

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 избежания обратной трансформации испытательного напряжения от мегаомметра.

Измерение сопротивления изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандаж ей 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 проводят по принципу измерения сопротивления изоляции обмоток силовых трансформаторов, при этом 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.

Хроматографический анализ газов, растворённых в масле

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.

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. Рассмотрим два наиболее распространенных способа.

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.

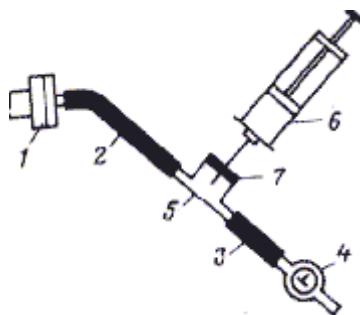


Рис. 5. Отбор пробы масла в шприц

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 , ацетилена 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.

В настоящее время 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);

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.).

Уровень дефектности можно определить по условию возможности визуального обнаружения следов дефекта

Вид повреждения	Характеристические газы	Характеристические соотношения концентраций
ЧР и СР в масле по поверхности фарфора	H_2, CH_4	$0,05 < CH_4/H_2 < 0,2$ $C_2H_2/C_2H_4 > 1$
Искровые разряды по поверхности остова	$H_2, CH_4, C_2H_2, C_2H_4,$ CO	$CH_2/H_2 \leq 0,3$ $CO/CO_2 > 0,3$
Емкостные разряды из-за нарушения поверхности ввода	$H_2, CH_4, C_2H_2, C_2H_4$	$CH_4/H_2 < 0,2$ $C_2H_2/C_2H_4 > 1$
Повышенный нагрев металл. частей	$CH_4, H_2, C_2H_4, C_2H_6$	$CH_4/H_2 < 0,1$ $C_2H_2/C_2H_6 < 0,5$
Тепловой пробой части изоляции остова	$H_2, CH_4, C_2H_2, C_2H_4,$ CO, CO_2	$CH_4/H_2 > 0,5$ $CO/CO_2 > 0,2$

Таким образом, наличие концентраций позволяет судить о характере дефекта. Если по данным хроматографического анализа видим, что начались повреждения остова и при этом уменьшились промежутки проверки, то это может привести к отключению ввода.

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

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 P 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.

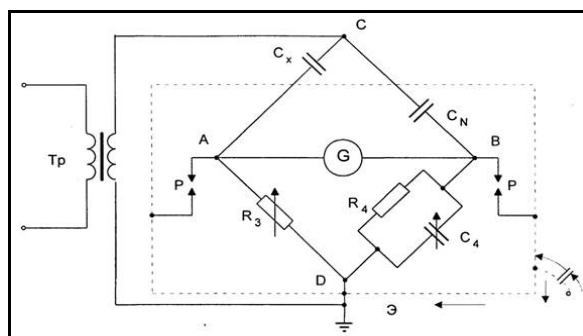
Измерение $\text{tg } \delta$ производится мостами Р5026, МД-16 и Р595 на высоком (3 - 10 кВ) и низком напряжении.

На рис. 5 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 маслонаполненных аппаратов. Измерения при сушке изоляции производят на напряжении 220 -

380В. Результаты измерений $\text{tg}\delta$ сравнивают с допустимыми нормами и результатами предыдущих измерений, в том числе заводских.

В качестве испытательного трансформатора используют трансформаторы напряжения НОМ-6 или НОМ-10. Трансформатор подключается по схеме рис. 1.7. 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.
Тр - испытательный трансформатор; CN - образцовый конденсатор;
CX - испытываемый объект; G - гальванометр; R3 - переменный резистор; R4 - постоянный резистор; C4 - магазин емкостей*

Измеренные значения $\text{tg}\delta$ 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

Оно является обязательным приемо-сдаточным испытанием и проводится 1 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 $\text{tg}\delta$. 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 $\text{tg}\delta$ 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.

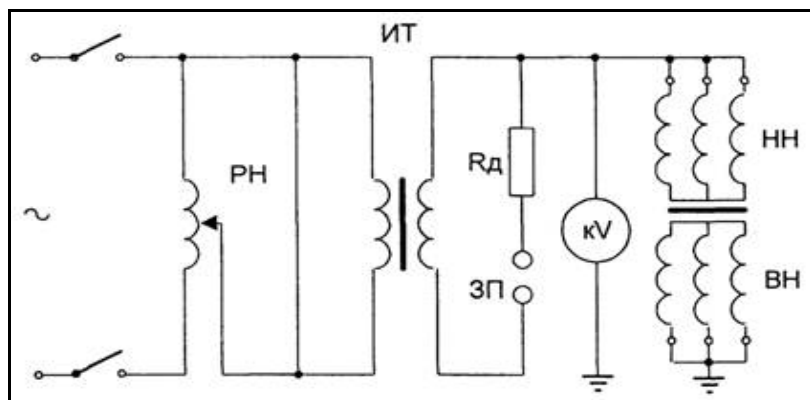


Рис. 7. Схема испытания

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. 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 С. 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 так называемыми 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.

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.



Рис. 8. Внешний вид сухого силового трансформатора

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 конденсацию 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.

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. 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 (см. приложение) 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 (п. 4.3).

