

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Владимирский государственный университет
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых»

В. А. ШАХНИН

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ДИАГНОСТИКИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Учебное пособие



Владимир 2018

УДК 621.31
ББК 31.2
ШЗ1

Рецензенты:

Заслуженный деятель науки Российской Федерации,
доктор технических наук, профессор
профессор кафедры приборостроения
и информационно-измерительных технологий
Владимирского государственного университета
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых
Л. М. Самсонов

Кандидат технических наук
зав. сектором энергетических исследований
(внедренческого предприятия) «МАГНИТ»
НПО «ТЕХКРАНЭНЕРГО»
В. А. Осипов

Издается по решению редакционно-издательского совета ВлГУ

Шахнин, В. А.

ШЗ1 Методы и средства диагностики высоковольтного оборудования : учеб. пособие / В. А. Шахнин ; Владим. гос. ун-т им. А. Г. и Н. Г. Столетовых. – Владимир : Изд-во ВлГУ, 2018. – 99 с. – ISBN 978-5-9984-0868-7.

Изложены актуальные вопросы непрерывного автоматизированного анализа технического состояния систем передачи и распределения электроэнергии как важнейшего звена функционирования электрических сетей нового поколения – интеллектуальных (smart grids). Особое внимание уделено вопросам диагностики под рабочим напряжением, дистанционного мониторинга и энергосбережения. Представлены оценочные средства для текущего контроля успеваемости, промежуточной аттестации по итогам освоения дисциплины «Средства и методы диагностики высоковольтного оборудования».

Предназначено для студентов, обучающихся в магистратуре по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Рекомендовано для формирования профессиональных компетенций в соответствии с ФГОС ВО.

Табл. 9. Ил. 51. Библиогр.: 22 назв.

УДК 621.31
ББК 31.2

ISBN 978-5-9984-0868-7

© ВлГУ, 2018

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность дисциплины «Средства и методы диагностики высоковольтного оборудования (СМД)» для подготовки магистров по направлению «Электроэнергетика и электротехника»

Обеспечение непрерывного автоматизированного анализа технического состояния систем передачи и распределения электроэнергии предстает важнейшим звеном в процессе создания электрических сетей нового поколения – интеллектуальных (smart grids). Решение этой неординарной научной и технической проблемы позволит обнаруживать дефекты высоковольтного оборудования на ранней стадии их развития и тем самым предотвращать аварийные ситуации, способные привести к серьезным негативным последствиям. Уже на современном этапе развития электрических сетей с технической и экономической точек зрения становится целесообразным переход от системы планово-предупредительных работ, включающей в себя периодический контроль и профилактику, к обслуживанию оборудования по его фактическому состоянию. Это означает, что ремонтные работы производят только тогда, когда в этом возникает реальная необходимость. Для организации такого обслуживания требуются *методы и средства диагностики*, позволяющие оценить состояние объекта контроля на текущий момент и спрогнозировать его состояние на ближайшее будущее. В зависимости от особенностей взаимодействия средств анализа текущего состояния высоковольтного оборудования различают *тестовое и функциональное диагностирование*. В первом случае на объект (например, силовой трансформатор) подают тестовые воздействия, а сам он находится, как правило, в нерабочем состоянии. Во втором случае, т. е. при функциональном диагностировании, объект находится в эксплуатации под рабочим напряжением, а поиск дефектов осуществляют на основе измерений и анализа так называемых диагностических параметров.

Для наиболее ответственных видов высоковольтного оборудования (и особенно интеллектуальных электрических сетей) целесооб-

разно непрерывное функциональное диагностирование – мониторинг. Для эффективного мониторинга количество диагностических параметров должно быть достаточно большим, а требования к быстродействию и точности измерений – очень жесткими. Кроме того, средствами автоматизированного мониторинга необходимо обеспечить серьезную математическую обработку исходной диагностической информации, включающую в себя вычисление спектральных характеристик и корреляционных функций, цифровую фильтрацию, статистику и т. д. Реализовать все эти операции без помощи компьютера или по крайней мере программируемого микроконтроллера практически невозможно.

Мониторинг высоковольтного оборудования предполагает *неразрушающий контроль* широкого спектра параметров различной физической природы (параметров вибраций и акустических волн, значений электрических токов, напряжений и сопротивлений, параметров электромагнитных полей, температуры, количества растворённых газов и влажности изоляции и т. д.), т. е. *многопараметровую интродиагностику* высоковольтного оборудования. Термин «*интродиагностика*» для высоковольтного оборудования означает «неразрушающий» (т. е. без вскрытия баков и слива диэлектрических жидкостей) контроль комплекса параметров, характеризующих состояние высоковольтных аппаратов, для предотвращения повреждений и ненормальных режимов их функционирования. Часто все эти величины и параметры требуется измерять и контролировать одновременно, что можно осуществить, например, с помощью многоканальных измерительно-вычислительных комплексов (ИВК). Упростить конструкцию таких комплексов и снизить тем самым их стоимость позволяет использование однотипных датчиков, способных преобразовывать в электрический сигнал большинство из перечисленных выше величин.

Предмет и цели курса

Предмет изучения дисциплины «СМД» – средства непрерывного автоматизированного анализа состояния высоковольтного оборудования, необходимые для обеспечения безаварийного и эффективного функционирования систем электроснабжения.

Цели освоения дисциплины – приобретение знаний основополагающих принципов обеспечения надёжности систем электроснаб-

жения с помощью средств автоматизированной непрерывной диагностики высоковольтного оборудования (ДВО); формирование способностей использовать технические средства диагностики при решении задач профессиональной деятельности магистров по направлению подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»; формирование готовности к обоснованию принятых технических решений с учётом экономических и экологических последствий их применения.

В результате изучения дисциплины обучающийся должен:

1) **знать** методы управления проектами разработки средств ДВО (ПК-10); методики технико-экономического обоснования проектов (ПК-11); алгоритмы планирования и проведения испытаний электротехнических и электроэнергетических устройств и систем ДВО (ПК-25); способы обеспечения с помощью средств ДВО эффективности производственно-технологических режимов работы объектов электроэнергетики (ПК-26);

2) **уметь** оценивать риск и определять меры по обеспечению безопасности разрабатываемых новых технологий и средств диагностики (ПК-3); проводить поиск по источникам патентной информации, определять патентную чистоту разрабатываемых объектов ДВО, подготавливать первичные материалы к патентованию изобретений, регистрации программ для ЭВМ и баз данных (ПК-4); проводить экспертизы предлагаемых проектно-конструкторских решений и новых технологических решений в сфере ДВО (ПК-5); уметь формулировать технические задания, разрабатывать и использовать средства автоматизации при проектировании и технологической подготовке средств ДВО (ПК-6); применять методы анализа вариантов, разработки и поиска компромиссных решений применения средств ДВО (ПК-7); уметь эксплуатировать, проводить испытания и ремонт технологического оборудования ДВО (ПК-22); применять методы и средства автоматизированных систем управления при проведении диагностики (ПК-23); принимать решения в области ДВО с учетом энерго- и ресурсосбережения (ПК-24);

3) **владеть способностями** действовать в нестандартных ситуациях, возникающих при проведении ДВО (ОК-2); владеть способностями к саморазвитию, самореализации, использованию творческого потенциала в сфере ДВО (ОК-3); способностью формулировать цели и задачи исследования, выявлять приоритеты решения задач, выби-

рать и создавать критерии оценки средств и методов ДВО (ОПК-1); способностью применять современные методы исследования, оценивать и представлять результаты выполненной работы (ОПК-2); способностью использовать углубленные теоретические и практические знания, которые находятся на передовом рубеже науки и техники в области ДВО (ОПК-4); способностью планировать и ставить задачи исследования, выбирать методы экспериментальной работы, интерпретировать и представлять результаты научных исследований в сфере ДВО (ПК-1); способностью осуществлять технико-экономическое обоснование проектов (ПК-11); способностью к реализации различных видов учебной работы при проведении занятий в группах повышения квалификации в сфере ДВО (ПК-21).

Место дисциплины в структуре основной образовательной программы высшего образования

Дисциплина «Средства и методы диагностики высоковольтного оборудования» относится к обязательным дисциплинам вариативной части основной образовательной программы (ООП) магистратуры по направлению подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника». Дисциплина логически, содержательно и методически тесно связана с рядом дисциплин бакалавриата по направлению 13.03.02 (профиль «Электроснабжение») и дисциплинами первого семестра базовой и вариативной частей ООП магистратуры. Изучение этих дисциплин формирует «входные» знания, умения и готовность, необходимые для изучения данного курса, в частности знания методологии науки, умения обобщать и анализировать информацию о современных проблемах электроэнергетики, умения формулировать цели научных исследований и выбирать пути их достижения; готовности использовать компьютерные и математические модели как средства освоения новой дисциплины; способности выявлять физическую основу функционирования технических средств диагностики, понимать актуальность решения научных проблем в этой области.

К числу дисциплин базовой и вариативной частей ООП магистратуры, наиболее тесно связанных с дисциплиной «Средства и методы диагностики высоковольтного оборудования», относят «Фило-

софию технических наук», «Современные проблемы электроэнергетики», «Компьютерные, сетевые и информационные технологии» и «Современные технические средства передачи электроэнергии». В результате освоения этих дисциплин приобретаются знания основных этапов развития средств диагностики высоковольтного оборудования, формируется целостное представление о научных проблемах в этой области, методологии, способах и средствах их решения.

Дисциплина «Средства и методы диагностики высоковольтного оборудования» играет важную роль в подготовке магистрантов к предусмотренной ОПП научно-исследовательской практике и выполнению выпускной квалификационной работы. Освоение курса требует от студента напряжённой самостоятельной работы с учебной и научно-технической литературой, список которой приведен в заключительной части пособия.

Особенность авторского подхода к изложению учебного материала – практическая направленность курса и большой объём информации экспериментального характера, что обусловлено многолетним опытом практической работы автора в сфере технической диагностики.

Глава 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ДИАГНОСТИКИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Современное состояние парка высоковольтного оборудования в России

Определение технического состояния объектов контроля, в качестве которых выступают силовые и измерительные трансформаторы, высоковольтные выключатели и электрические машины, воздушные и кабельные линии электропередачи, представляет собой важную задачу современной электроэнергетики, поскольку это напрямую связано с предотвращением аварийных ситуаций, способных не только нанести серьезный экономический ущерб, но и привести к человеческим жертвам [1].

Актуальность решения этой задачи связана как с перспективами создания интеллектуальных электрических сетей, так и с высоким износом эксплуатируемого в настоящее время высоковольтного оборудования. На рис. 1.1 и 1.2 представлена информация о современном состоянии трансформаторного парка в целом по России [2]. Подобная информация по Волго-Окскому предприятию магистральных электрических сетей, одному из крупнейших в стране, на балансе которого находятся электрические сети напряжением 220 кВ и выше Владимирской, Ивановской, Костромской и Нижегородской областей, содержится на рис. 1.3 – 1.5.



Рис. 1.1. Состояние парка силовых трансформаторов в России

Диаграмма состояния трансформаторного оборудования

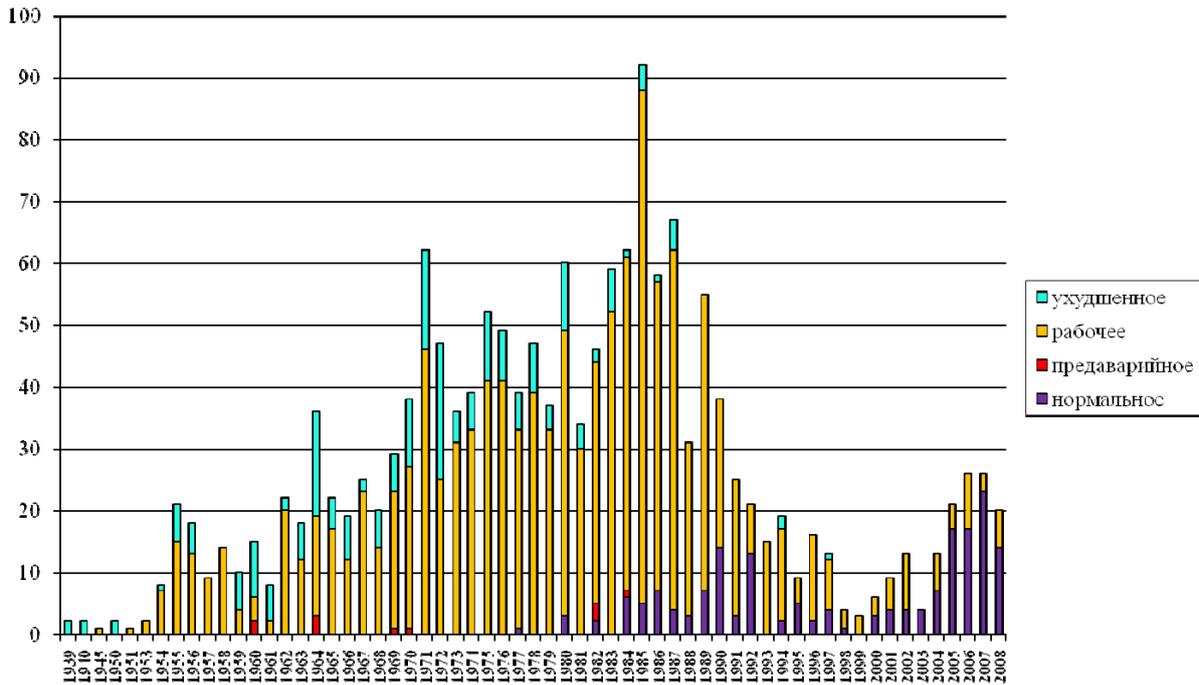


Рис. 1.2. Зависимость состояния трансформаторного оборудования от года ввода в эксплуатацию

Количество установленных трансформаторов в зависимости от класса напряжения на ВО ПМЭС

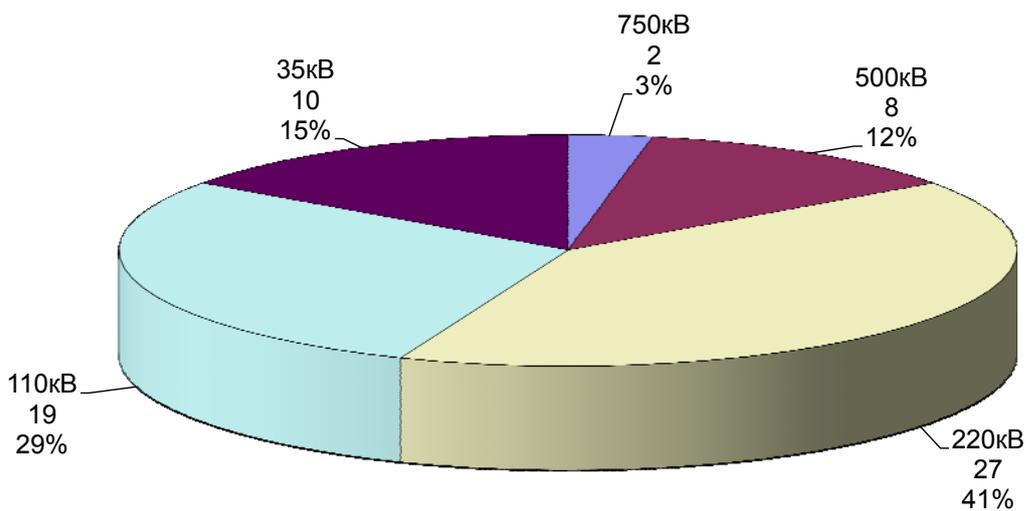


Рис. 1.3. Структура парка трансформаторов Волго-Окского предприятия магистральных электрических сетей (ВО ПМЭС)

Диаграмма ввода в эксплуатацию трансформаторов по годам на ВО ПМЭС

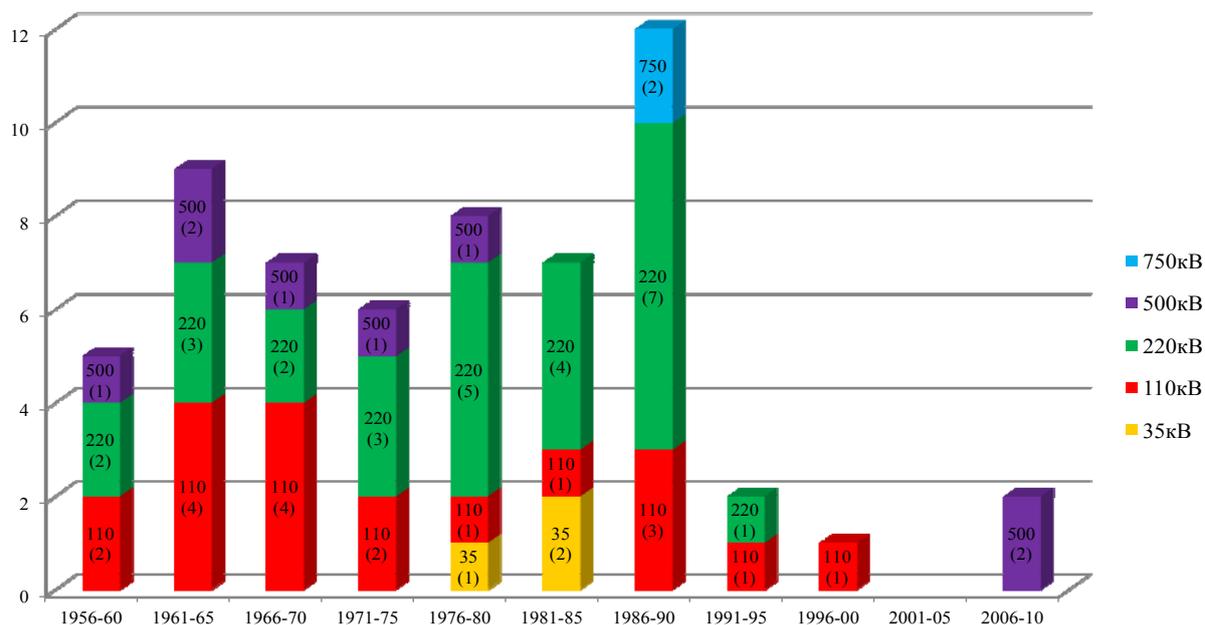


Рис. 1.4. Структура ввода трансформаторов на ВО ПМЭС



Рис. 1.5. Структура мощности трансформаторов на ВО ПМЭС

1.2. Основные понятия и принципы организации функциональной диагностики

В связи со сложившейся в России ситуацией, при которой количество мощных (свыше 80 МВА) трансформаторов, ежегодно выходящих за предельные сроки службы, приблизительно в два раза превышает количество новых вводимых в эксплуатацию, а также из-за сокращения финансирования ремонтно-профилактических работ необходимо иначе подходить к техническому обслуживанию высоковольтного оборудования и вспомогательных объектов. Если существовавшая ранее система планово-предупредительных работ предусматривала периодическое проведение технического обслуживания и ремонтов через определенные, заранее установленные сроки, то сейчас более рационально и экономически оправдано обслуживание по фактическому состоянию. Для его организации необходимы методы и средства, позволяющие оценить состояние объекта на данный момент, проследить изменение состояния за последнее время и спрогнозировать его на ближайшее будущее. Обладая такой информацией, можно производить профилактический ремонт оборудования лишь тогда, когда износ узлов и деталей достигает значений, при которых дальнейшая работа может привести к отказам или неправильному функционированию. Все перечисленные выше задачи решают средствами диагностирования, которые вместе с объектом диагностики образуют *систему диагностирования*. В зависимости от особенностей взаимодействия средств диагностирования и объекта различают системы тестового и функционального диагностирования.

В системах *тестового диагностирования* на объект подают специально сформированные тестовые воздействия от средств диагностирования, состав и последовательность подачи которых определяют исходя из специфики задачи, продолжительности операции диагностирования и требуемой достоверности получаемых результатов. Тестовое диагностирование проводят как в нерабочем состоянии объекта, так и во время его работы.

В системах *функционального диагностирования* объект всегда находится в рабочем состоянии; подачу тестовых воздействий, как

правило, исключают; на объект поступают только рабочие воздействия, предусмотренные его алгоритмом функционирования (например, рабочее напряжение).

Тестовое диагностирование применяют в основном для проверки исправности технического состояния объекта, а также поиска дефектов, нарушающих исправное состояние. Функциональную диагностику применяют для проверки правильности функционирования объекта и поиска дефектов, нарушающих ее.

В электроэнергетике объект диагностирования обычно представляет собой сложную систему взаимодействующих элементов (деталей и узлов). Их влияние на возможный выход объекта из нормального режима функционирования различно, а количество элементов может быть довольно большим, поэтому при осуществлении функциональной диагностики на первом этапе важно выделить те элементы, которые оказывают наибольшее влияние на правильность функционирования объекта. Для определения набора подлежащих диагностированию элементов объектов, выпускаемых серийно и проработавших определенное время, используют результаты анализа количества и причин отказов в процессе эксплуатации объекта (высоковольтного выключателя, электродвигателя, трансформатора и т. д.). Например, на рис. 1.6 представлены статистические данные о распределении отказов по узлам силовых трансформаторов. Если диагностируют уникальное оборудование, то выявление элементов, ограничивающих ресурс работы, осуществляют с помощью натуральных испытаний объекта или на основе анализа его математической модели. Определив набор *диагностируемых элементов*, необходимо выбрать так называемые *диагностические параметры*, значения которых однозначно связаны с техническим состоянием одного или группы элементов объекта. Эти диагностические параметры характеризуются номинальными значениями и полем допусков, зависимостью номинальных значений от внешней среды (например, токов утечки изоляции от степени ее увлажнения), закономерностями изменения в зависимости от времени эксплуатации, требуемой точностью измерений и т. д.

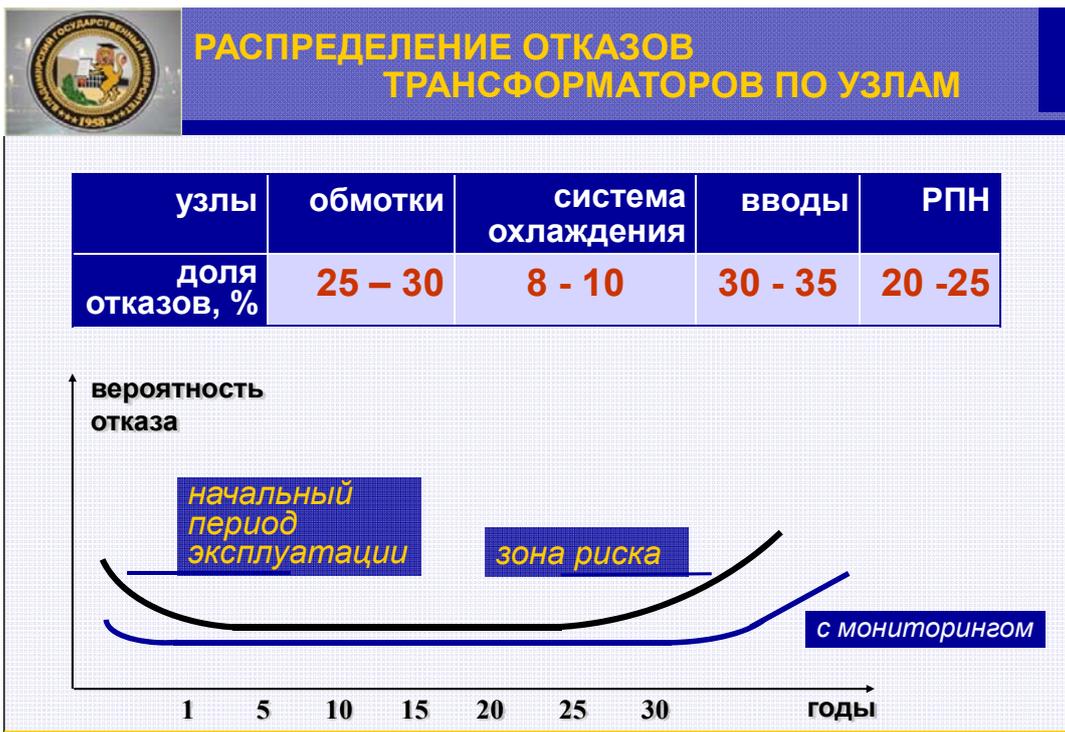


Рис. 1.6. Статистические данные по отказам трансформаторов

Связь диагностических параметров с техническим состоянием объекта контроля или его структурными элементами, а также зависимость параметров от указанных выше факторов, как и при установлении набора диагностируемых элементов находится на основе анализа причин отказа оборудования при его эксплуатации, а для уникального оборудования – на основе специальных испытаний или анализа его математической модели [3].

1.3. Диагностические параметры

По информативности диагностические параметры условно делят на две группы: обобщенные и локальные. *Обобщенный параметр* несет в себе большое количество информации и характеризует состояние нескольких элементов, *локальный* – только одного элемента. При определении набора диагностических параметров предпочтение отдают параметрам, имеющим прямую функциональную связь с техническим состоянием диагностируемого элемента, обладающим большой информативностью, доступностью и надежностью средств измерений данного параметра, а также наименьшими трудоемкостью и стоимостью измерений.

После определения диагностических параметров следующим этапом становится выбор и разработка методов и средств диагностики. Учитывая широкий спектр объектов диагностирования и диагностируемых параметров, насчитывающих около 150 наименований, в процессе диагностики высоковольтного оборудования используют практически все известные методы измерений физических величин [4]. Например, применительно к трансформаторному оборудованию электрических подстанций методы диагностики включают в себя вибродиагностику и спектральный анализ акустического шума и электромагнитного излучения; спектральный анализ электрических токов и напряжений; измерение малых токов утечки изоляции; определение параметров тепловых полей; ультразвуковую и магнитную дефектоскопию; химический анализ диэлектрических жидкостей; хроматографический анализ растворённых газов (ХАРГ); измерение механических напряжений элементов конструкций и многое другое. Естественно, не все эти методы равнозначны и одинаково широко используются. Далее в пособии внимание будет уделено наиболее распространённым методам диагностики высоковольтного оборудования.

Глава 2. МЕТОДЫ АНАЛИЗА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРЕБУЮЩИЕ СНЯТИЯ РАБОЧЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

2.1. Определение коэффициента изоляции

Одним из традиционных методов контроля состояния элементов трансформаторов считают *определение коэффициента трансформации* [4]. С помощью этого метода проверяют правильность числа витков трансформатора, которое должно соответствовать расчетному значению.

В условиях эксплуатации определение коэффициента трансформации актуально после ремонта трансформатора, если при этом производят замену и реконструкцию обмоток.

Коэффициентом трансформации K_T называют отношение напряжения обмотки более высокого напряжения к напряжению обмотки более низкого напряжения при холостом ходе трансформатора. Известно, что отношение напряжений при холостом ходе трансформатора практически соответствует отношению электродвижущих сил обмоток и равно отношению числа витков обмоток: $K_T = U_B / U_H \approx E_B / E_H = w_B / w_H$. В процессе эксплуатации коэффициент трансформации рекомендуется определять из опыта холостого хода трансформатора методом двух вольтметров при одновременном измерении напряжения на обмотках. При этом испытание проводят путем подачи напряжения 380/220 В на обмотку более высокого напряжения.

Коэффициент трансформации следует определять на всех регулировочных ответвлениях и на всех фазах. Например, у трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) и трансформаторов с расщепленной обмоткой НН достаточным считают определение коэффициента трансформации между обмотками ВН-НН и СН-НН. При таком выборе пар обмоток коэффициент трансформации определяют на всех регулировочных ответвлениях, так как напряжение регулируется на одной из обмоток (ВН или СН). Кроме

того, у некоторых трехобмоточных трансформаторов на обмотке ВН есть переключающее устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), а на обмотке СН – переключающее устройство без возбуждения (ПБВ), и при указанном выборе пар обмоток испытания не усложняют.

Схемы измерений для определения коэффициента трансформации однофазных трансформаторов и автотрансформаторов приведены на рис. 2.1.

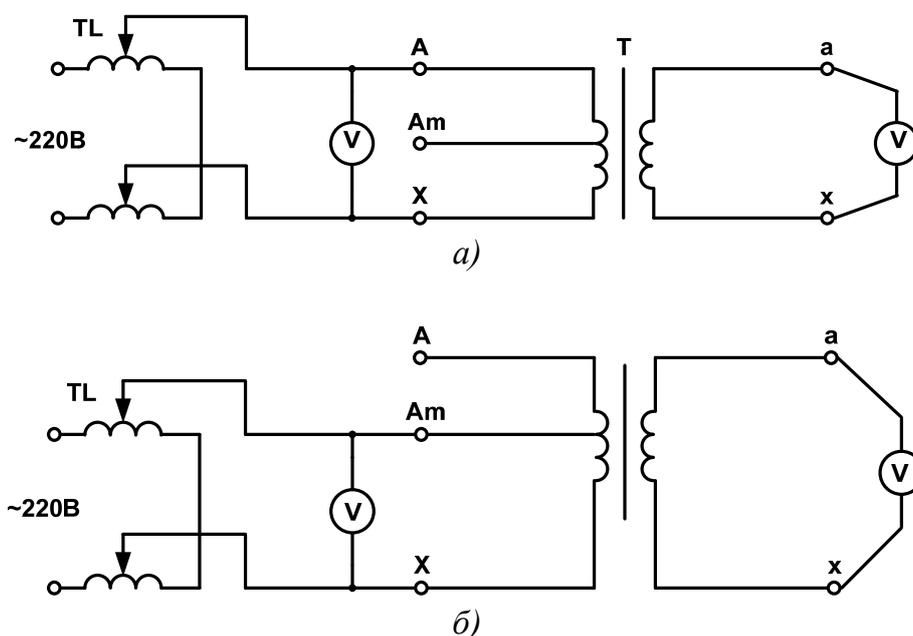


Рис. 2.1. Схема измерения для определения коэффициента трансформации однофазного трехобмоточного автотрансформатора (схема и группа соединений 1 авто/1-0-0): а – обмотки ВН-НН; б – обмотки СН-НН; Т – испытуемый трансформатор; TL – регулировочный автотрансформатор

Для определения коэффициента трансформации трехфазных трансформаторов и автотрансформаторов с выведенным нулем обмотки ВН (ВН-СН) измерения рекомендуется производить при однофазном возбуждении обмотки ВН (СН), как показано на рис. 2.2.

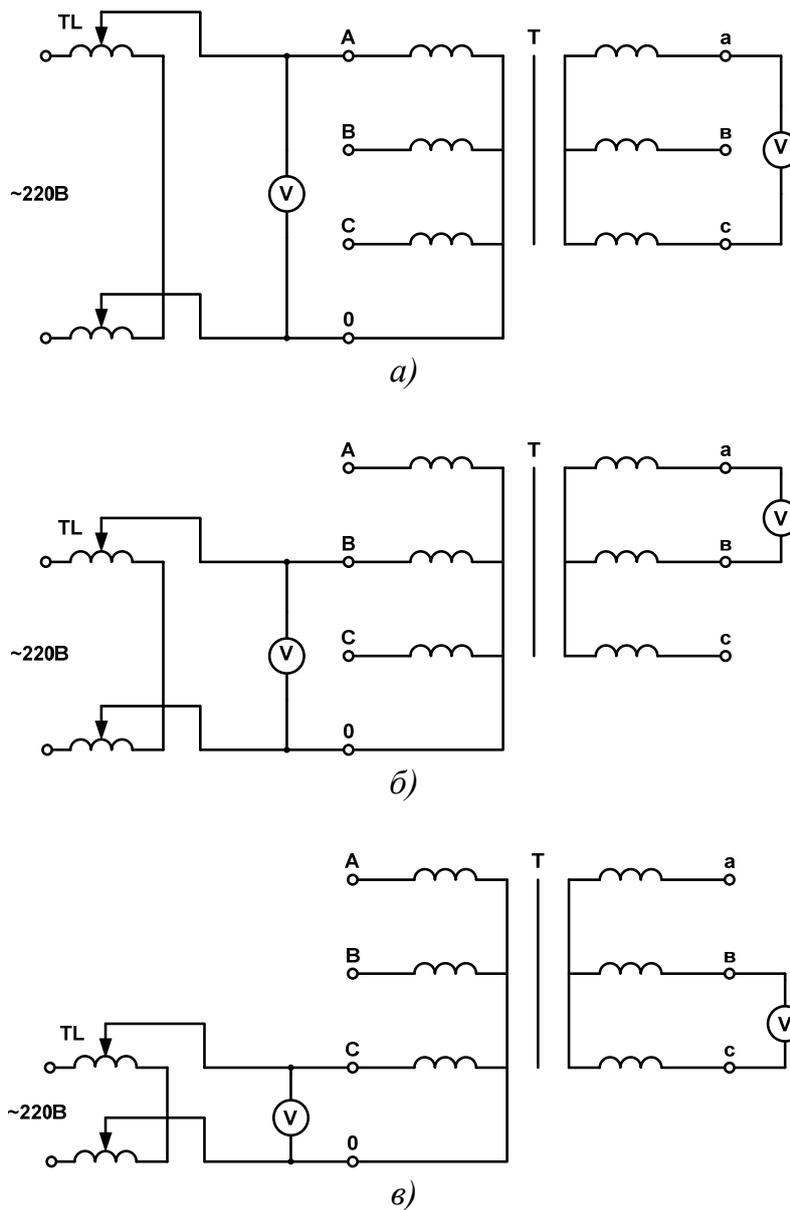


Рис. 2.2. Схема измерения для определения коэффициента трансформации трехфазного двухобмоточного трансформатора (схема и группа соединения $Y_n/Y-0$) при однофазном возбуждении: а – измерение на фазе А; б – измерение на фазе В; в – измерение на фазе С; Т – испытуемый трансформатор; TL – регулировочный автотрансформатор

При этом напряжение должно быть синусоидальным и симметричным. В табл. 2.1 приведены значения коэффициентов трансформации трехфазных трансформаторов в зависимости от схем и групп соединения обмоток трансформаторов.

Таблица 2.1

Коэффициенты трансформации трехфазных трансформаторов

| Схема и группа соединения обмоток трансформатора | Питание обмотки ВН (СН) | Значение коэффициента трансформации |
|--|-------------------------|-------------------------------------|
| У _н /Д-11 | Однофазное | $K_{т.ф}$ |
| У _н /Д/Д-11-11 | Однофазное | $K_{т.ф}$ |
| У _н авто/Д-0-11 | Однофазное | $K_{т.ф}$ |
| У _н /У _н /Д-0-11 | Однофазное | $K_{т.ф}$ |
| У _н /У-0 | Однофазное | $1/2K_{т.ф}$ |
| У/У _н -0 | Однофазное | $2K_{т.ф}$ |
| У/Д-11 | Однофазное | $2K_{т.ф}$ |
| У/У _н -0 | Трехфазное | $K_{т.л}$ |
| У/Д-11 | Трехфазное | $\sqrt{3}K_{т.ф}$ |

2.2. Определение сопротивления изоляции

Рассмотрим этот метод диагностики на примере измерения изоляции высоковольтных вводов.

Сопротивление изоляции отключенного ввода измеряют мегаомметром при напряжении 2500 В. Верхний предел измерений мегаомметра – не менее 10 000 МОм. Перед измерением контролируемая зона должна быть закорочена не менее чем на 5 мин. Для снятия остаточного (абсорбционного) заряда показания мегаомметра отсчитывают через 60 с. После подачи напряжения на объект отсчет через 15 с производят лишь в случае определения коэффициента абсорбции (R_{60}/R_{15}). Упрощенную схему замещения изоляционной конструкции ввода можно представить в виде нескольких последовательно соединенных конденсаторов (рис. 2.3). Емкость, $\text{tg } \delta$ и сопротивление этих конденсаторов эквивалентны характеристикам соответствующих зон изоляции ввода. Емкость C_1 соответствует основной изоляции остова ввода; емкость C_2 определяет характеристики зоны изоляции, используемой для изоляции ПИН (конденсатор ПИН); емкость C_3 эквивалентна емкости последней обкладки остова относительно соединительной втулки (емкость наружных слоев изоляции).

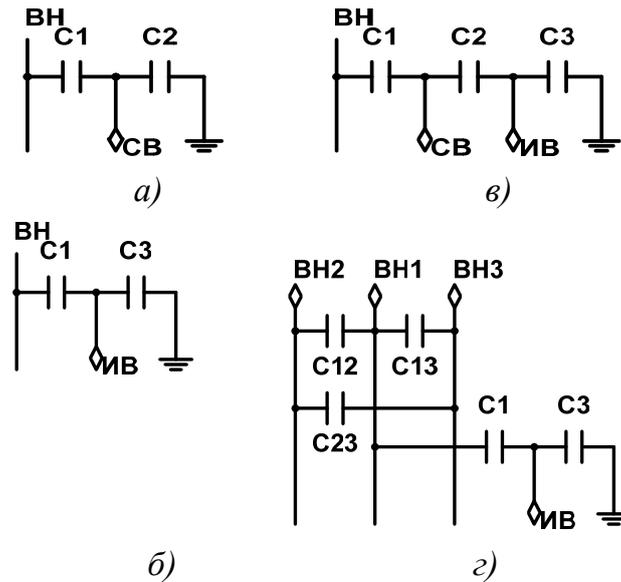


Рис. 2.3. Схемы замещения вводов:
 а – ввод со специальным выводом (для ПИН); б – вывод с измерительным выводом; в – ввод со специальным и измерительным выводами; г – трехзажимный ввод

Основные схемы измерений приведены в табл. 2.2. При прямой схеме измерений зоны C_1 контролируется главная изоляция (остов). Для реализации этой схемы приходится снимать с ввода ошиновку, так как большой ток влияния, стекающий через источник напряжения мегаомметра, может привести к недопустимым погрешностям измерений. В связи с этим предусмотрено совместное измерение зон C_1 , и C_2 и C_3 при перевернутой схеме измерительного устройства (без отключения шин).

Для исключения погрешности измерений сопротивления изоляции зон C_2 и C_3 , проводимых при перевернутой схеме, предусмотрено экранирование; на поверхности соответствующих изоляторов (СВ или ИВ) устанавливаются бандажи, соединяемые с выводом «Э» мегаомметра (рис. 2.4).

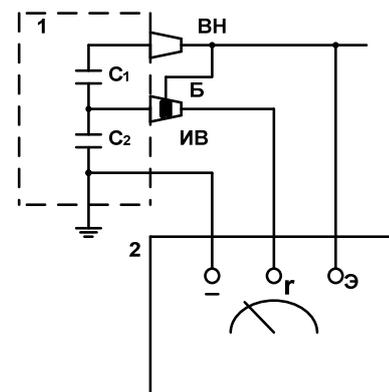


Рис. 2.4. Схема экранирования при контроле наружных слоев изоляции: 1 – высоковольтный ввод, где ВН – вывод высокого напряжения, ИВ – измерительный вывод, Б – бандаж; 2 – мегаомметр

Таблица 2.2

Основные схемы измерений сопротивления изоляции вводов

| Схема замещения ввода (рис. 1) | Контролируемая зона изоляции | Схема измерений | Точки присоединения зажимов мегаомметра | | Примечание |
|--------------------------------|------------------------------|-----------------|---|-----------------|--|
| | | | r_x | Ξ | |
| а | C_1 | Прямая | СВ | ВН | Бандаж на выводе СВ ВН – заземлен; бандаж на выводе СВ |
| | C_2 | Перевернутая | СВ | Заземление | |
| | $C_1 + C_2$ | Перевернутая | СВ | Заземление | |
| б | C_1 | Прямая | ИВ | ВН | Бандаж на выводе ИВ ВН – заземлен; бандаж на выводе ИВ |
| | C_3 | Перевернутая | ИВ | Заземление | |
| | $C_1 + C_3$ | Перевернутая | ИВ | Заземление | |
| в | C_1 | Перевернутая | СВ | Заземление | ВН – заземлен; бандаж на выводе ИВ ИВ – заземлен ВН – заземлен ВН – заземлен; бандаж на выводе ИВ ВН и ИВ – заземлен; бандаж на выводах СВ |
| | C_1 | Прямая | СВ | ВН | |
| | C_2 | Прямая | ИВ | СВ | |
| | C_3 | Перевернутая | ИВ | Заземление | |
| | $C_1 + C_3$ | Перевернутая | СВ и ИВ | Заземление | |
| | | | | Бандаж | |
| г | C_1 | Прямая | ИВ | ВН | Бандаж на выводе ИВ ВН – заземлен; бандаж на выводе ИВ Измерения производятся до установки ввода на трансформатор |
| | C_3 | Перевернутая | ИВ | Заземление | |
| | $C_1 + C_3$ | Перевернутая | ИВ | Заземление | |
| | C_{12} | Прямая | ВН ₁ | ВН ₂ | |
| | C_{13} | Прямая | ВН ₁ | ВН ₃ | |
| | C_{23} | Прямая | ВН ₁ | ВН ₃ | |

Примечание. Типовыми являются схемы измерения сопротивления изоляции зон C_2 и C_3 . Остальные схемы измерений применяются для уточнения характера дефекта.

Глава 3. МЕТОДЫ АНАЛИЗА ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ИЗОЛЯЦИИ, ТРЕБУЮЩИЕ СНЯТИЯ РАБОЧЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

3.1. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь и диэлектрической проницаемости жидкого диэлектрика

Диэлектрическими потерями называют электрическую мощность, затрачиваемую на нагрев диэлектрика, находящегося в электрическом поле. Потери энергии в диэлектриках наблюдают как при переменном, так и при постоянном напряжении, поскольку в технических материалах обнаруживается сквозной ток утечки, обусловленный электропроводностью. В инженерной практике чаще всего для характеристики способности диэлектрика рассеивать энергию в электрическом поле используют угол диэлектрических потерь, а также тангенс этого угла [5].

Углом диэлектрических потерь δ называют угол, дополняющий до 90° угол сдвига фаз φ между током и напряжением в емкостной цепи.

Относительная диэлектрическая проницаемость среды ε – безразмерная физическая величина, характеризующая свойства изолирующей (диэлектрической) среды. Связана с эффектом поляризации диэлектриков под действием электрического поля (и с характеризующей этот эффект величиной диэлектрической восприимчивости среды). Величина ε показывает, во сколько раз сила взаимодействия двух электрических зарядов в среде меньше, чем в вакууме.

Рассмотрим схему, эквивалентную конденсатору с диэлектриком, обладающим потерями. Эта схема должна быть выбрана с таким расчетом, чтобы активная мощность, выделяемая в данной схеме, была равна мощности, рассеиваемой в диэлектрике конденсатора, а ток был бы сдвинут относительно напряжения на тот же угол, что и в рассматриваемом конденсаторе.

Поставленную задачу можно решить, заменив конденсатор с потерями идеальным конденсатором с параллельно включенным активным сопротивлением (параллельная схема) или конденсатором с последовательно включенным сопротивлением (последовательная схема).