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 открытых 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, Р5-1А, Р5-5, более совершенные Р5-9, Р5-10. 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 (рис. 1-3). 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 $\tan \delta$ 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:

1. Зондировании кабеля (двухпроводной линии) импульсами напряжения.
2. Приеме импульсов, отраженных от места повреждения и неоднородностей волнового сопротивления.
3. Выделении отражений от места повреждений на фоне помех (случайных и отражений от неоднородностей линий).

4. Определении 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 производятся необходимые преобразования над ними. 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.

4. ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

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

Рис. 9 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.

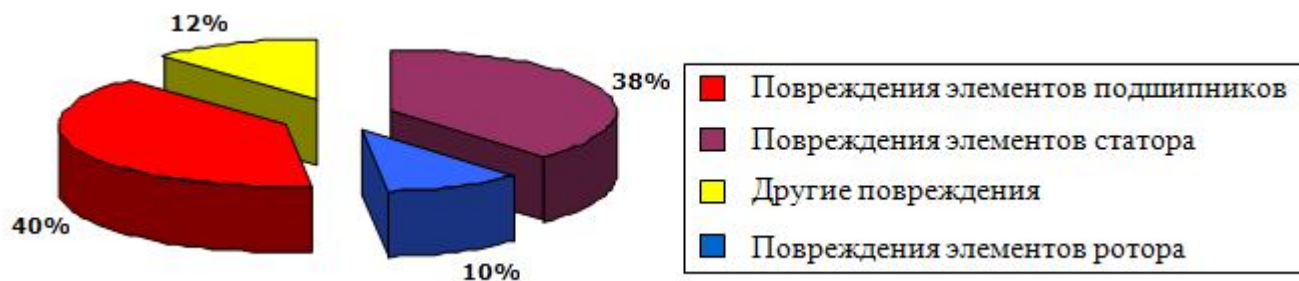


Рис. 9. Статистика наиболее часто возникающих повреждений электродвигателей

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 удастся 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. Пример изображения на экране в режиме регистрации виброускорения показан на рисунке

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.

Тепловизорный 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° С, поэтому чаще оказывается удобным оперировать превышением температуры по отношению к температуре среды.

Под допустимым тепловым режимом следует понимать такой режим, при котором срок службы изоляции будет не меньше заданного. В процессе эксплуатации двигателя идет непрерывный износ изоляции, связанный с ее нагреванием, и темп этого процесса определяется характером температурного режима.

В тех случаях, когда двигатель работает при неизменной температуре изоляции, оценить скорость процесса старения изоляции или срок службы сравнительно не сложно. 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 настоящее время наблюдается интенсивное применение тепловидения по всему циклу производства и распределения электроэнергии от электростанций до потребителей электроэнергии. В основе тепловидения лежит возможность получения видимого изображения объектов по их тепловому (инфракрасному) излучению, что позволяет оценить распределение тепловых полей и, как следствие этого, определить температуру любой точки на поверхности объекта. Основным элементом тепловизионной системы является

компактная тепловизионная камера, позволяющая выполнять снимки объекта в инфракрасном диапазоне. Современные тепловизионные камеры имеют высокую разрешающую способность и имеют возможность выявлять разницу температур на поверхности с точностью до 0,05 оС. Высокая мобильность и бесконтактный принцип работы позволяют применять камеру для обследования любых объектов, в том числе и с воздуха, например, с борта вертолета. Кроме того, в состав тепловизионной системы входят персональный компьютер и программное обеспечение, предназначенные для обработки полученных камерой снимков и создания баз данных по результатам обследований [4].

Особая ценность тепловидения в том, что диагностика осуществляется без вывода оборудования из работы. К настоящему времени накоплен значительный опыт применения инфракрасной техники на предприятиях электроэнергетики.

Как недостаток можно отметить высокую стоимость оборудования.

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 электрошите 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 [9], 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 вращающих моментов обратной последовательности.

Сведём в таблицу рассмотренные методы диагностики.

Метод диагностики	Виды повреждений								на оборудовании, находящимся в работе
	статор	ротор	эксцентриситет	подшипники	изоляция	несоосность валов	нагрузка	ЧРП	
Испытание ВН	+	±	-	-	+	-	-	-	-
Вибродиагностика	+	+	±	+	-	+	+	-	+
Тепловизорный контроль	+	-	-	+	-	+	+	-	+
Спектр-токовый анализ	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Наиболее действенным в применении к диагностике электрооборудования и является метод спектр-токового анализа.

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.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
1. Методология системы диагностики электрооборудования высокого напряжения	6
2. Диагностика силовых трансформаторов	8
Методы испытаний силовых трансформаторов	9
Хроматографический анализ газов, растворённых в масле	12
Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$) изоляции обмоток.	15
Испытание повышенным напряжением промышленной частоты.	16
Тепловизионный контроль трансформаторов	19
Сухие трансформаторы и внешние факторы	20
3. Методы диагностики кабельных линий	22
Разрыв (растяжка) жил кабельных линий	23
Предварительное определение вида повреждения кабельных линий	23
Прожигание изоляции силовых кабелей	24
Поиск места повреждения индукционным методом	29
Поиск места повреждения акустическим методом	30
Импульсная рефлектометрия	31
4. Диагностика электродвигателей	32
Вибродиагностика	35
Тепловизорный контроль	37
Спектр-токовый анализ	38
Библиографический список	41

ДЛЯ ЗАМЕТОК

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

**Диагностика электрооборудования высокого напряжения: учебное
пособие**

Издательство АмГУ. Формат 60x84/16. Усл. печ. л. 5,35. Заказ 398.