Параллельная и последовательная эквивалентные схемы представлены на рис. 3.1. Там же даны соответствующие диаграммы токов и напряжений. Обе схемы эквивалентны друг другу, если при равенстве полных сопротивлений

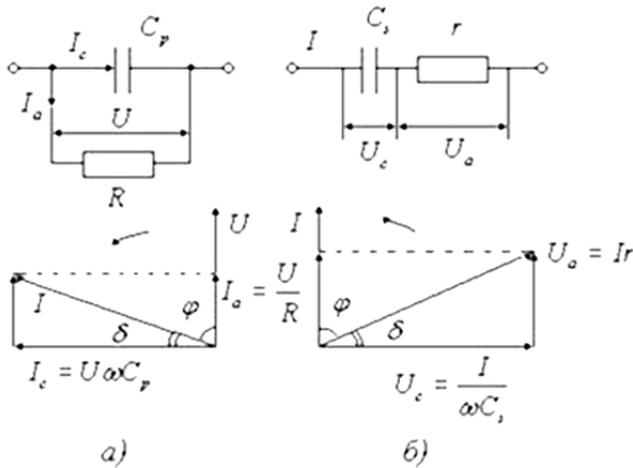


Рис. 3.1. Эквивалентные схемы диэлектрика с потерями и векторные диаграммы для них: а – параллельная и б – последовательная

Для последовательной схемы:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{U_a}{U_c} = \omega C_s r ;$$

$$P_a = I U_a = I^2 r = \frac{U^2 r}{x^2 + r^2} = \frac{U^2 r}{x^2 \left(1 + \frac{r^2}{x^2}\right)} = \frac{U^2 \omega C_s \operatorname{tg} \delta}{1 + \operatorname{tg}^2 \delta} .$$

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь и диэлектрической проницаемости на пробах масла выполняют с помощью специальных ячеек в соответствии с ГОСТ 6581-75. Ячейка представляет собой капсулу, в которую заливают диэлектрическую жидкость. Основные конструктивные узлы ячейки – измерительный электрод (внутренний), высоковольтный электрод (внешний), охранный электрод, экранирующий колпачок, прокладки из твёрдого изоляционного материала с высоким электрическим сопротивлением, зажимы для соединения с измерительной схемой и кармана для термометра. Сама измерительная установка состоит из источника напряжения, измерительного устройства и индикатора [6].

равны соответственно их активные и реактивные составляющие. Это условие будет соблюдено, если углы сдвига тока относительно напряжения равны и значения активной мощности одинаковы.

Для параллельной схемы из векторной диаграммы

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{I_a}{I_c} = \frac{1}{(\omega C_p R)} ;$$

$$P_a = U I_a = U^2 \omega C_p \operatorname{tg} \delta .$$

Источник напряжения должен обеспечивать получение практически синусоидальной формы кривой напряжения (коэффициент амплитуды $\sqrt{2} \pm 5\%$, колебания напряжения не более 1 %, изменение частоты не более 0,5 %).

Чувствительность нулевого индикатора должна быть не менее 1 мкВ на одно деление.

Установка должна обеспечивать измерение ёмкости от 10 до 1000 пФ с погрешностью не более 1 пФ и измерение тангенса угла диэлектрических потерь от 0,0001 до 1,0 с погрешностью не более $\pm (0,5 \operatorname{tg} \delta_k + 0,0002)$.

Для подготовки к измерениям ячейку многократно промывают специальными жидкостями и сушат.

Измерения начинают с заполнения ячейки испытательной жидкостью. Потом жидкость выливают из ячейки и повторно заполняют до уровня, превышающего нижний край охранного электрода не менее чем на 3 – 5 мм.

Заполненную измерительную ячейку помещают в предварительно нагретый до температуры испытания термостат, присоединяют к электрической схеме и после достижения ячейкой заданной температуры проводят измерение. Для измерения при комнатной температуре термостат не используют. Порции жидкости под напряжением выдерживают только в процессе определения тангенса угла диэлектрических потерь и диэлектрической проницаемости жидкости. Отсчёт значений тангенса угла диэлектрических потерь проводят не позже чем через три минуты после включения напряжения.

Для уменьшения вероятности ошибки проводят два измерения. При этом измерять предпочтительно в двух отдельных ячейках. Допустимо последовательное использование одной ячейки с необходимыми мерами её обработки после каждого измерения.

Расхождение между результатами двух измерений не должно превышать:

а) при измерении тангенса угла диэлектрических потерь жидкости – 15 % от значения большего результата + 0,0002;

б) при измерении диэлектрической проницаемости жидкости – 5 % от значения большего результата. В противном случае проводят повторно ещё два измерения на вновь подготовленных ячейках с двумя порциями жидкости, взятыми из той же пробы.

Если расхождения между результатами измерений при повторном определении характеристик превышают допустимые пределы, то продолжают измерения на новых порциях диэлектрика до получения результатов, удовлетворяющих требованиям стандарта. Тангенс угла диэлектрических потерь и диэлектрическую проницаемость вычисляют по формулам в соответствии с ГОСТ 6581-75.

Измерение $\text{tg}\delta$ и емкости изоляции непосредственно на диагностируемом высоковольтном оборудовании производят, как правило, мостовым методом. Измерительная установка должна обеспечивать возможность измерений в условиях помех от токов влияния. Типовая установка (рис. 3.2) для этого имеет фазорегулятор и коммутатор фазы испытательного напряжения. Измеряют методом совмещения фаз при расчетном исключении остаточной погрешности по результатам двух измерений с изменением на 180° фазы испытательного напряжения [7].

Следует принять меры для уменьшения паразитных связей объекта (очистка поверхностей, удаление посторонних предметов и т. п.). При испытаниях вводов, установленных на трансформаторе, необходимо соединять между собой все выводы каждой обмотки трансформатора.

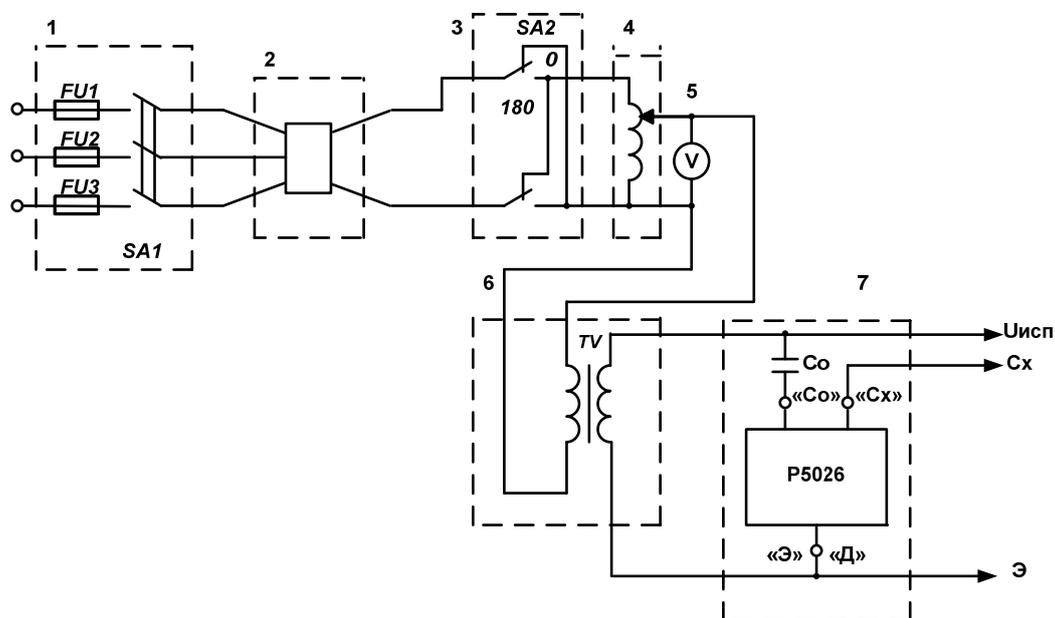


Рис. 3.2. Схема мостовой измерительной установки: 1 – предохранитель, выключатель; 2 – фазорегулятор; 3 – коммутатор фазы напряжения; 4 – регулятор напряжения; 5 – измеритель напряжения; 6 – испытательный трансформатор; 7 – измерительное устройство (мост)

Основные схемы измерений параметров отключенного ввода приведены в табл. 2.2. [4].

Рассмотренные схемы измерений относятся к случаю тестового контроля отключенного оборудования при приложенном напряжении. Для зоны C_1 это напряжение равно 10 кВ, для зон C_2 и C_3 – 5 кВ.

Значения измеренных параметров следует использовать для комплексного анализа состояния трансформаторов и вводов в целях выявления их неисправности.

3.2. Определение пробивного напряжения

Для определения пробивного напряжения жидких изоляционных материалов используют установку, принципиальная схема которой приведена на рис. 3.3.

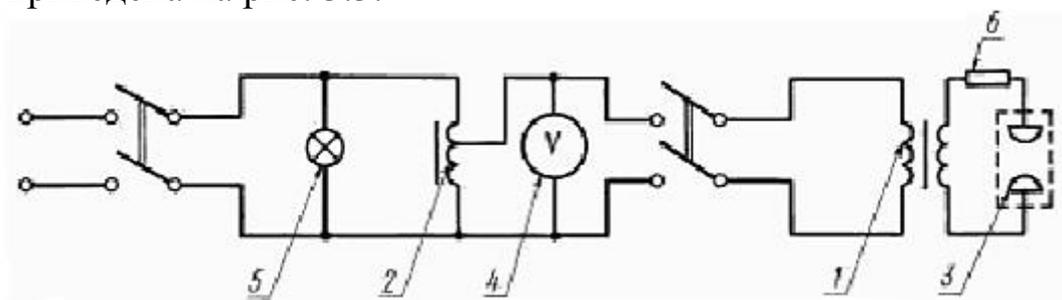


Рис. 3.3. Принципиальная схема установки для определения пробивного напряжения жидких электроизоляционных материалов при промышленной частоте: 1 – высоковольтный испытательный трансформатор; 2 – регулировочный трансформатор; 3 – измерительная ячейка; 4 – вольтметр; 5 – сигнальная лампа; 6 – защитное сопротивление

Источником питания установки служит испытательный трансформатор с регулятором напряжения, обеспечивающий получение при промышленной частоте на электродах испытательной ячейки напряжения, характеризуемого практически синусоидальной формой (коэффициент амплитуды $\sqrt{2} \pm 5\%$). Трансформатор должен быть выбран так, чтобы:

а) среднее пробивное напряжение жидкого материала составляло не менее 15 % значения номинального напряжения трансформатора;

б) мощность трансформатора была достаточной для обеспечения при пробое на стороне высшего напряжения тока не менее 20 мА во всём диапазоне используемых при испытаниях напряжений, превышающих 15 кВ.

Регулирующее устройство должно обеспечить плавный подъём напряжения с постоянной скоростью, равной 2 кВ/ч.

Напряжение необходимо измерять амплитудным вольтметром или вольтметром иного типа, который присоединяют к обмотке ВН или НН испытательного трансформатора или специальной обмотке. Класс точности вольтметра должен быть не ниже 1,5.

Измерительная ячейка должна быть изготовлена из материала, который не растворяется в жидкой изоляции, а также не влияет на объекты испытания, например из электроизоляционного стекла, кварца, электроизоляционной пластмассы. Сосуд должен иметь такую форму, чтобы его стенки во всех случаях находились не менее чем на 12 мм от поверхности электродов. Верхний край сосуда должен находиться примерно на расстоянии 40 мм от горизонтальной плоскости, проходящей через центр электродов. Глубина погружения электрода в жидкий материал должна быть не менее 15 мм. Конструкция измерительной ячейки должна обеспечивать возможность быстрого и простого демонтажа электродов для их очистки и полировки, а также точной юстировки зазора между электродами при их повторном монтаже. Примерная конструкция измерительной ячейки, удовлетворяющая вышеперечисленным требованиям, представлена на рис. 3.4.

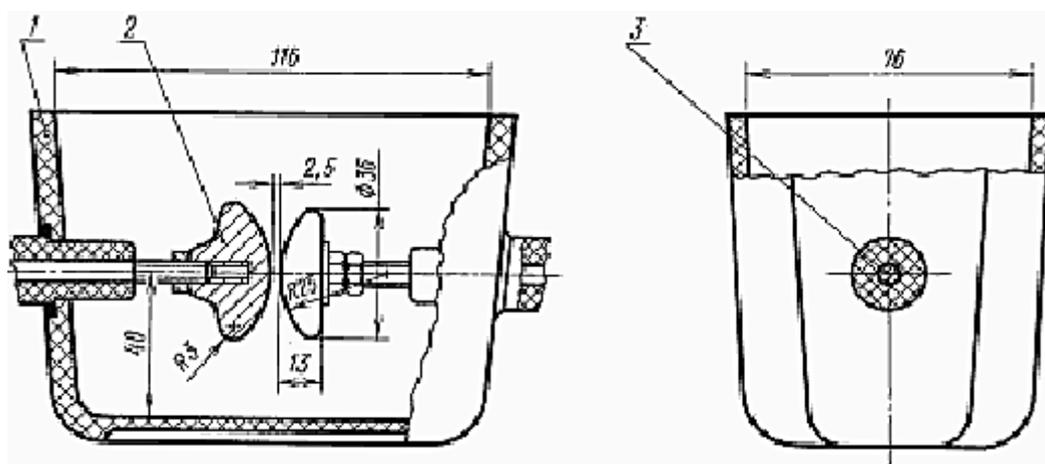


Рис. 3.4. Измерительная ячейка для определения пробивного напряжения:
1 – сосуд для жидкости; 2 – электрод; 3 – вводы электродов

Для подготовки к измерениям ячейку многократно промывают специальными жидкостями и сушат.

При одном заполнении ячейки жидким электроизоляционным материалом осуществляют шесть последовательных пробоев с интервалами в пять минут. После проведения опытов результаты измерений обрабатывают в соответствии с теорией погрешностей измерений и ГОСТ 6581-75.

Глава 4. МЕТОДЫ АНАЛИЗА ВИБРАЦИИ И ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОД РАБОЧИМ НАПРЯЖЕНИЕМ

4.1. Контроль диэлектрических свойств высоковольтной изоляции

Контроль диэлектрических свойств изоляции (в частности, изоляции высоковольтных вводов) под рабочим напряжением обладает следующими достоинствами:

- не требует вывода испытываемого аппарата из эксплуатации; испытания проводят в реальных условиях размещения вводов, что повышает достоверность диагностики;
- методики контроля пригодны для мониторинга, т. е. непрерывного наблюдения за состоянием оборудования.

Следует отметить, что при мониторинге состояния изоляции под рабочим напряжением можно проследить за динамикой развития обнаруженного дефекта, точно локализовать место его возникновения, наметить пути восстановления работоспособности всего аппарата еще до момента, когда интенсивность роста дефекта достигнет критического значения, при превышении которого возникает авария.

В качестве информативных параметров диэлектрических свойств изоляции высоковольтного оборудования обычно применяют тангенс угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta$ и удельную емкость C_x . К сожалению, измерения под рабочим напряжением не позволяют получить зависимости этих параметров от напряжения, что необходимо, например, для классификации обнаруженного дефекта. Однако в этом случае результаты контроля более достоверны, чем при использовании традиционных методов со стандартным испытательным напряжением 10 кВ [5].

Типичная конструкция маслonaполненного ввода конденсаторного типа представлена на рис. 4.1. Схема замещения изоляции ввода и растекания токов утечки по внутренней части ввода показана на рис. 4.2.

Наиболее отработанные методы измерения $\operatorname{tg} \delta$ и C_x – компенсационные, а также мостовой метод с источником эталонного напряжения. Они реализуются системой КИВ-500.

Хотя в фазах *A* и *C* зафиксированы повышенные значения $\operatorname{tg} \delta_m$, по приведенным данным оценить реальное состояние испытуемой изоляции отмеченных вводов вряд ли возможно, так как неизвестно изменение пробивного напряжения масла. Поэтому для контроля фактического состояния испытуемой изоляции на рабочем напряжении, помимо знания $\operatorname{tg} \delta_m$, необходимы дополнительные сведения. В качестве таковых могут предстать результаты инфракрасной термографии и ГХ-анализ растворенных газов в пробах масла из диагностируемого объекта.

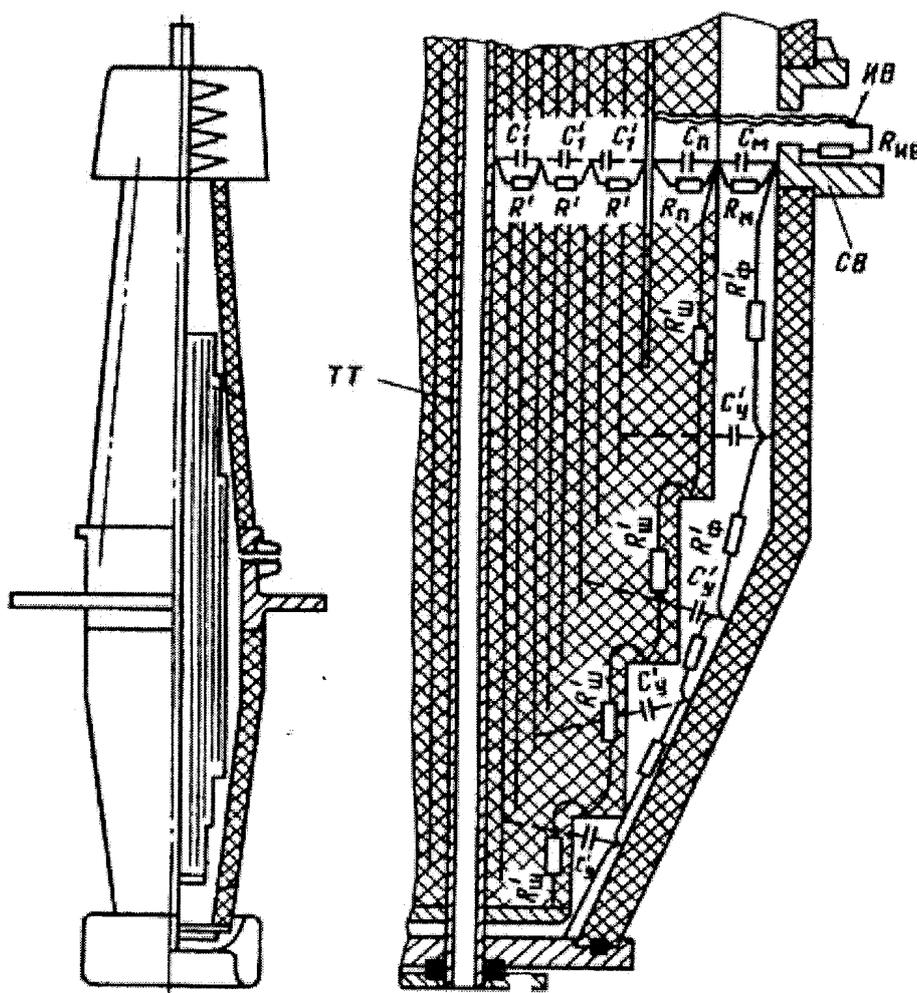


Рис. 4.1. Типичная конструкция маслонаполненного ввода конденсаторного типа и ее схема замещения

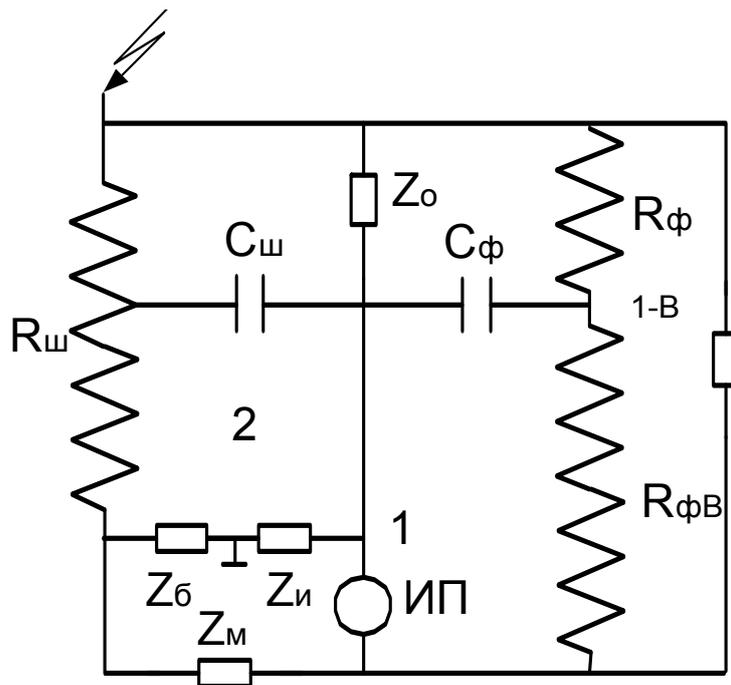


Рис. 4.2. Электрическая схема замещения изоляции

В табл. 4.1 приведены данные заводских испытаний трех вводов 500 кВ типа ГБМТ-500/1600 и трехзажимных вводов 220 кВ типа МТ-220/351, обладающих наихудшими характеристиками из всех испытанных и находящихся в эксплуатации более 20 лет высоковольтных вводов завода «Мосизолятор» [8].

Таблица 4.1

Результаты заводских испытаний вводов

| Фаза | Ввод 220 кВ, % | | | Ввод 500 кВ, % | | |
|------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | tg δ ₁ | tg δ ₃ | tg δ _м | tg δ ₁ | tg δ ₃ | tg δ _м |
| А | 0,43 | 0,64 | 9,6 | 0,8 | 0,8 | 3,8 |
| В | 0,33 | 0,87 | 1,26 | 0,3 | 0,48 | 1,8 |
| С | 0,48 | 0,48 | 19,6 | 0,35 | 0,33 | 2,92 |

На графике (рис. 4.3) приведены данные суточных изменений полной комплексной проводимости испытываемой изоляции $Y = \left[(\text{tg}\delta)^2 + \left(\frac{\Delta Cx}{Cx} \right)^2 \right]$, определенной по модулю тока небаланса при регистрации tg δ фазы А ввода МТ-220/351.

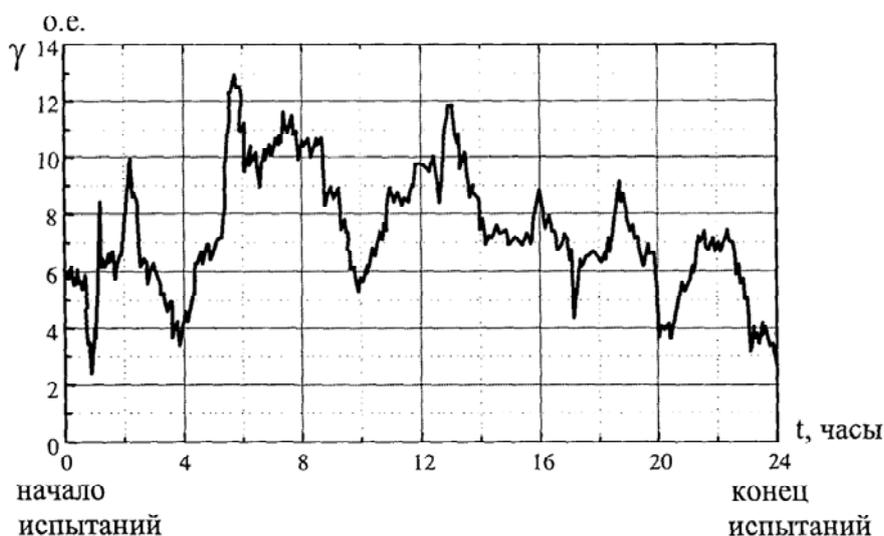


Рис. 4.3. Изменение полной комплексной проводимости в течение суток

Отметим, что характерный для «дефектных» вводов график временного изменения полной комплексной проводимости сам по себе (взятый отдельно от других характеристик испытуемой изоляции) не отвечает на вопрос, в каком состоянии находится объект диагностики. Если бы на этом графике (для конкретного типа испытуемой изоляции) был приведен критический уровень характерного параметра $\gamma_{кр}$ или $\text{tg } \delta_{м.кр}$, с превышением которого возникает четкое условие для аварии из-за резкого падения электрической прочности всей комбинированной изоляции рассматриваемого ввода, то по наблюдаемому расхождению зафиксированной характеристики и критического уровня можно оценить оставшийся ресурс или предсказать вероятность аварии. Однако несмотря на огромный накопленный опыт повреждаемости высоковольтных вводов и известных последствий аварий, установить этот критический уровень для γ или $\text{tg} \delta_m$ пока не удастся, так как отсутствуют данные по связи этих характерных параметров с пробивным напряжением.

4.2. Вибродиагностика

Вибродиагностику широко применяют для оценки состояния высоковольтного оборудования, причём в первую очередь трансформаторного. Вибрация элементов характеризует одновременно целый комплекс эксплуатационных показателей трансформаторов: параметры циклических электрических и механических нагрузок, параметры резонансных режимов работы различных деталей, степень износа особо напряженных

элементов и т. д. В настоящее время вибродиагностику проводят в процессе комплексного обследования оборудования с заданной периодичностью, что позволяет контролировать вибрационное состояние оборудования на текущий момент. Вибрационная диагностика обеспечивает контроль состояния наиболее уязвимых и, как правило, наиболее дорогостоящих элементов высоковольтного оборудования. Перспективно применение вибродиагностики для мониторинга.

Современный силовой трансформатор как динамически сложная система имеет сплошной спектр вибрации с отдельными дискретными выбросами в диапазоне частот до 5000 Гц. Дискретные частотные составляющие спектра вибрации обуславливаются конкретными, сильными источниками возбуждения электрического, механического, гидродинамического и аэродинамического происхождения. Изучение спектра вибрации включает спектральный анализ частоты и уровня дискретных составляющих, выявление их принадлежности к определенным элементам трансформатора, установление причин возбуждения и закономерности изменения параметров вибрации.

Основные причины вибрации силовых трансформаторов:

- магнитопроводы;
- обмотки;
- электродвигатели маслонасосов и вентиляторов;
- вентиляторы;
- маслонасосы;
- шлейфы трубопровода, сопряженные с маслонасосами.

В качестве примера приведем выдержки из отчёта о вибрационном обследовании автотрансформатора АТДЦТН-250000/500/110-78У1 подстанции «РАДУГА-500» Волго-Окского предприятия магистральных электрических сетей, выполненного ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС».

Вибрационное обследование бака автотрансформатора, состояния элементов активной части и двигателей маслонасосов

Обследование вибрационного состояния элементов активной части трансформатора проводилось виброметром «Диана-2М». Результаты обрабатывали с использованием экспертной системы диагностики качества прессовки активных материалов маслонеполненных трансформаторов по вибропараметрам «ВЕСТА 3» фирмы «Вибро-Центр».

При проведении обследования учитывали:

1. Нагрузку объекта на момент обследования (48 %).
2. Технические параметры объекта измерения.

3. Конструкционные особенности объекта измерения:

- магнитопровод имеет трехстержневую конструкцию, однорамный, шихтованный из отдельных листов электротехнической стали с изоляционным покрытием;
- стяжка стержней осуществляется бандажами из стеклоленты, а ярем – с помощью ярмовых балок и стальных полубандажей. Ярмовые балки представляют собой сварную металлическую конструкцию образного профиля с усиливающими ребрами. Верхние и нижние ярмовые балки соединены между собой вертикальными пластинами. В местах соединения имеются клиновые устройства, позволяющие выбирать зазоры в узлах соединения ярмовых балок с пластинами;
- обмотки автотрансформатора располагаются на стержне концентрически в следующем порядке: НН – ОО – ПО – РО. Для придания большей механической прочности снаружи обмотка РО стягивается бандажами из стеклоленты, а бандажи накладывают на полосы из электрокартона. Изоляция между соседними обмотками – маслобарьерного типа.

4. Температура воздуха и масла на момент обследования $T_{в} = + 22 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $T_{в.м} = 60 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

А. Измерение уровня вибрации на стенке бака автотрансформатора

Описание работы: мысленно размечают бак автотрансформатора, при этом поверхность по высоте делят на два уровня: уровень верха обмотки и уровень низа обмотки. По периметру бак автотрансформатора разбивают на сектора. Номера секторов отсчитывают от левого сектора на стороне ВН трансформатора (фаза А) в сторону фазы С и далее против часовой стрелки. Таким образом, бак АТ-2 поделится на шесть секторов.

В табл. 4.2 приведены среднеквадратические значения виброскорости V (мм/с) и виброперемещений S (мкм) в этих секторах по двум уровням (верх-низ).

Таблица 4.2

Значения виброскорости и виброперемещений

| Фаза | Обмотка | V , мм/с | S , мкм |
|------|---------|------------|-----------|
| А | ВН верх | 8,0 | 8,688 |
| А | ВН низ | 9,5 | 16,9537 |
| В | ВН верх | 7,8 | 15,9689 |

| Фаза | Обмотка | V, мм/с | S, мкм |
|------|---------|---------|---------|
| В | ВН низ | 10,1 | 15,8493 |
| С | ВН верх | 11,3 | 10,8469 |
| С | ВН низ | 7,8 | 15,5271 |
| С | НН верх | 13,7 | 25,4085 |
| С | НН низ | 19,1 | 39,713 |
| В | НН верх | 9,0 | 15,9044 |
| В | НН низ | 9,8 | 15,2602 |
| А | НН верх | 8,8 | 15,3706 |
| А | НН низ | 15,0 | 21,7121 |

Эти данные получены на основе обработки результатов эксперимента, графически представленных на рис. 4.4.

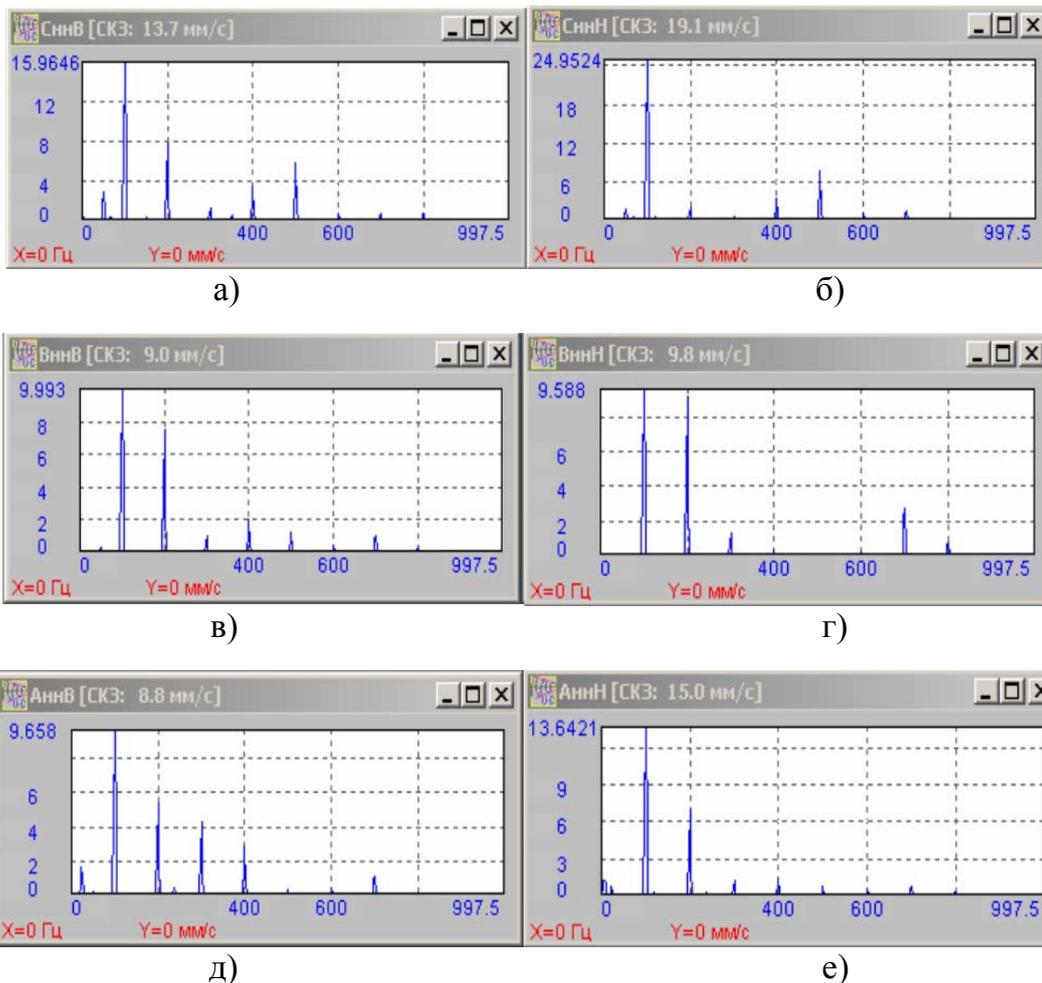


Рис. 4.4. Результаты эксперимента для различных значений виброскорости: а – 13,7 мм/с; б – 19,1 мм/с; в – 9 мм/с; г – 9,8 мм/с; д – 8,8 мм/с; е – 15,0 мм/с

По данным ряда организаций, выполняющих диагностические обследования, нормально работающий трансформатор характеризуется следующими значениями вибрационных параметров:

- ускорение ниже 10 м/с^2 ;
- виброскорость ниже 20 мм/с ;
- виброперемещение 100 мкм .

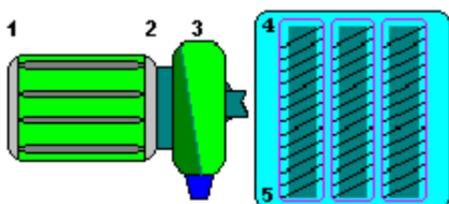


Рис. 4.5. Схема расположения точек тестирования маслонасоса

Заключение: повышенная вибрация бака автотрансформатора, в точке С НН ниже значение СКЗ практически равно предельно допустимому.

В. Измерение параметров вибрации маслонасосов

Результаты измерения виброскорости (мм/с) для маслонасосов в точках 1 – 5 (рис. 4.5):

Маслонасос № 1

| Точка \ Направление | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---------------------|--------|--------|--------|---|---|
| Вертикальное | 2,4000 | 2,3000 | - | - | - |
| Поперечное | 3,3000 | 2,2000 | 1,5000 | - | - |
| Осевое | 1,5000 | 1,7000 | - | - | - |

Состояние агрегата: удовлетворительное; увеличены зазоры в подшипниках.

Глава 5. МЕТОДЫ АНАЛИЗА МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ РАССЕЯНИЯ И АКУСТИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОД РАБОЧИМ НАПРЯЖЕНИЕМ

5.1. Диагностика по магнитным полям рассеяния

Измерение напряжённости и магнитных полей рассеяния позволяет создать картину распределения магнитных потоков по периметру бака высоковольтного аппарата на уровне нижнего разъёма. По результатам обследования появляется возможность оценить качество работы магнитной системы аппарата, выявить наличие некоторых видов дефектов, приводящих к изменению картины распределения магнитных потоков по периметру бака, например межвитковых замыканий в обмотках трансформаторов, а также разработать мероприятия по уменьшению полей рассеяния [9]. При этом оценивают условия нахождения возле оборудования персонала с точки зрения соблюдения требований безопасности здоровья и охраны труда.

В качестве примера приведем выдержки из отчёта о магнитном обследовании автотрансформатора АДЦТН-250000/500/110-78У1 подстанции «РАДУГА-500» Волго-Окского предприятия магистральных электрических сетей, выполненного ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС».

Измерение уровня магнитного поля (МП) по периметру бака.

Методика обследования

Измерения проводят прибором ПЗ-50 с антенной НЗ-50 (рис. 5.1), имеющим следующие технические характеристики:

- диапазон частот от 48 до 52 Гц;
- диапазон измерения напряжённости магнитного поля от 0,1 до 1800 А/м;
- пределы допускаемой относительной основной погрешности измерения напряжённости магнитного поля $\pm[15 + 0,2 [H_{п}/H_x]] \%$, где $H_{п}$ – установленный предел измерения (0,2, 2, 20, 200 или 2000 А/м), H_x – измеренное значение напряжённости магнитного поля (А/м);
- пределы допускаемой дополнительной погрешности, обусловленной отклонением температуры окружающего воздуха от нор-

мальной (20 °С) в пределах рабочих температур, $\pm 6\%$ на каждые 10 °С;

– допустимое значение перегрузки по напряжённости МП не более 10 кА/м.

Антенна-преобразователь (АП) НЗ-50 представляет собой экранированную рамочную антенну электрически малых размеров (средний диаметр рамки – 80 мм, число витков – 5600). При помещении АП в МП в обмотке антенны наводится переменное напряжение, пропорциональное проекции вектора напряжённости поля на ось, перпендикулярную плоскости рамки. Переменное напряжение далее через кабель поступает на отсчетное устройство, в котором после усиления и фильтрации сигнал преобразуется в цифровую форму и выводится на жидкокристаллический индикатор.



Рис. 5.1. Прибор ПЗ-50 с антенной НЗ-50

Показания прибора соответствуют (в А/м) среднеквадратичному значению модуля проекции вектора напряжённости МП промышленной частоты (50 Гц) на ось, перпендикулярную плоскости рамки (измерительную ось АП НЗ-50). Это значение приписывается магнитному полю в центре рамки, которое было в этой точке пространства до внесения в поле АП.

Измерения проводились по всему периметру бака автотрансформатора (АТ) на уровне нижнего разъёма между всеми рёбрами жесткости. Точка начала обхода находится под вводом фазы А ВН, а дальнейшее движение проводят вправо вдоль разъёма. Для определения реального значения поля в конкретной точке пространства путем поворота антенны в трёх плоскостях находилась большая ось эллипса

поляризации МП по наибольшему показанию измеряемого значения на индикаторе. В этой ситуации измерительная ось А оказывается параллельной большой оси эллипса поляризации МП.

Предельно допустимые уровни напряженности периодических (синусоидальных) МП устанавливают для условий общего (на все тело) и локального (на конечности) воздействия. При необходимости пребывания персонала в зонах с различной напряженностью (индукцией) МП общее время выполнения работ в этих зонах не должно превышать предельно допустимого для зоны с максимальной напряженностью.

Допустимая индукция МП внутри временных интервалов определяется в соответствии с кривой интерполяции, приведенной на рис. 5.2.

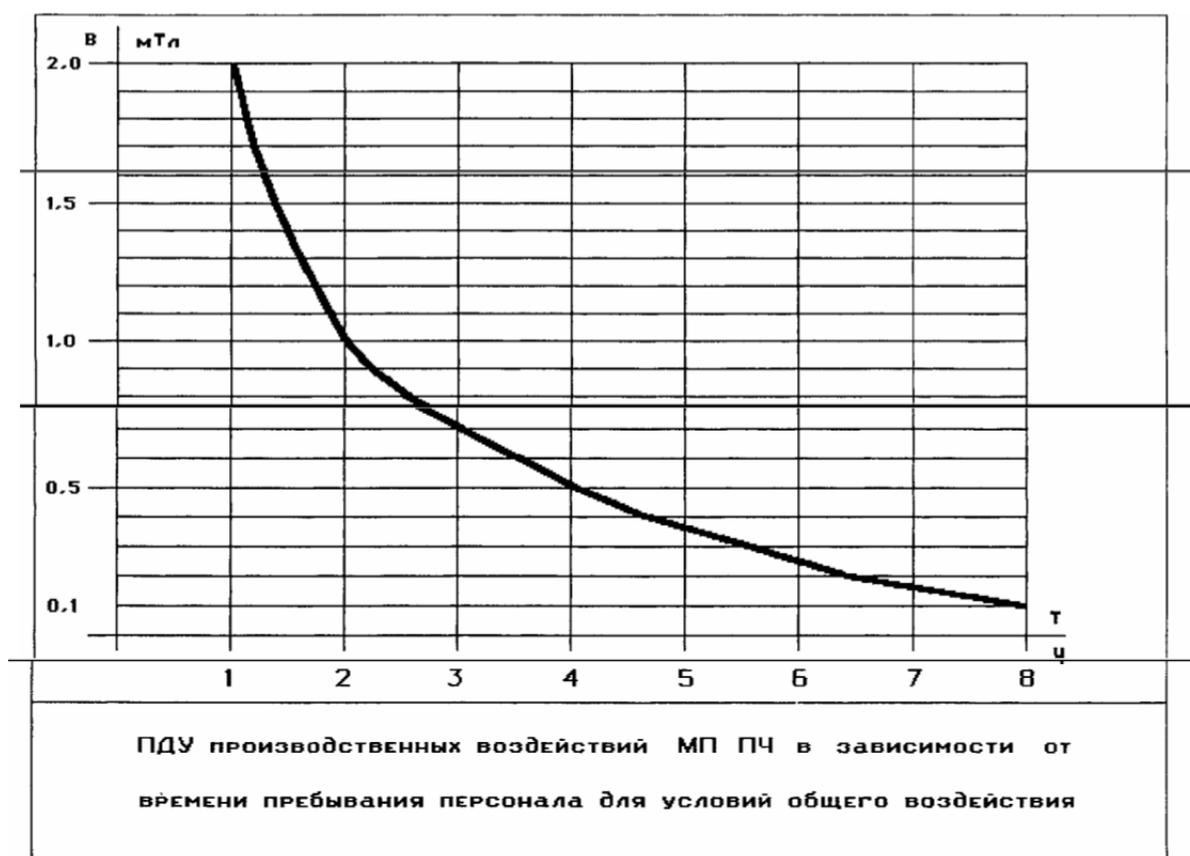


Рис. 5.2. Кривая интерполяции ПДУ магнитных полей частотой 50 Гц в зависимости от времени

Результаты обследования. В каждом секторе регистрировались максимальные для сектора значения напряженности магнитного поля. Во время проведения обследования нагрузка автотрансформатора со-

ставляла приблизительно 48 % от номинальной. Значения напряженности в секторах, зарегистрированные при обследовании, приведены на схеме расположения секторов (рис. 5.3).

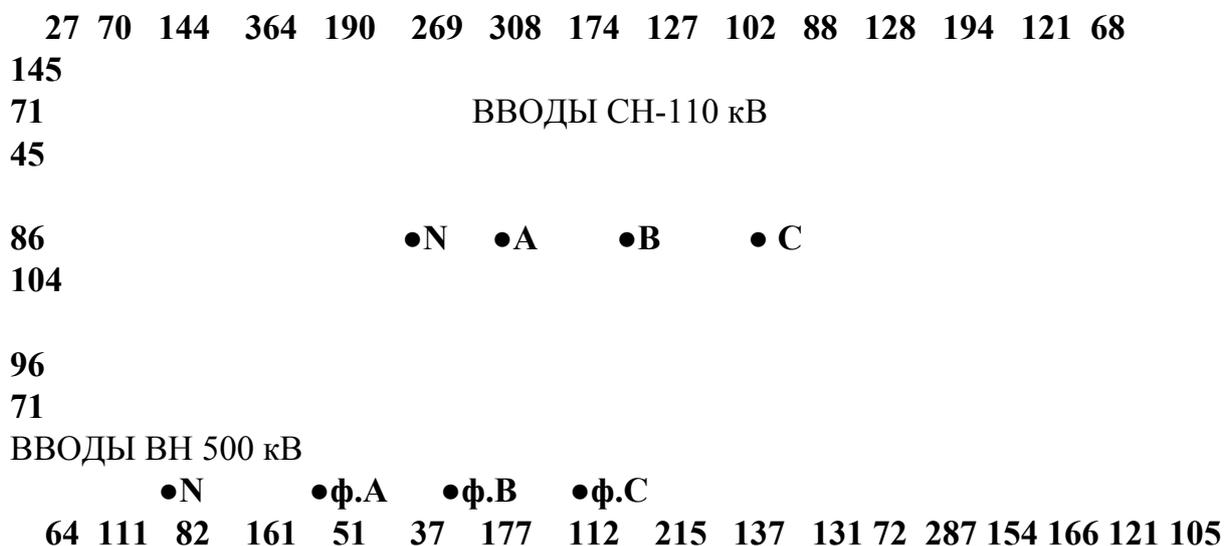


Рис. 5.3. Схема расположения секторов проведения измерений. Значения напряжённости магнитного поля в секторах (А/м)

Выводы: из полученных результатов видно, что вблизи бака автотрансформатора существуют зоны, в которых происходит сильное локальное увеличение МП даже в режиме малой нагрузки. В этих зонах персонал не может находиться без средств индивидуальной защиты от воздействия МП более восьми часов в сутки.

5.2. Акустическая диагностика высоковольтного оборудования

Акустические сигналы вблизи высоковольтного устройства – весьма важный носитель диагностической информации, так как их источниками служат процессы разнообразной физической природы в различных элементах оборудования. Акустическими сигналами сопровождаются частичные разряды в изоляции, виброудары незакрепленных деталей на трансформаторе, корона в воздухе на вводах, вибрации магнитопровода и обмоток, вращение деталей вентиляторов и маслонасосов. Идентификация дефектов проводится по амплитуде, показателям стабильности акустических сигналов, особенностям их частотного спектра, с помощью их привязки к фазе напряжения. Например, сигналы от разрядов имеют высокочастотный спектр, возникают дважды за период се-

тевого напряжения, нестабильны по амплитуде, коротки по длительности. Спектр акустического сигнала определялся с помощью программы, прилагаемой к специализированному цифровому осциллографу путем прямого цифрового преобразования Фурье.

Анализ отечественных и зарубежных приборов ультразвуковой дистанционной локализации в аспекте перспективности их применения для гибкой автоматизации мониторинга высоковольтного оборудования позволил выделить переносной прибор марки UltraTest (рис. 5.4).

К числу основных сфер применения этого прибора производителем (ООО «ДИМРУС») относится дистанционная регистрация акустических сигналов от частичных разрядов в изоляции высоковольтного оборудования, определение мест возникновения дефектов в высоковольтной изоляции [10]. Датчик прибора формирует сигнал, отражающий интенсивность акустических процессов. Средства вторичной обработки позволяют проанализировать акустический сигнал и настроить прибор на поиск сигнала с особенностями, характерными для того или иного источника. Например, для ЧР этими особенностями станут высокочастотный спектр, нестабильность по амплитуде, краткость по длительности и активизация дважды за период сетевого напряжения. Эти особенности выявляют благодаря использованию встроенной в прибор экспертной системы PD-Expert, предназначенной для распознавания образов дефектов изоляции, вызывающих частичные разряды. Перспективность прибора UltraTest как компонента мехатронных систем гибкой автоматизации мониторинга высоковольтного оборудования определяется также наличием функции трёхмерного позиционирования. Она заключается в том, что при каждом измерении акустической активности, т. е. несколько раз в секунду, определяют угол направления оси акустического датчика прибора в горизонтальной плоскости в системе магнитных координат Земли, а также угол наклона оси датчика относительно линии горизонта вверх или вниз.



Рис. 5.4. Портативный ультразвуковой прибор марки UltraTest

Значения углов ставят в соответствие значению акустической активности, зарегистрированной прибором в этот момент времени. Очевидно, что при размещении прибора на манипуляторе эту информацию можно использовать для управления перемещением с целью поиска зоны максимальной акустической активности. В случае локализации ЧР эта зона будет соответствовать месту максимального развития дефекта в изоляции высоковольтного аппарата. При реализации определённых траекторий перемещения появляется возможность в режиме реального времени строить двухмерную карту ЧР-активности высоковольтного аппарата. На этой карте по горизонтальной оси будет откладываться угол отклонения оси датчика от направления к магнитному полюсу, а по вертикальной – угол наклона оси датчика к линии горизонта. Интенсивность процессов на этой карте целесообразно дифференцировать цветом. Совмещение карты ЧР-активности с фотографией диагностируемого объекта позволит выявлять место и анализировать причину возникновения ЧР. Для этого цифровую фотографию объекта необходимо сделать с точки измерения акустических процессов, а саму карту акустической активности, точнее, ее информативные границы, связать с линейными размерами объекта. Мониторинг, осуществляемый таким образом, безусловно, будет соответствовать современным критериям, определяемым новым международным стандартом IEC 62 478 по измерению частичных разрядов акустическим методом.

Несмотря на кажущееся физическое различие всех этих типов дефектов, возникающих в оборудовании, они имеют общее свойство: все это – источники акустических сигналов, которые могут быть дистанционно зарегистрированы при помощи прибора UltraTest в диапазоне частот от 20 до 100 кГц. Область практического применения данного прибора акустической локации достаточно широка. Максимальное расстояние, с которого могут быть зарегистрированы акустические сигналы при помощи прибора UltraTest, зависит от степени развития каждого дефекта и от акустической активности процессов в нем. При благоприятном стечении обстоятельств расстояние от прибора до дефекта может достигать десятка метров. Принцип проведения измерения акустической активности в любом контролируемом оборудовании чрезвычайно прост: необходимо максимально точно направить микрофон прибора на зону предполагаемого дефекта. На

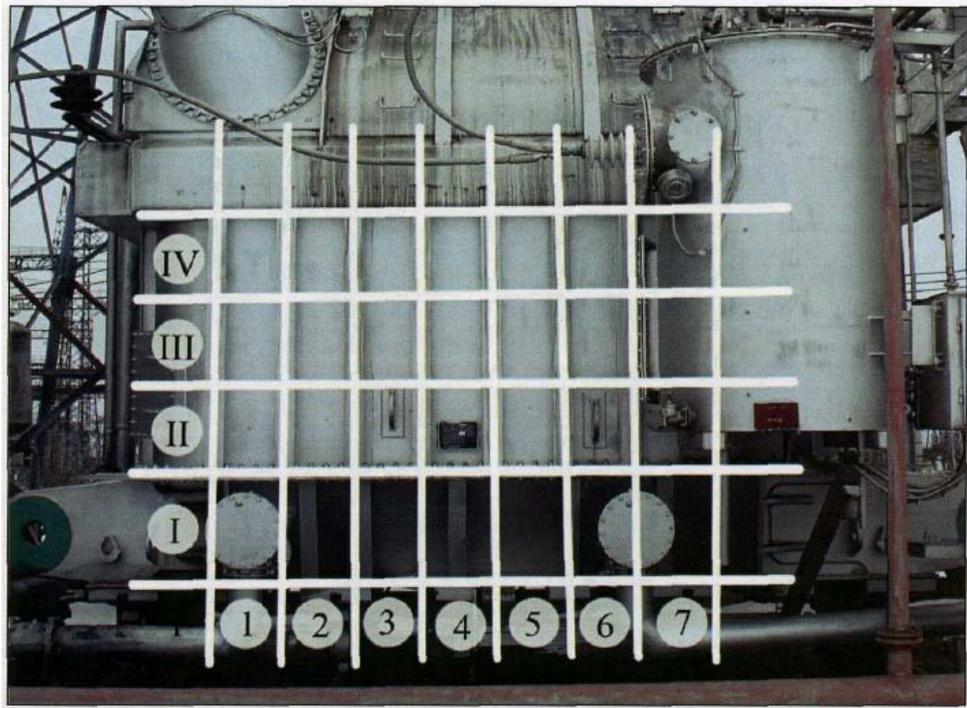
ярком цветном экране прибора будет отражаться интенсивность акустических процессов, измеренная в децибелах. Перемещая микрофон, можно легко выявить зону, в которой акустические процессы будут иметь максимальную интенсивность. Эта зона всегда будет соответствовать месту максимального развития дефекта в оборудовании. При необходимости уточняют особенности акустической активности в выявленной дефектной зоне. В первую очередь можно, используя встроенные фильтры, определить частотное распределение акустической активности. На экране прибора UltraTest просматривается форма регистрируемых акустических импульсов, а также есть возможность оценить частоту их следования, получить частотный спектр каждого зарегистрированного импульса. Знание этой полезной информации об акустических сигналах способствует получению более точных диагностических заключений. Всю зарегистрированную информацию, как первичную, так и обработанную, можно сохранить в памяти прибора для дальнейшего анализа акустических импульсов при помощи программного обеспечения для компьютера, поставляемого вместе с прибором.

Прибор UltraTest по сравнению с аналогичными измерительными приборами других фирм отечественного и зарубежного рынка измеряющими акустическую активность, имеет две очень интересные функции. В первую очередь это постоянный трехмерный контроль положения прибора UltraTest (оси датчика) в руках оператора. Он заключается в том, что в любой момент времени при проведении каждого единичного измерения акустической активности, т. е. минимум несколько раз в секунду измеряют направление оси акустического датчика прибора. Это, во-первых, направление оси датчика в горизонтальной плоскости в системе земных магнитных координат, и во-вторых, угол наклона оси датчика относительно линии горизонта вверх или вниз. Измеренные значения углов «приписываются» к каждому замеру акустической активности, зарегистрированному прибором в этот момент времени. Такие измерения дают возможность пользователю в режиме реального времени строить на экране прибора двухмерную карту акустической активности объекта. По горизонтали будет откладываться угол оси датчика относительно магнитного полюса, а по вертикали – наклон оси датчика к линии горизонта. Интен-

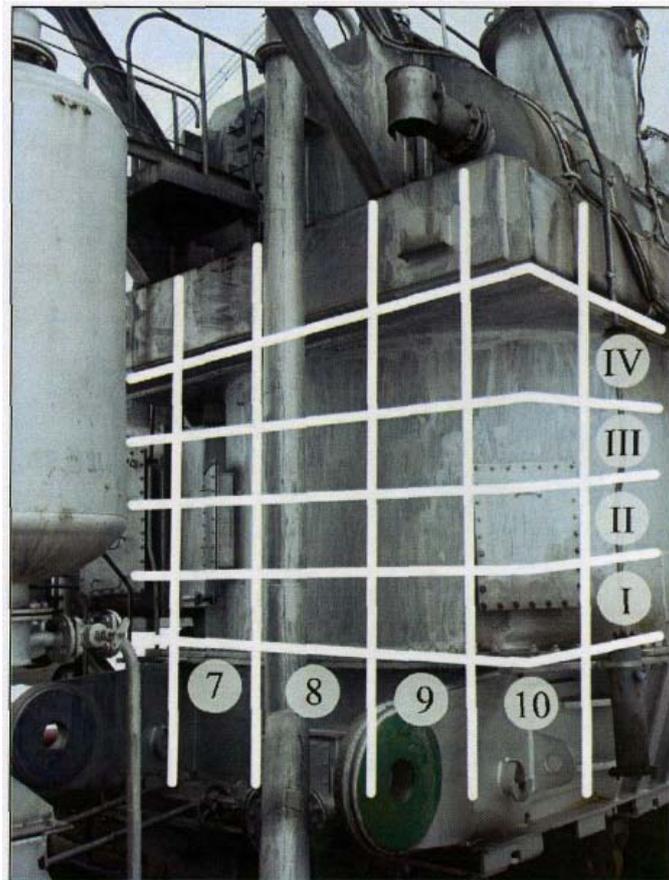
сивность процессов на этой карте отмечают цветом. Полученную таким образом карту акустической активности можно будет в дальнейшем совместить с фотографией контролируемого объекта, что позволит однозначно диагностировать и анализировать причину возникновения акустического дефекта. Для этого цифровую фотографию объекта необходимо сделать с точки измерения акустических процессов, а саму карту акустической активности, ее информативные границы связать с линейными размерами объекта. Вторая отличительная функция прибора UltraTest – возможность оперативно диагностировать тип дефекта, возникшего в изоляции высоковольтного оборудования. Это достигается благодаря использованию встроенной в прибор уникальной экспертной системы марки PD-Expert, предназначенной для распознавания образов дефектов в изоляции, вызывающих частичные разряды. Для реализации этой функции в состав поставки прибора дополнительно входит датчик фазы питающего напряжения марки PFR-1, передающий необходимую фазовую информацию в переносной прибор UltraTest по радиоканалу. Если теперь учесть «медленное время пролета акустических импульсов» от объекта контроля до прибора, то можно достаточно точно определить угловую фазу возникновения каждого зарегистрированного импульса частичного разряда в изоляции относительно фазы питающего напряжения. Знание амплитудно-частотных свойств каждого импульса частичного разряда, а также точного времени его возникновения относительно фазы синусоиды питающей сети дает возможность диагностику с высокой точностью определять тип дефекта, возникшего в изоляции работающего высоковольтного оборудования. Достоинством является то, что такую диагностику выполняют оперативно на месте проведения измерений.

В качестве примера приведем выдержки из отчёта об акустическом обследовании автотрансформатора АОДЦТН-417000/750/500-У1 подстанции «Владимирская-750» Волго-Окского предприятия магистральных электрических сетей, выполненного ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС». Исследования проводились с помощью локатора акустических импульсов Ultra Test (ООО «ДИМРУС», г. Пермь).

Перед акустическим обследованием размечают зоны, на которых проводят измерения (рис. 5.5).



a)



б)

Рис. 5.5. Разметка бака трансформатора на зоны:
 а – сторона ВН; б – торец под расширителем

Результаты акустического обследования автотрансформатора АОДЦТН-417000/750/500-У1

При акустическом обследовании обнаружены зоны с повышенным уровнем акустической активности. В табл. 5.1 приведены амплитуды наибольших обнаруженных акустических сигналов при выключенных маслососах № 1 – 3.

Таблица 5.1

Результаты измерений акустической активности

| Сектор-высота | Уровень сигнала, мВ (Па) в режиме нагрузки | Характер сигнала |
|----------------------|---|---|
| 8 (IV) | 3 (0,08) | Механический, $\Gamma_{\text{тах}} = 10$ кГц |
| 11 (IV) | 4 (0,1) | Механический, $\Gamma_{\text{тах}} = 29$ кГц |
| 12 (IV) | 4 (0,1) | Электрический, $\Gamma_{\text{тах}} = 30 - 103$ кГц |
| 13 (III) | 4 (0,1) | Электрический, $\Gamma_{\text{тах}} = 55 - 120$ кГц |
| 14 (III) | 4 (0,1) | Электрический, $\Gamma_{\text{тах}} = 60 - 114$ кГц |

На рис. 5.6 приведена осциллограмма сигналов датчика, установленного напротив нижней части ввода 500 кВ (сектор 13, уровень III). На рис. 5.7 отображен спектр сигналов в области между вертикальными линиями с рис. 5.6.

Спектр сигнала имеет максимальную амплитуду $A_{\text{ш}}$ на частоте 108 кГц. A_m на частоте 108 кГц на рис. 5.7 принимают за 0 дБ, остальные амплитуды переводят из милливольт в децибелы по формуле: $A_L = 20 \lg [A / A_m]$.

Спектр высокочастотный и повторяет частотную характеристику датчика. Источник сигнала – электрические разряды незначительной интенсивности. Амплитуда сигнала с датчика порядка 4 мВ в обычных трансформаторах (110 – 220 кВ) соответствует разрядам порядка 100 пКл. Такие разряды не опасны для изоляции. Бак данного трансформатора имеет более значительные размеры, чем баки трансформаторов меньшего класса напряжения, поэтому звук разрядных процессов может затухать значительно и можно ошибиться в оценке опасности разрядов. Осциллограмма звукового сигнала (рис. 5.6) не содержит выраженных импульсов с резкими вступлениями, что указывает на значительную реверберацию (отражения) по пути от источника к точке регистрации. Нельзя исключать, что сигналы приходят из глубины обмотки.



Рис. 5.6. Осциллограмма акустического сигнала с поверхности бака трансформатора в секторе 13-III: чувствительность – 10 мВ/дел, развертка – 4 мс/дел

На рис. 5.8 приведена осциллограмма сигналов датчика, установленного на корпусе маслососа № 3. На рис. 5.9 отражен фрагмент этого спектра сигналов. Спектр сигнала имеет максимальную амплитуду A_m на частоте 25 кГц. A_m на частоте 25 кГц на рис. 5.8 принимают за 0 дБ, остальные амплитуды переводят из милливольт в децибелы.

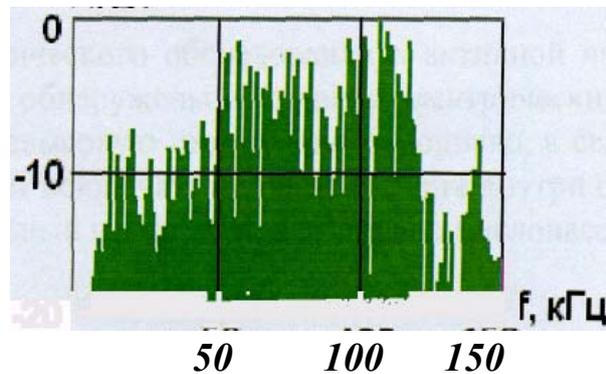


Рис. 5.7. Спектр акустического сигнала, зафиксированного в секторе 13-III

Спектр низкочастотный и не повторяет частотную характеристику датчика. Источник сигнала – изношенные шарики подшипников. Амплитуда сигнала с датчика порядка 2 В соответствует недопустимому износу. Такие подшипники требуют ремонта, так как металлическая пыль от шариков оседает на изоляции. Так же изношены подшипники маслососов № 1 и № 2. Насос № 4 был выключен и не проверялся.

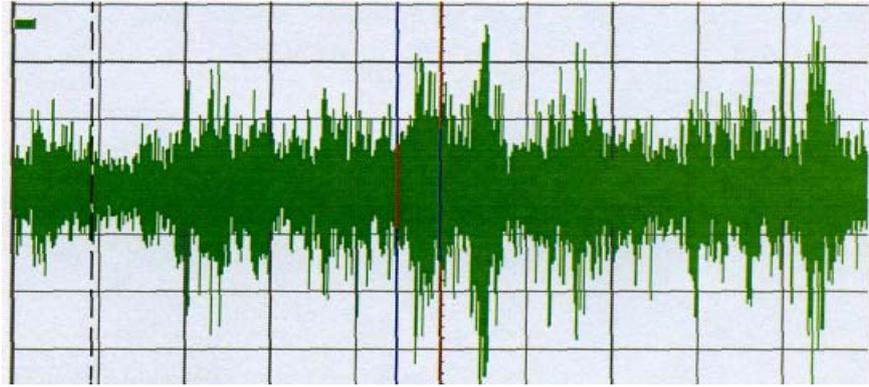


Рис. 5.8. Осциллограмма акустического сигнала на корпусе маслонасоса № 3, чувствительность – 500 мВ/дел, развертка – 4 мс/дел

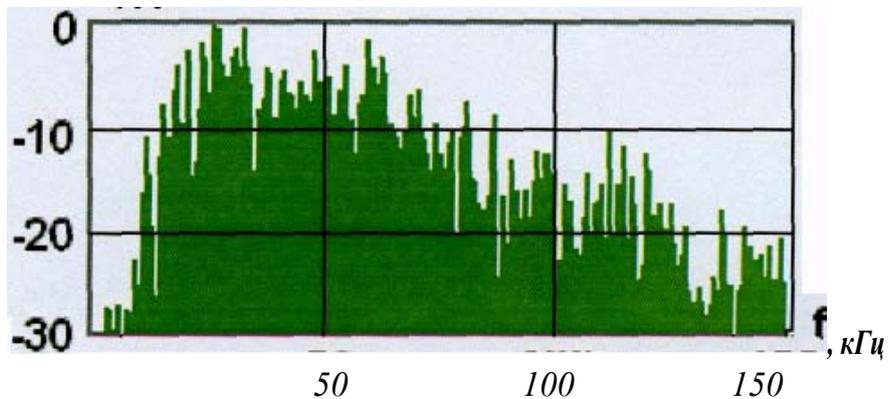


Рис. 5.9. Спектр акустического сигнала, зафиксированного на корпусе

Выводы: в результате акустического обследования в активной части автотрансформатора АТ-7 фазы В ПС «Владимирская-750» обнаружены источники электрических разрядов в районе ввода 500 кВ. Сигналы имеют невысокую интенсивность, однако в связи с большими размерами трансформатора не следует исключать наличия дефекта внутри обмотки. Кроме того, выявлен сильный износ подшипников маслонасосов № 1, № 2, № 3.

Глава 6. ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАСТВОРЁННЫХ ГАЗОВ (ХАРГ)

6.1. Физические основы метода

Метод основан на газоадсорбционном хроматографическом разделении смеси газов, выделенных из трансформаторного масла.

Адсорбция (лат. *ad* – на, при; *sorbeo* – поглощаю) – в широком смысле это процесс изменения концентрации у поверхности раздела двух фаз, а в более узком и употребительном – повышение концентрации одного вещества у поверхности раздела двух фаз, из которых одна обычно предстает твердым телом. Поглощаемое вещество, ещё находящееся в объёме фазы, называют *адсорбтив*, поглощённое – *адсорбат*. В более узком смысле под адсорбцией часто понимают поглощение примеси из газа или жидкости твёрдым веществом – *адсорбентом*. При этом, как и в общем случае адсорбции, происходит концентрирование примеси на границе раздела адсорбент-жидкость либо адсорбент-газ.

Хроматография (греч. *χρῶμα* – цвет) – динамический сорбционный метод разделения и анализа смесей веществ, а также изучения физико-химических свойств веществ. Основан на распределении веществ между двумя фазами – неподвижной (твёрдой фазой или жидкостью, связанной на инертном носителе) и подвижной (газовой или жидкой фазой, *элюентом*). Метод хроматографии впервые применил русский учёный-ботаник Михаил Семенович Цвет в 1900 г. Он использовал колонку, заполненную карбонатом кальция (рис. 6.1) для разделения пигментов растительного происхождения.

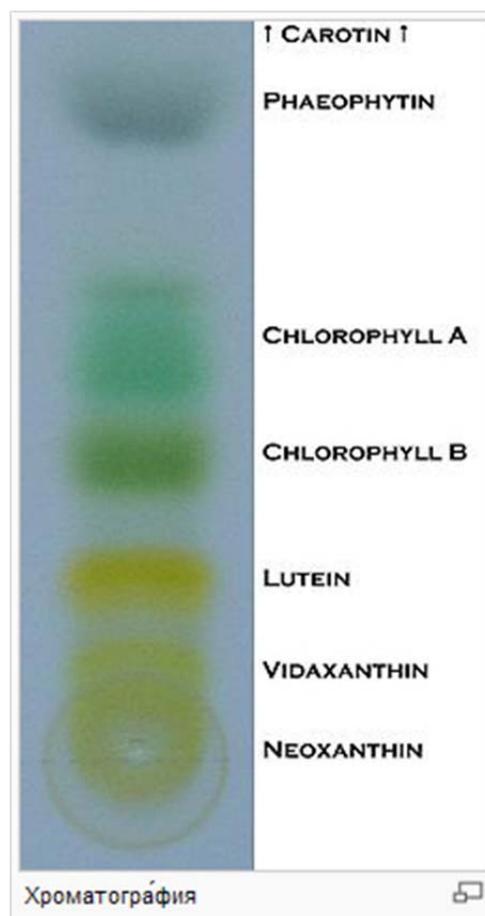


Рис. 6.1. Опыт Цвета. Распределение растительных пигментов в адсорбционной колонке

Определение газов, разделённых на хроматографической колонке, происходит с помощью различных комбинаций следующих устройств: пламенно-ионизационного детектора для определения метана, ацетилена, этилена, этана, а также для определения оксида и диоксида углерода в виде метана, детектора по теплопроводности для прямого определения водорода с использованием в качестве газа-носителя аргона, а также оксида и диоксида углерода с использованием в качестве газа-носителя гелия, термохимического детектора водорода и оксида углерода с использованием в качестве газа-носителя гелия. Газы-носители используют для извлечения газов, растворённых в масле.

В ходе газоанализа анализируемую газовую смесь перемещают по колонке с помощью газа-носителя (подвижная фаза). В качестве газа-носителя используют гелий или аргон. Разделение компонентов смеси происходит за счет их различной адсорбции на поверхности адсорбента, заполняющего хроматографическую колонку (неподвижная фаза). В результате этого из колонки компоненты выходят индивидуально разделенными один за другим в потоке газоносителя, попадают в детектор и регистрируются каким-либо прибором, которым может быть либо электронный самописец, либо интегратор, либо ПЭВМ, имеющая устройство сопряжения с хроматографом. Каждый проходящий через детектор компонент фиксируется регистратором в виде кривой хроматограммы.

6.2. Объекты диагностики

ХАРГ – интегральный метод, который обнаруживает медленно развивающиеся дефекты двух групп.

Группа 1. Перегревы токоведущих соединений и элементов конструкции остова. Основные газы: C_2H_4 – в случае нагрева масла и бумажно-масляной изоляции выше $600\text{ }^\circ\text{C}$ или C_2H_2 – в случае перегрева масла, вызванного дуговым разрядом. Характерные газы в обоих случаях – H_2 , CH_4 и C_2H_6 . Перегрев токоведущих соединений может определяться нагревом и выгоранием контактов переключающих устройств; ослаблением и нагревом места крепления электростатического экрана; обрывом электростатического экрана; ослаблением винтов компенсаторов отводов НН; ослаблением и нагревом контактных соединений отвода НН и шпильки проходного изолятора; лопнувшей

пайкой элементов обмотки; замыканием параллельных и элементарных проводников обмотки и др. Перегрев металлических элементов конструкции остова может определяться неудовлетворительной изоляцией листов электротехнической стали; нарушением изоляции стяжных шпилек или накладок, ярмовых балок с образованием короткозамкнутого контура; общим нагревом и недопустимыми местными нагревами от магнитных полей рассеяния в ярмовых балках, бандажах, прессующих кольцах и винтах; неправильным заземлением магнитопровода; нарушением изоляции амортизаторов и шипов поддона реактора, домкратов и прессующих колец при распрессовке и др.

Группа 2. Электрические разряды в масле. Электрические разряды в масле могут быть большой и малой мощности. При частичных разрядах основной газ – H_2 , характерные газы с малым содержанием – CH_4 и C_2H_2 . При искровых и дуговых разрядах основными газами служат H_2 или C_2H_2 , характерными газами с любым содержанием – CH_4 и C_2H_4 .

Превышение граничных концентраций CO и CO_2 может свидетельствовать об ускоренном старении и/или увлажнении твердой изоляции. При перегревах твердой изоляции основным газом служит диоксид углерода.

Таким образом, характерными газами, свидетельствующими о наличии определённого вида дефекта, предстают:

- для дефектов электрического характера – водород (частичные разряды, искровые и дуговые разряды), ацетилен (электрическая дуга, искрение);
- для дефектов термического характера – этилен (нагрев масла и бумажно-масляной изоляции выше $600\text{ }^\circ\text{C}$); метан (нагрев масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур $400 - 600\text{ }^\circ\text{C}$ или в сопровождении разрядов); этан (нагрев масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур $300 - 400\text{ }^\circ\text{C}$), оксид и диоксид углерода (старение и увлажнение масла и/или твердой изоляции); диоксид углерода (нагрев твердой изоляции).

Вид и характер развивающихся в трансформаторе повреждений определяют по отношению концентраций следующих газов: H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 и C_2H_6 . В табл. 7.1 представлены отношения концентраций газов и соответствующие им дефекты.

Таблица 6.1

Концентрации газов и соответствующие им дефекты

| № п/п | Характер прогнозируемого дефекта | Концентрация характерных газов, % | | | Типичный пример |
|-------|--|-----------------------------------|--------------------|-------------------------|--|
| | | $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$ | $\frac{CH_4}{H_2}$ | $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ | |
| 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 неполной 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 пробой 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 между катушками на землю |
| 6. | Термический дефект низкой температуры (< 150 °С) | < 0,1 | 0,1 – 1 | 1 – 3 | Перегрев изолированного проводника |
| 7. | Термический дефект в диапазоне низких температур (150 – 300 °С) | < 0,1 | ≥ 1 | < 1 | Местный перегрев сердечника из-за концентрации потока. Возрастание температуры "горячей точки" |
| 8. | Термический дефект в диапазоне средних температур (300 – 700 °С) | < 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 °С) | < 0,1 | ≥ 1 | ≥ 3 | Горячая точка в сердечнике; перегрев меди из-за вихревых токов, плохих контактов; циркулирующие токи в сердечнике или баке |

Глава 7. ТЕПЛОВИЗИОННОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

7.1. Физические основы метода. Диагностическая аппаратура

Тепловизионное обследование основано на регистрации инфракрасного излучения от нагретых элементов электрооборудования.

Инфракрасное излучение – электромагнитное излучение, занимающее спектральную область между красным концом видимого света (с длиной волны $\lambda = 0,74$ мкм) и микроволновым излучением ($\lambda \sim 1 - 2$ мм). Тепловизионное обследование электротехнического оборудования проводят с помощью инфракрасных приборов – тепловизоров, пирометров, линейных сканеров. С их помощью можно наблюдать распределение температуры по поверхности, измерять ее значения в каждой точке объекта, выявлять перегрев механических и электрических компонентов, обнаруживать излишние потери тепла.

Тепловизоры представляют собой систему формирования и обработки термоизображений в реальном масштабе времени (рис. 7. 1 – 7.3). Они предназначены для измерения температур и анализа меняющихся и статических картин теплового состояния объектов. С помощью вертикальной и горизонтальной разверток система преобразует инфракрасное излучение объекта в электронный видеосигнал, подобный телевизионному.



Рис. 7.1. Структурная схема тепловизора



ThermaCAM PM695

Технические характеристики:

Детектор - матричный неохлаждаемый
микроболометр 3-го поколения 320 x 240 элементов

Спектральный диапазон - 7,5-13 мкм

Температурная чувствительность - 0,1°C

Диапазон измеряемых температур:
от -40°C до 500°C,



Рис. 7.2. Технические характеристики тепловизора



Рис. 7.3. Тепловизор Testo 875-1

Широко применяемые в электроэнергетике тепловизоры ThermaCAM PM 695 и Testo 875-1 – простые и надежные ударопрочные инструменты для ежедневного контроля, полностью радиометрические, со встроенной функцией IR Fusion (обеспечивает слияние видимого и ИК изображений). Неохлаждаемая микроболометрическая матрица 160 × 120 элементов, диапазон измерений – 20 ... + 250 °С, точность 5 % ИВ (но не менее ± 5 °С), встроенная фотокамера (640 × 480), степень защиты IP54, автоматический и ручной режимы работы. Тепловизоры предназначены для измерения температур и анализа меняющихся и статических картин теплового состояния объектов. С помощью вертикальной и горизонтальной разверток система преобразует инфракрасное излучение объекта в электронный видеосигнал, подобный телевизионному. Приборы имеют автономное компактное питание, защищены от ударов, вибраций, пыли, влаги, маг-

нитных полей. С помощью встроенного компьютера можно провести анализ термоизображений непосредственно на месте обследования, записать их на съемный носитель. При помощи имеющихся программ термоизображения можно весьма подробно анализировать на стандартном компьютере. Сменная оптика и дополнительные принадлежности позволяют перекрывать диапазон применений от термосканирования малых объектов на большом удалении до обследования больших участков с близкого расстояния. Основной блок тепловизора – матричное фотоприемное устройство, которое может быть охлаждаемым и неохлаждаемым. Наиболее прогрессивны для термографии неохлаждаемые матрицы: именно их разработка позволила достичь компактности тепловизоров и бесшумной работы при термографии. На рис. 7.4 показаны примеры устройства приемных элементов тепловизора.

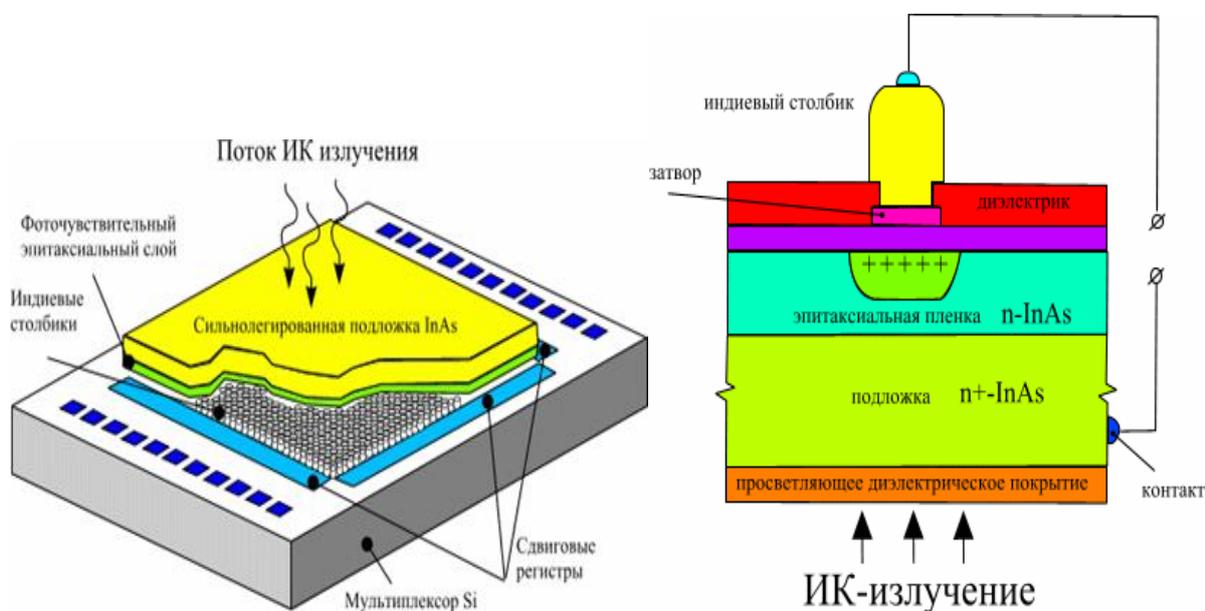


Рис. 7.4. Приемные устройства тепловизора

Наряду с тепловизорами для диагностики электрооборудования широко применяют пирометры и линейные сканеры. Пирометры – это инфракрасные приборы для дистанционного измерения температуры в точке. Существует два типа пирометров: ручные – для разовых обследований и стационарные – для контроля технологических процессов. Многообразие моделей (около 500) позволяет без труда выбрать необходимую модификацию для конкретных применений. Линейные сканеры – это стационарно устанавливаемые сканеры, предназначенные для получения непрерывного теплового изображения движущихся объ-

ектов, например вращающихся печей. Полное тепловое изображение получают непрерывным сканированием с помощью узкого луча в плоскости, перпендикулярной направлению движения или вращения объекта.

Опыт проведения ИК-диагностики силовых трансформаторов показал, что с ее помощью можно выявить следующие неисправности:

- возникновение магнитных полей рассеяния в трансформаторе за счет нарушения изоляции отдельных элементов магнитопровода (консолей, шпилек и т. п.);

- нарушение в работе охлаждающих систем (маслонасосов, фильтров, вентиляторов и т. п.) с оценкой их эффективности;

- изменение внутренней циркуляции масла в баке трансформатора (образование застойных зон) в результате шламообразования, конструктивных просчетов, разбухания или смещения изоляции обмоток (особенно у трансформаторов с большим сроком службы);

- нагревы внутренних контактных соединений обмоток НН с выводами трансформатора;

- витковое замыкание в обмотках встроенных трансформаторов тока;

- ухудшение контактной системы некоторых исполнений РПН и т. п.

7.2. Объекты и условия проведения диагностики

Тепловизионное обследование – один из наиболее эффективных способов диагностики высоковольтного электрооборудования (рис. 7.5 и 7.6).



Рис. 7.5. Определение тепловизионной диагностики



Достоинства и преимущества метода

- Достоверность, объективность и точность получаемых сведений
- Безопасность персонала при проведении обследования оборудования
 - Не требуется отключение оборудования
 - Не требуется подготовки рабочего места
- Большой объём выполняемых работ за единицу времени
- Возможность определения дефектов на ранней стадии развития
- Малые трудозатраты на производство измерений

Рис. 7.6. Положительные стороны тепловизионной диагностики как метода исследования

При его проведении существенное значение имеет выявление и устранение систематических и случайных погрешностей, влияющих на результаты измерения [11].

Систематические погрешности заключены в конструкции измерительного прибора, а также зависят от его выбора в соответствии с требованиями к совершенству измерения (разрешающей способности, поля зрения и т. п.).

Случайными погрешностями, возникающими при проведении ИК-контроля, могут стать воздействие солнечной радиации, выбор излучательной способности и др.

Ниже рассмотрены виды погрешностей, возникающие при ИК-контроле электрооборудования, и способы их устранения.

- Влияние излучательной способности.

Излучательная способность (или коэффициент излучения) связана со способностью поверхности материала испускать лучистую энергию. Все материалы имеют коэффициент излучения от 0 до 1. Коэффициент излучения материала в общем виде зависит от длины волны, угла наблюдения поверхности контролируемого объекта и температуры. Для металлов коэффициенты излучения постоянны в

интервале углов наблюдения $0 - 40^\circ$, для диэлектриков – в интервале углов $0 - 60^\circ$. За пределами этих значений коэффициент излучения быстро уменьшается до нуля при направлении наблюдения по касательной. Так, при длине волны излучения 10 мкм при наблюдении по нормали вода близка к абсолютно черному телу, а при наблюдении по касательной становится зеркалом: $E = 0$.

- Солнечное излучение.

Солнечная радиация нагревает контролируемый объект, а также при наличии участков (узлов) с хорошей отражательной способностью создает впечатление о наличии высоких температур в местах измерения. Эти явления особенно проявляются при использовании ИК-приборов со спектральным диапазоном 2 – 5 мкм. Для исключения влияния солнечной радиации рекомендуется осуществлять ИК-контроль в ночное время суток (предпочтительно после полуночи) или в облачную погоду. При острой необходимости измерение в электроустановках при солнечной погоде рекомендуется производить для каждого объекта поочередно из нескольких диаметрально противоположных точек.

- Ветер.

Если ИК-контроль проводят на открытом воздухе, необходимо принимать во внимание возможность охлаждения ветром контролируемого объекта (контактного соединения). Так, превышение температуры, измеренное при скорости ветра 5 м/с, будет примерно в два раза ниже, нежели измеренное при скорости ветра 1 м/с.

- Нагрузка.

Температура токоведущего узла (контактного соединения) зависит от нагрузки и прямо пропорциональна квадрату тока, проходящего через контролируемый участок. Поэтому измерения целесообразно производить при максимумах нагрузки.

- Тепловая инерция.

При переменной токовой нагрузке приходится считаться с тепловой инерцией контролируемого объекта. Так, тепловая постоянная времени для контактных узлов аппаратов составляет порядка 20 – 30 мин, поэтому при определении тока нагрузки по амперметру контролируемого присоединения не следует учитывать кратковременные «броски» тока, связанные с коммутационными процессами или режимом работы потребителя.

- Дождь и снег.

Дождь, туман, мокрый снег в значительной степени охлаждают поверхность объекта, измеряемого с помощью ИК-прибора, и в определенной мере рассеивают инфракрасное излучение каплями воды. ИК-контроль допускается проводить при небольшом снегопаде с сухим снегом или легком морозящем дождике.

- Магнитные поля.

При работе с ИК-приборами вблизи шин генераторного напряжения, реакторов и вообще в электроустановках с большими рабочими токами приходится сталкиваться с проблемой защиты ИК-прибора от влияния магнитного поля. Последнее вызывает искажение картины теплового поля объекта на кинескопе тепловизора или нарушает работу радиационного пирометра.

- Тепловое отражение.

В ряде случаев, особенно при ИК-контроле токоведущих частей, расположенных в небольших замкнутых объемах (например, в КРУ или КРУН*), приходится сталкиваться с возможностью получения ошибочных результатов из-за теплового отражения от нагревательных элементов, ламп освещения, соседних фаз и др. Последнее проявляется при контроле токоведущей части с малым коэффициентом излучения, обладающей хорошей отражательной способностью. В результате термографическая съемка может показать горячую точку (пятно), хотя в действительности это просто тепловое отражение. Поэтому рекомендуется в подобных случаях производить ИК-обследование объекта под различными углами зрения и изменением местоположения оператора с ИК-прибором. При необходимости на время измерения отключается освещение объекта и т. п.

- Нагрев индукционными токами.

В токоведущих частях электроустановок, обтекаемых значительными токами (например, шины генераторного напряжения), зачастую наблюдаются нагревы, обусловленные индукционными токами, циркулирующими в магнитных материалах. В качестве последних в токоведущих шинах могут быть пластины шинодержателей, крепежные болты, близко расположенные металлоконструкции и т. п. Нагревы от индукционных токов, если они расположены вблизи контактных соединений, могут создавать ложное впечатление о перегреве последних.

*КРУ – комплексное распределительное устройство; КРУН – комплексное распределительное устройство наружной установки.

- Влияние дальности ИК-контроля.

Существенное значение при ИК-контроле имеет расстояние до контролируемого объекта ввиду рассеяния и поглощения ИК-излучения в атмосфере за счет тумана, снега и других факторов. Особенно это влияние сказывается при использовании тепловизоров, работающих в спектральном диапазоне 2 – 5 мкм. При использовании пирометров необходимо, чтобы площадь наблюдения по возможности соответствовала площади контролируемого объекта. В противном случае на результаты измерения будет оказывать влияние температура окружающей среды.

В табл. 7.2 приведены области тепловизионного обследования силовых трансформаторов.

Таблица 7.2

Области тепловизионного обследования силовых трансформаторов

| Операция при ИК-контроле | Применяемый прибор | Объем получаемой информации |
|---|--|---|
| Измерение аномальных перегревов на поверхности бака трансформатора | Тепловизор | Определение зоны и места возможного дефекта в магнитопроводе трансформатора |
| Определение работоспособности: - термосифонного фильтра; - маслонасосов и вентиляторов системы охлаждения | Пирометр | Определение температуры на поверхности контролируемых узлов трансформатора |
| Определение нагрева контактора РПН | Тепловизор | Определение места нагрева с измерением температуры на поверхности контактора |
| Определение проходимости труб радиаторов системы охлаждения | Тепловизор | По значению и характеру изменения температуры определяется внутреннее состояние труб радиаторов |
| Измерение температуры внешних контактных соединений | См. раздел 4 настоящих Методических указаний | |

На рис. 7.7 – 7.10 представлены результаты тепловизионного обследования различных видов высоковольтного оборудования.

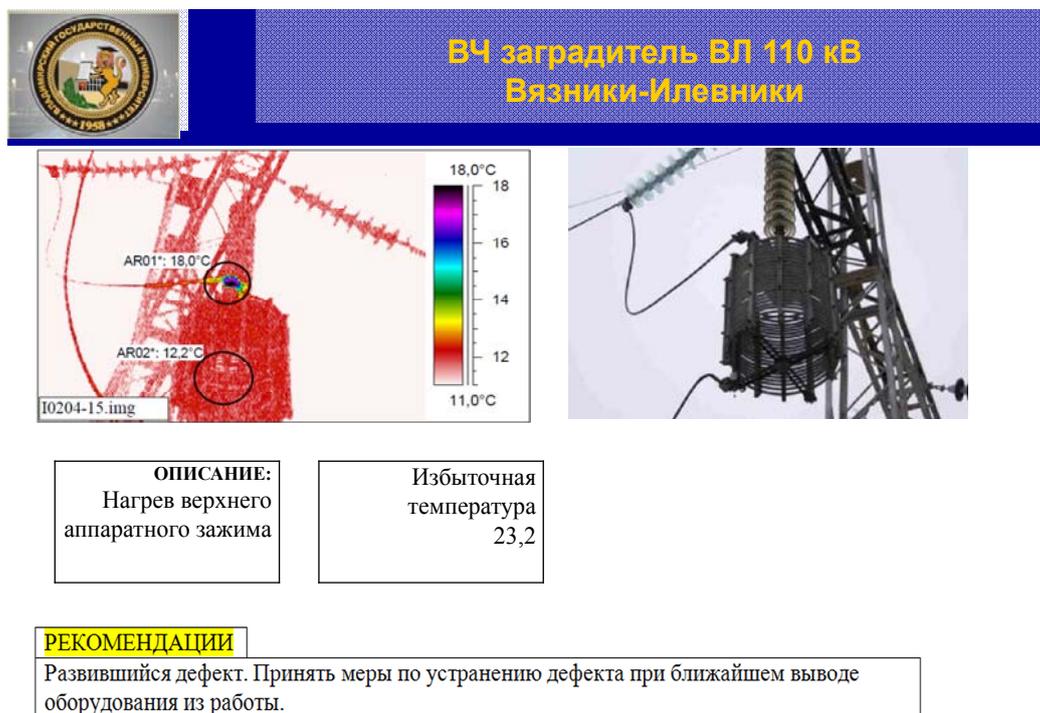


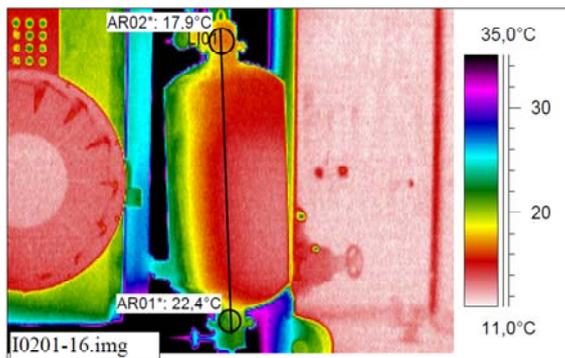
Рис. 7.7. Тепловизионная диагностика высокочастотного заградителя



Рис. 7.8. Тепловизионная диагностика статических конденсаторов



АТ-1 500 кВ, фильтр 1-го охладителя



ОПИСАНИЕ:

- Затруднен проток масла сквозь фильтр. Возможная причина - засор.

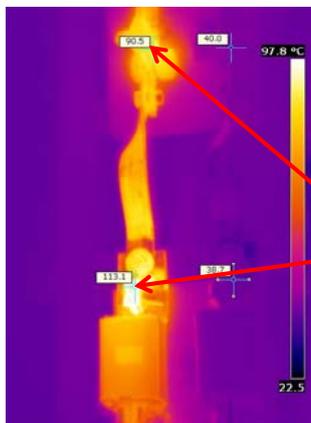
РЕКОМЕНДАЦИИ

Развившийся дефект. Принять меры по устранению дефекта при ближайшем выводе оборудования из работы. Запланировать ревизию фильтра.

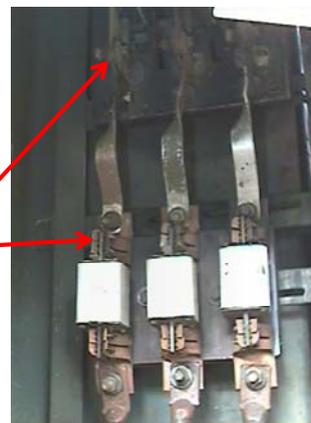
Рис. 7.9. Тепловизионная диагностика фильтра охладителя



Предохранитель и рубильник 0,4 кВ



ОПИСАНИЕ:
- повышенный нагрев нижнего контакта рубильника.
- повышенный нагрев верхней контактной части предохранителя.



РЕКОМЕНДАЦИИ

Дефект аварийный. Требуется немедленное устранение дефекта.

Рис. 7.10. Тепловизионная диагностика рубильника и предохранителей

Глава 8. МОНИТОРИНГ – ПЕРСПЕКТИВНЫЙ МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

8.1. Понятие мониторинга высоковольтного оборудования. Факторы, обуславливающие его необходимость

Обеспечение непрерывного автоматизированного анализа технического состояния систем передачи и распределения электроэнергии служит важнейшим звеном в процессе создания электрических сетей нового поколения – интеллектуальных (smart grids). Решение этой научной и технической проблемы позволит обнаруживать дефекты высоковольтного оборудования на ранней стадии их развития и тем самым предотвращать аварийные ситуации, способные привести к серьезным негативным последствиям.

В зависимости от особенностей взаимодействия средств анализа текущего состояния высоковольтного оборудования различают *тестовое и функциональное диагностирование* [12]. В первом случае на объект подаются тестовые воздействия, а сам он находится, как правило, в нерабочем состоянии. Во втором случае, т. е. при функциональном диагностировании, объект находится в эксплуатации под рабочим напряжением, а поиск дефектов осуществляется на основе измерений и анализа так называемых диагностических параметров. Достоверность функциональной диагностики в большой степени определяется диагностическими параметрами. В большинстве случаев вероятность надежной и объективной оценки технического состояния повышается по мере уменьшения временных интервалов между измерениями, т. е. целесообразно многократное диагностирование с определенной периодичностью. Очевидно, что периодичность должна определяться скоростью возможного образования и развития дефекта.

Для наиболее ответственных видов высоковольтного оборудования и особенно для интеллектуальных электрических сетей целесообразно *непрерывное функциональное диагностирование – диагностический мониторинг*. Положением ОАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», утверждённым 23.10.2013 г., определено, что этот вид мониторинга «является приоритетной формой диагностирования высоковольтного оборудования».

Мониторинг высоковольтного оборудования предполагает определение широкого спектра параметров различной физической природы (параметров вибраций и акустических волн, значений электрических токов, напряжений и сопротивлений, параметров электромагнитных полей, температуры, количества растворённых газов и влажности изоляции и т. п.), т. е. *многопараметровую интродиагностику* высоковольтного оборудования. Термин «*интродиагностика*» для высоковольтного оборудования означает неразрушающий (т. е. без вскрытия баков и слива диэлектрических жидкостей) контроль комплекса параметров, характеризующих состояние высоковольтных аппаратов, для предотвращения повреждений и ненормальных режимов их функционирования.

В настоящее время в электроэнергетике широко применяются стационарные системы мониторинга. Источниками диагностической информации для них служат датчики, неподвижно установленные на работающем высоковольтном оборудовании. Комплект датчиков, используемых для конкретного высоковольтного аппарата, формируется на этапе проектирования системы мониторинга и практически никогда в процессе дальнейшей эксплуатации не изменяется. Стационарные системы мониторинга либо поставляются вместе с новым оборудованием, либо монтируются на оборудовании, находящемся в эксплуатации, в процессе его модернизации. Очевидные недостатки стационарных систем мониторинга – это жесткая заданность количества, состава и мест расположения датчиков на всех эксплуатационных этапах жизненного цикла диагностируемого оборудования; отсутствие возможностей расширения числа контролируемых параметров и проведения их контроля не одним, а несколькими способами; многократное дублирование однотипных систем мониторинга на электроэнергетическом объекте; сложность переналадки систем на диагностику новых видов оборудования. В целом всё перечисленное можно охарактеризовать как *отсутствие гибкости*. Придание мобильности системам мониторинга позволяет устранить многие из перечисленных недостатков. Причём в одних случаях под мобильностью подразумевается возможность перемещения датчиков по поверхности диагностируемого аппарата или вблизи неё, а в других – возможность передвижения всего диагностического комплекса. В последнем случае возможен *дистанционный мониторинг* сразу нескольких высоковольтных аппаратов.

Насыщенность энергетических объектов высоковольтным оборудованием различного типа, сложная топология и большие площади его пространственного размещения, а также крупные габариты современных высоковольтных аппаратов требуют правильной организации движения элементов мобильных систем мониторинга, в частности перемещения датчиков относительно объекта контроля. Следовательно, автоматизация мониторинга крупногабаритных высоковольтных аппаратов, к числу которых можно отнести большую часть оборудования электрических подстанций, невозможна без совершенных *манипуляционно-исполнительных компонент* в составе технических средств мониторинга.

Анализ научно-технической эволюции диагностического оборудования, предназначенного для оперирования с крупногабаритными техническими объектами со сложной топологией размещения на больших территориях [13], приводит к выводу об эффективности мехатронного подхода к решению проблемы автоматизации мониторинга силового высоковольтного оборудования подстанций. Применительно к решению этой проблемы мехатронный подход заключается в синергетической интеграции компонент, осуществляющих интродиагностику, с компонентами, обеспечивающими перемещение элементов диагностического оборудования. Интеграция должна распространяться на структуру, технологии, энергетические и информационные процессы названных компонент на всех этапах их жизненного цикла. Реализация такого подхода позволяет создать **мехатронные комплексы дистанционного мониторинга (МКДМ)** крупногабаритных высоковольтных аппаратов, в наиболее полной мере соответствующие тенденциям обновления электроэнергетики. Развитие этого направления автоматизации в ближайшие десятилетия будет во многом определять темпы технического перевооружения средствами диагностики новых и модернизируемых объектов электроэнергетики. Его значение ещё более возрастёт в связи с внедрением реконфигурируемых интеллектуальных электрических сетей. В перспективе мехатронные средства мониторинга должны обеспечить без вмешательства человека достоверную и оперативную интродиагностику широкой номенклатуры высоковольтного оборудования в различных режимах его работы, условиях внешней среды и электромагнитной обстановки, а также при изменении характера и основных параметров

выявляемых дефектов. В относительном противоречии этих требований в большой степени и заключаются трудности создания эффективно функционирующих МКДМ высоковольтного оборудования. Эти системы должны обладать следующими свойствами:

- конструктивной, энергетической и информационной целостностью;
- способностью быстро перенастраиваться на мониторинг типов высоковольтного оборудования в новых производственных условиях;
- высоким техническим уровнем и оснащённостью измерительных компонент;
- эффективностью алгоритмов управления, обеспечивающих инвариантность к возмущениям различной природы;
- возможностью выполнения движений по криволинейным траекториям и реализацией сложных законов перемещения во времени;
- аппаратные и программные компоненты должны обеспечить встраиваемость систем мониторинга в системы более высокого уровня, например, **в автоматизированные системы диспетчерского управления и мониторинга (АСДУМ) электрической сети.**

Названные свойства в совокупности определяют гибкость мехатронных средств дистанционного мониторинга, которая представляет собой важнейшую особенность технологического оборудования современных реконфигурируемых электрических сетей.

Причинами большинства отказов высоковольтного оборудования становятся либо аварийные и ненормальные режимы, либо повреждения, связанные с постепенным развитием дефектов. Например, при ближнем коротком замыкании в результате динамического смещения обмоток силового трансформатора возможно межвитковое короткое замыкание и выход трансформатора из строя. Это мгновенный отказ, который диагностическими методами не предсказать. По статистике таких случаев около 30 %. Остальные отказы оборудования возникают в результате сравнительно медленных процессов. Эти аварии можно диагностически выявить и предотвратить при наличии непрерывного мониторинга оборудования. На рис. 8.1 представлены статистические данные вероятности отказа трансформаторов на различных этапах жизненного цикла.

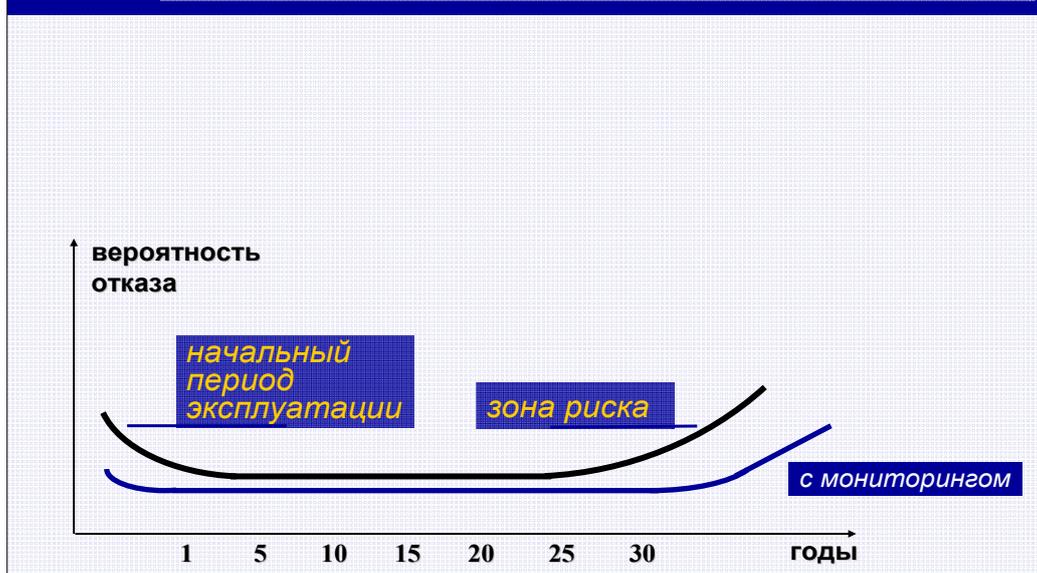


Рис. 8.1. Диаграмма вероятности отказа трансформаторов

Для высоковольтного оборудования существуют около 25 методов диагностики. Большинство методов было разработано 30 – 40 лет назад для диагностики выпускавшегося в те годы оборудования. В нашей стране это оборудование продолжает работать и в настоящее время, поэтому традиционные методы диагностики востребованы и сейчас. Однако для обеспечения безаварийной работы оборудования, выработавшего заводской ресурс, необходимо постоянное наблюдение за его состоянием. Это одна из причин актуальности решения проблемы мониторинга высоковольтного оборудования на основе новых диагностических методов. Другая важная причина – это возросшие в последние годы требования к надёжности систем электроснабжения, обеспечить которые в перспективе смогут только гибкие интеллектуальные системы электроснабжения, неотъемлемый элемент которых – средства мониторинга.

Например, согласно инструкции по эксплуатации трансформаторов РД 34.46.501 рекомендуемая периодичность отбора проб трансформаторного масла для трансформаторов до 220 кВ и мощности до 180 МВА составляет не реже одного раза в год, для трансформаторов 110 кВ и мощности выше 180 МВА – не реже одного раза в год и для трансформаторов 330 кВ и выше – не реже 1 раза в полгода. Данная и подобные методики не обеспечивают необходимого уровня контроля за состоянием изоляции, так как длительность процесса её

разрушения может составлять от нескольких часов до месяцев, в зависимости от условий эксплуатации. Внедрение систем мониторинга позволит увеличить срок эксплуатации высоковольтного электрооборудования, создать для этого оптимальные условия и уменьшить стоимость ремонтных работ, что позволит сэкономить существенные денежные ресурсы. По оценкам специалистов, к 2020 г. около 67 % эксплуатируемого в России высоковольтного оборудования должно быть снабжено системами мониторинга (рис. 8.2).

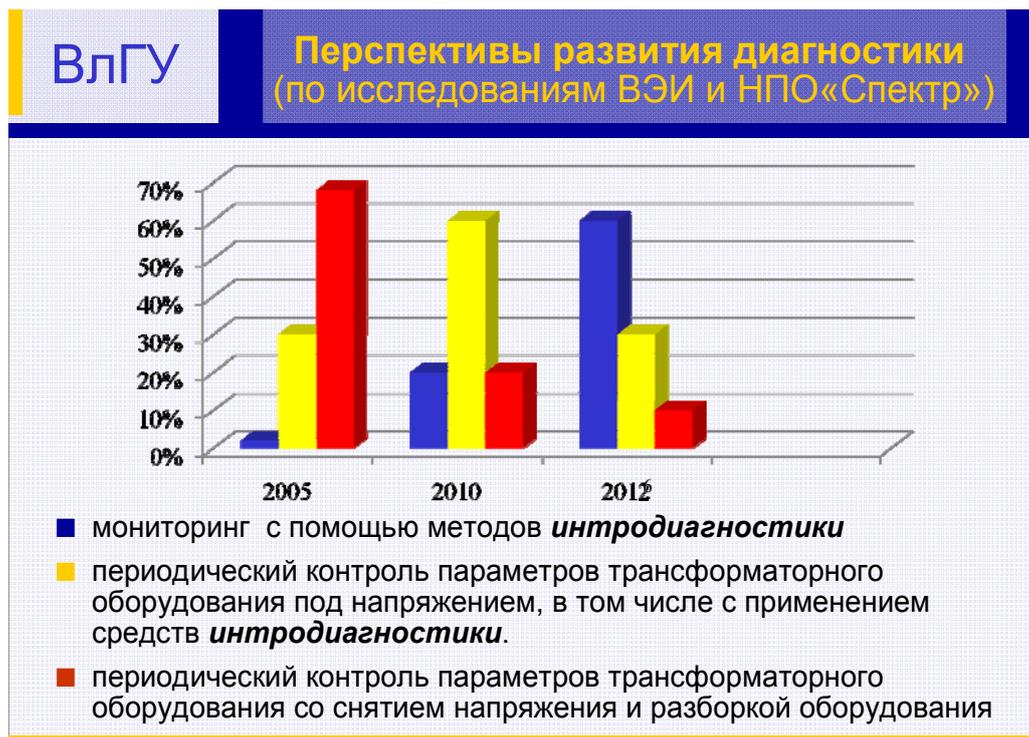


Рис. 8.2. Перспективность развития методов диагностики

С учётом этого в «Положении о технической политике ФСК ЕЭС на период 2006 – 2016 гг.» (раздел «Диагностика и мониторинг оборудования») намечено проведение следующих мероприятий по совершенствованию систем диагностики высоковольтного оборудования:

- внедрения прогрессивных методов и средств диагностики и мониторинга основного оборудования;
- внедрения единых (интегрированных в АСУ ТП) информационно-диагностических систем для получения оперативного доступа к информации о состоянии оборудования;
- диагностики состояния оборудования и мониторинга преимущественно без отключения напряжения;

- поставки новых высоковольтных коммутационных устройств, уже оснащённых элементами мониторинга и диагностики под рабочим напряжением;
- оснащения находящихся в эксплуатации воздушных выключателей 330 кВ и выше системами мониторинга и диагностики под рабочим напряжением в рамках целевой программы;
- внедрения средств мониторинга основных и резервных источников питания собственных нужд подстанций;
- внедрения средств диагностики аккумуляторных батарей.

Согласно ГОСТ Р 53564-2009 **система мониторинга** (состояния оборудования) – совокупность процедур и процессов, реализованных с использованием диагностической сети, позволяющая по результатам измерений заданных параметров в заданных точках и наблюдений за работой оборудования получить информацию о текущем техническом состоянии оборудования, опасностях и рисках, связанных с его применением, требуемых действиях обслуживающего персонала и другие сведения, необходимые для реализации установленных предупреждающих мер.

Таким образом, основные функции систем мониторинга следующие:

- непрерывное измерение, сбор, обработка, анализ, хранение и отображение основных параметров состояния трансформаторного оборудования в нормальных, предаварийных и аварийных режимах;
- сравнение текущих значений регистрируемых параметров с введенными в память системы настройками и отображение превышения граничных значений (уставок) контролируемых параметров.

Реализация этих функций позволяет :

- проводить оперативный и ретроспективный анализ состояния высоковольтного оборудования с целью прогнозирования и своевременного выявления ухудшения технического состояния и исчерпания фактического ресурса;
- обоснованно планировать объемы и сроки выполнения работ по техническому обслуживанию исходя из фактического состояния оборудования;
- формировать экспертные оценки и прогнозы технического состояния высоковольтного оборудования на основе расчетных моделей в режиме реального времени.

8.2. Диагностические методы мониторинга

Очевидно, что применение для мониторинга традиционных методов диагностики весьма проблематично по целому ряду причин (рис. 8.3).

ВЛГУ

НИЗКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ДИАГНОСТИКИ

- Методы диагностики были разработаны **30 – 40 лет назад** под дефекты выпускавшегося в то время оборудования
- Контроль состояния в основном на отключенном оборудовании в разобранном состоянии
- Устаревшая техническая база диагностических служб и лабораторий
- Устаревшая нормативная база (РД 34.45-51.300-97)
- **Невозможность использования для мониторинга оборудования.**

Рис. 8.3. Недостатки традиционных методов диагностики

Основой мониторинга должны стать современные методы интродиагностики (рис. 8.4, 8.5). К наиболее важным достоинствам этих методов относятся:

- возможность диагностики высоковольтного оборудования, изготовленного с применением новых технологий и новых электротехнических материалов (газовая изоляция, аморфные ферромагнетики, новые типы обмоток и т. п.);
- низкая или быстро снижающаяся стоимость периферийного оборудования (в первую очередь датчиков) систем мониторинга;
- возможность цифровой обработки диагностической информации с выделением полезного сигнала на фоне помех работающей подстанции.

Интродиагностика – это неразрушающий контроль (без вскрытия баков и слива диэлектрических жидкостей) комплекса параметров, характеризующих состояние высоковольтных аппаратов, для предотвращения повреждений и ненормальных режимов их функционирования.

Актуальность интродиагностики определяется практической потребностью электроэнергетики в энерго- и ресурсосберегающих диагностических технологиях и средствах их реализации.

Рис. 8.4. Интродиагностика как перспективный метод оценки состояния высоковольтного оборудования

- *тепловизионный;*
- *вибрационный ;*
- *хроматографический анализ растворённых газов (ХАРГ);*
- *акустический;*
- *электрошумовой;*
- *магнитный;*
- *СВЧ – контроль;*
- *на основе анализа токов коммутации*

Рис. 8.5. Эффективность метода интродиагностики

Большинство из приведённых на рис. 8. 5 методов интродиагностики были рассмотрены ранее, поэтому следующие главы посвящены электрошумовому методу – одному из самых перспективных для мониторинга.

Глава 9. ЭЛЕКТРОШУМОВАЯ ИНТРОДИАГНОСТИКА ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

9.1. Физические основы метода. Метод частичных разрядов (ЧР)

В соответствии с международным стандартом IEC 60270 и ГОСТ 20074-83 частичным разрядом называют электрический разряд, который шунтирует лишь локальную область электроизоляционной системы. В конечном итоге причиной ЧР становится возникновение внутри изоляции или на ее поверхности локальных областей, в которых значения напряженности электрического поля превышают электрическую прочность изоляции. Классическая схема перераспределения напряженности электрического поля в изоляции, состоящей из диэлектриков с различными свойствами, представлена ниже на рис. 9.1 [14].

Приложенное к образцу переменное напряжение U перераспределяется между слоями в соответствии с их толщиной и диэлектрическими свойствами. Проанализируем классическую схему распределения напряженности в двухслойной изоляции толщиной Δ , состоящей из диэлектриков с толщиной слоёв Δ_1 и Δ_2 и относительными значениями диэлектрической проницаемости ε_1 и ε_2 .

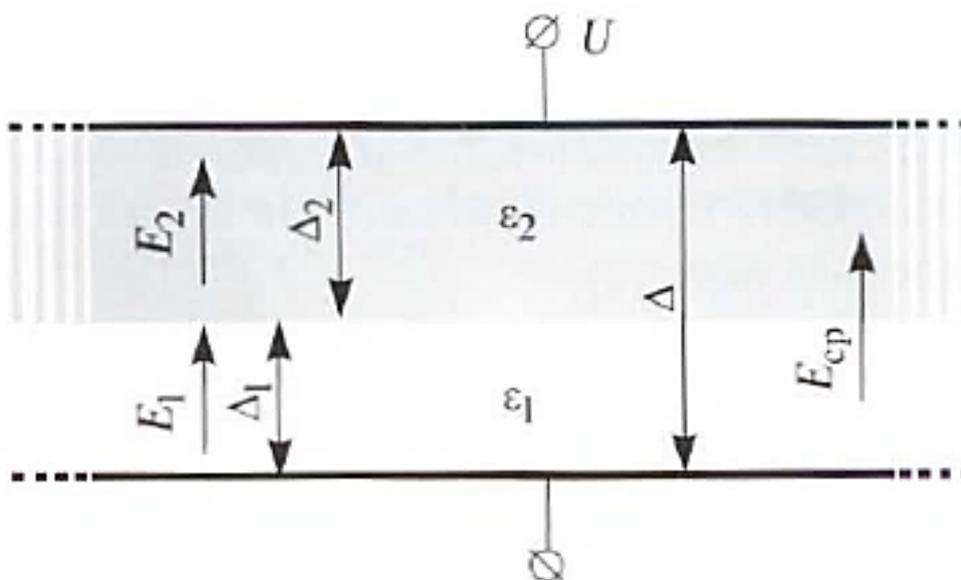


Рис. 9.1. Образец изоляции, состоящей из двух слоёв диэлектриков

Если к изоляции приложено напряжение U , то интересующие нас значения напряженности поля можно определить, воспользовавшись следующими формулами:

$$E_1 = \frac{\varepsilon_2 \left(\frac{\Delta_1}{\Delta_2} + 1 \right)}{\varepsilon_2 \frac{\Delta_1}{\Delta_2} + \varepsilon_1} E_{\text{ср}} \quad \text{и} \quad E_2 = \frac{\varepsilon_1 \left(\frac{\Delta_1}{\Delta_2} + 1 \right)}{\varepsilon_2 + \varepsilon_1 \frac{\Delta_1}{\Delta_2}} E_{\text{ср}}, \quad (9.1)$$

где $E_{\text{ср}} = U / \Delta$.

С учётом (9.1) для слоёв одинаковой толщины справедливы соотношения

$$E_1 = \frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} E_{\text{ср}} \quad \text{и} \quad E_2 = \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} E_{\text{ср}}. \quad (9.2)$$

Таким образом, неоднородность диэлектрических свойств, выражаемая отношением диэлектрических проницаемостей $\varepsilon_1 / \varepsilon_2$, определяет неоднородность распределения напряжённости электрического поля. Например, если проницаемость диэлектрика верхнего слоя в два раза выше, чем нижнего, то напряжённость в последнем в четыре раза выше, чем в первом.

У силовых трансформаторов и реакторов неоднородность образуется за счёт чередующихся слоёв твёрдой (электротехнический картон, бумага) и жидкой (трансформаторное масло) изоляции, газонаполненных сферических или сфероидальных включений, закрытых и открытых диэлектрических клиньев, заусенцев у провода обмоток и металлических опилок.

У вводов трансформаторов, реакторов и масляных выключателей с изоляцией конденсаторного типа в числе основных дефектов в структуре изоляции наблюдаются закрытые диэлектрические клинья, нарушение установки ёмкостных обкладок, рваные края ёмкостных обкладок, некачественная перфорация металлизации ёмкостных обкладок и металлические опилки, образующиеся от скольжения деталей демпферов.

В силовых высоковольтных кабелях с бумажной (пропитанной) изоляцией неоднородность изоляции создают включениями в виде диэлектрических клиньев, масляных прослоек; на неоднородность электрического поля оказывают влияние острые края экранов концевых и соединительных муфт. В силовых высоковольтных кабелях с полимерной изоляцией можно наблюдать неоднородности в ви-

де газовых включений. Как и в кабелях с бумажной изоляцией, неоднородность электрического поля создаётся острыми краями экранов концевых и соединительных муфт.

В изоляции газонаполненного оборудования основная неоднородность создаётся проводящими включениями в газовой среде и нарушением поверхности опорных и проходных изоляторов (сколы, трещины, грязь и пр.).

Анализ дефектов высоковольтного оборудования показывает, что с частичными разрядами связано более половины всех дефектов в высоковольтном оборудовании. Например, из общего количества дефектов, выявленных в период с 2009 г. по 2013 г. в автотрансформаторах 500 и 750 кВ МЭС Центра, 51,3 % дефектов в высоковольтных вводах и 22,9 % в активной части обмотки напрямую связаны с частичными разрядами. ЧР – это индикаторы наиболее быстро развивающихся дефектов изоляции [2].

Следует отметить, что в часто встречающихся газонаполненных сфероидальных включениях, малая ось которых направлена вдоль поля, максимальная напряженность поля отмечается в центре включения. С учётом разных значений электрической прочности диэлектриков масло-барьерной изоляции (воздух и азот – 3кВ/мм; углекислый газ – 2,7 кВ/мм; водород – 1,8 кВ/мм; картон – 6 – 30 кВ/мм, масло – 18 кВ/мм) из изложенного выше становится очевидным, что наиболее велика вероятность ЧР в газонаполненных включениях. Этот вывод имеет очень важное практическое значение. Дело в том, что в процессе эксплуатации высоковольтного оборудования в результате перегревов и действия сильных электрических полей в масляной изоляции образуются водород и газообразные химические соединения CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 и C_2H_6 . Их концентрация обычно определяется методами хроматографии. При увеличении концентрации растворённых газов возрастает вероятность появления газонаполненных включений и ЧР в них. Безусловно, из этого не следует, что причина – возрастание концентрации растворённых газов, а следствие – ЧР. Неверно и обратное утверждение, хотя и установлено, что при ЧР возникают сложные химические реакции, приводящие к образованию молекул водорода, ацетилена, этилена, метана и других газов. Эти процессы (повышение концентрации растворённых газов и частичные разряды) не состоят в прямой причинно-следственной зависимости друг от друга, а порождаются общей группой причинных факторов (исход-

ным химическим составом масла, наличием механических примесей, электрическим полем, температурой и множеством других). Установлено, что в значительной степени вид и характер развивающихся дефектов, проявляющихся изменением разрядной активности, определяется соотношением концентраций этих газов. При совместном проведении хроматографического анализа и измерений параметров ЧР выявлена взаимосвязь между соотношениями концентраций различных пар вышеперечисленных газов с разрядной активностью [15; 16]. Частично результаты исследований представлены в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Взаимосвязь разрядных процессов и дефектов высоковольтного оборудования

| № п/п | Характер разрядного процесса | Отношение концентраций газов | | | Характер прогнозируемого дефекта |
|-------|---------------------------------|------------------------------|--------------------|-------------------------|--|
| | | $\frac{H_2}{C_2H_4}$ | $\frac{CH_4}{H_2}$ | $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ | |
| 1. | ЧР с низкой плотностью энергии | $\leq 0,1$ | $\leq 0,1$ | ≤ 1 | Пробой газонаполненных полостей, образовавшихся из-за плохой пропитки или повышенной влажности |
| 2. | ЧР с высокой плотностью энергии | 0,1 – 3 | $\leq 0,1$ | ≤ 1 | Дефекты п.1, приводящие к пробую твёрдой изоляции |
| 3. | Разряды малой мощности | $\geq 0,1$ | 0,1 – 1 | 1 – 3 | Пробой масла между твёрдыми материалами |
| 4. | Разряды большой мощности | 0,1 – 3 | 0,1 – 1 | ≥ 3 | Пробой масла между обмотками или землёй |

Эти результаты служат предпосылкой возможности определения концентраций растворённых газов по параметрам частичных разрядов. С другой стороны, к настоящему времени разработаны методы мониторинга развивающихся дефектов по изменению концентраций растворённых газов. К наиболее опасным дефектам относится повреждение твёрдой изоляции. Установлено, что ЧР сопровождаются явлениями электронно-ионной бомбардировки внутримолекулярной струк-

туры диэлектрика и фотонной ионизацией. В результате в твёрдой изоляции появляются электропроводящие каналы (стримеры) и газонаполненные полости, которые ухудшают диэлектрические свойства изоляции. Свидетельством наличия и развития дефекта предстает постепенное увеличение концентрации ацетилена, которое в течение месяца при регистрации ЧР в твёрдой изоляции составляет 0,02 – 0,03 %.

9.2. Информативные параметры

В настоящее время исследователями выявлено около 15 параметров частичных разрядов. Большинство из них представляют чисто научный интерес. На практике для оценки состояния изоляции высоковольтного оборудования используют в большинстве случаев только три параметра: кажущийся заряд, интенсивность ЧР (частота следования импульсов) и распределение значений кажущихся зарядов по фазе воздействующего напряжения.

Кажущийся заряд – абсолютное значение такого заряда (положительного или отрицательного), при мгновенном введении которого на электроды испытуемого объекта напряжение между ними изменится так же, как изменилось бы при ЧР.

Частота следования импульсов – число импульсов ЧР за определённый временной интервал.

Распределение значений кажущихся зарядов по фазе воздействующего напряжения – зависимость значений кажущихся зарядов от q_0 до q_{\max} , зарегистрированных за время t , от соответствующих фазовых углов их появления в периоде воздействующего напряжения.

Сложившаяся практика нашла отражение в международных и отечественных стандартах. В соответствии с нормами международного стандарта IEEE 1434-2000 (IEEE Guide to the Measurement of Partial Discharge in Rotating Machinery) определены следующие основные параметры ЧР: максимальная амплитуда положительных и отрицательных импульсов ЧР на уровне частоты повторения $10 \text{ имп./с} \pm Q_m$; общая ЧР-активность $\pm NQN$ (Normalized Quantity Number); положение импульсов ЧР ϕ относительно фазы напряжения 50 Гц. В соответствии с ГОСТ 20074-83 ЧР количественно характеризуются кажущимися зарядами q единичных ЧР и частотой следования n разрядов. В определении кажущегося заряда очень важно то, что мы не знаем параметра реального заряда, например внутри газового включения, а

измеряем реакцию контролируемого высоковольтного объекта схемы на возникший ЧР. Заряд поэтому и назван «кажущимся», так как мы его оцениваем, не зная истинного значения реального ЧР. Значения кажущихся зарядов ЧР лежат в диапазоне от десятков до тысяч пКл. Если сложить все заряды, зарегистрированные в оборудовании за 1 с, то получится значение тока ЧР, т. е. тока, который протекает в цепи с датчиком частичных разрядов. В среднем этот ток чисто активный и характеризует потери в изоляции из-за возникновения ЧР.

Накопленный экспериментальный материал позволяет сделать вывод о том, что частичные разряды – это результат действия множества трудно учитываемых факторов: структуры изоляции, уровня напряжённости электрического поля, наличия неоднородностей в нём, температуры, изменений химического состава изоляции и целого ряда других. Это служит важной предпосылкой того, что процесс возникновения частичных разрядов с позиций теории вероятностей можно рассматривать как *стационарный или периодически нестационарный случайный импульсный процесс*. Об этом свидетельствуют исследования ЧР в изоляции высоковольтного оборудования, находящегося под рабочим напряжением. Экспериментально выявлено следующее:

- наблюдается флуктуация числа ЧР, возникающих в течение периода изменения рабочего напряжения;
- флуктуирует распределение ЧР по фазе рабочего напряжения;
- флуктуируют временные интервалы между ЧР;
- флуктуируют форма и длительность импульсных сигналов, вызванных ЧР;
- флуктуируют значения кажущихся зарядов ЧР.

В монографии ведущего российского учёного в области диагностики высоковольтного оборудования методом ЧР В. П. Вдовико к числу важных диагностических параметров относится *регулярность возникновения ЧР (R)*, которая по определению автора означает «неустойчивость процесса ЧР», а по существу – его случайный характер. Этот параметр трактуется как отношение числа периодов воздействующего напряжения, в которых зарегистрированы ЧР с кажущимся зарядом q и более, к общему числу периодов воздействующего напряжения за определённый временной интервал. Для иллюстрации информативности этого параметра в монографии В. П. Вдовико [14] приведены результаты исследований зависимости значений кажуще-

гося заряда q от регулярности R возникновения ЧР с этим зарядом в изоляции высоковольтного двигателя, находившегося в эксплуатации более десяти лет. Анализ графика названной зависимости (рис. 9.2) показывает, что за время измерения ЧР в течение 100 периодов воздействующего напряжения только в 14 возникли ЧР с $q \geq 1$ нКл, т. е. регулярность составила 14 %. Разряды, имеющие $q = 300$ пКл, можно наблюдать в среднем в каждом втором периоде напряжения ($R = 50$ %). Лишь разряды с $q = 15$ пКл возникают в каждом периоде, что соответствует регулярности $R = 100$ %. Таким образом, можно считать установленным случайный характер частичных разрядов при работе высоковольтного оборудования под рабочим напряжением. Это позволяет отнести методы интродиагностики высоковольтного оборудования по параметрам ЧР к электрошумовым, а сам процесс возникновения ЧР рассматривать как случайный импульсный. Несмотря на очевидность вышеизложенного, в научно-технической литературе отсутствует анализ статистических характеристик частичных разрядов, которые наряду с традиционными могут содержать диагностическую информацию о состоянии изоляции высоковольтных аппаратов. Рассмотрим наиболее важные из этих характеристик, воспользовавшись для их моделирования математическим аппаратом, применяемым для анализа случайных импульсных процессов.

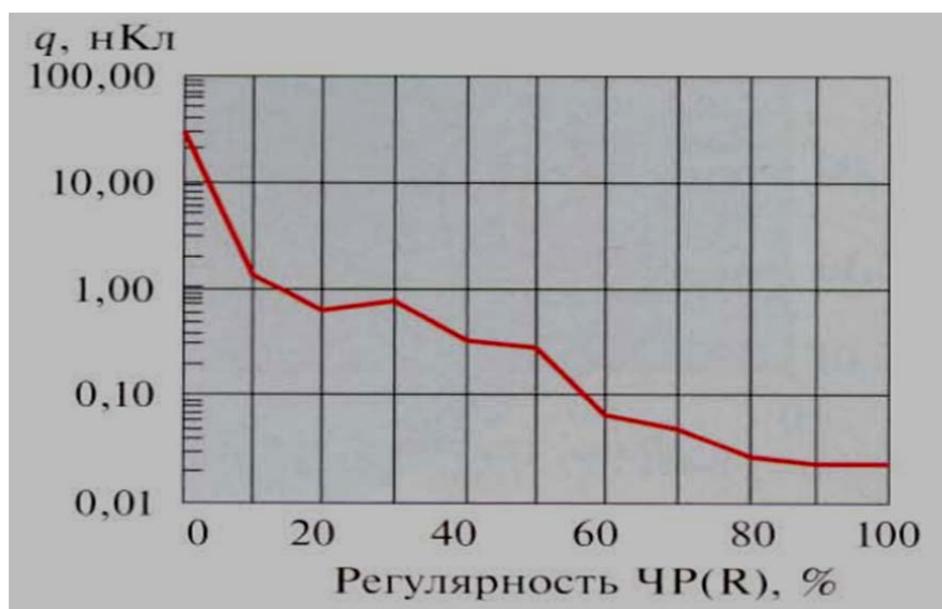


Рис. 9.2. Регулярность ЧР в изоляции статорной обмотки высоковольтного двигателя

Случайным импульсным процессом принято называть последовательность импульсов, параметры которых представляют собой случайные величины. В простейшем случае процесс предполагает собой последовательность одинаковых по форме импульсов, имеющих случайные амплитуды a_ν и моменты возникновения t_ν :

$$\xi(t) = \sum_{\nu} a_\nu F(t - t_\nu), \quad (9.3)$$

где $F(t)$ – детерминированная функция, описывающая форму одиночного импульса. Очевидно, статические характеристики случайной функции $\xi(t)$ полностью определяются вероятностными свойствами случайных параметров a_ν и t_ν . При статистической независимости a_ν и t_ν между собой достаточно задать вероятности $\omega_a(a)da$ и $\omega_t(t)dt$.

Случайный процесс изменения параметров ЧР в реальной изоляции высоковольтного оборудования не может происходить бесконечно быстро. Значения параметров электрического шума, вызванного ЧР, в разные моменты времени оказываются взаимосвязанными. Можно сказать, что ЧР-шум обладает памятью, которая представляет собой отражение физико-химических свойств изоляции и определяет внутреннюю структуру случайного процесса. Для его описания подходит автокорреляционная функция, характеризующая связь между значениями случайного процесса в два момента времени, разделенных некоторым интервалом τ .

Если вероятность появления импульса на временном интервале от t до $t + dt$ зависит только от длительности интервала dt , то вероятность появления n импульсов в интервале времени T дается распределением Пуассона. В этом случае среднее значение случайной функции $\xi(t)$ и автокорреляционной функции определяются следующим образом (теорема Кэмпбелла):

$$\overline{\xi(t)} = n_1 \bar{a} \int_{-\infty}^{\infty} F(\theta) d\theta, \quad (9.4)$$

$$\psi\varepsilon(\tau) = \overline{\xi(t)\xi(t+\tau)} - \overline{\xi(t)}^2 = n_1 \bar{a}^2 \int_{-\infty}^{\infty} F(\theta)F(\theta + \tau) d\theta. \quad (9.5)$$

Если интервал τ стремится к нулю, значения параметров в начале и конце интервала становятся одинаковыми, а автокорреляционная функция обращается в дисперсию шума. С учётом этого из последней формулы следует выражение для дисперсии

$$D(\xi) = \psi\varepsilon(0) = n_1 \overline{a^2} \int_{-\infty}^{\infty} F^2(\theta) d\theta.$$

В противоположном случае, когда интервал τ неограниченно возрастает, значения флуктуаций становятся взаимно независимыми и, следовательно, автокорреляционная функция стремится к нулю. Диагностическим признаком состояния изоляции может служить время корреляции шума τ_k , определяющее продолжительность временного интервала, на котором значение автокорреляционной функции существенно отличается от нуля. Иными словами, это время, в течение которого сохраняется информация о начальном значении процесса. Таким образом, автокорреляционная функция – это важная диагностическая характеристика при оценке состояния изоляции высоковольтного оборудования, однако её инструментальное определение представляет определенные сложности. Более удобная для аппаратного анализа статистическая характеристика ЧР-шумов – спектральная плотность – функция, характеризующая распределение интенсивности флуктуаций по частоте. Из формул (9.4) и (9.5) видно, что $\overline{\xi(t)}$ не зависит от времени, а $\psi\varepsilon(\tau)$ – функция только τ , но не t . Если, кроме того, $\overline{\xi(t)}$ и $D(\xi)$ ограничены, то случайный процесс стационарен в широком смысле. Для таких случайных процессов можно считать, что $\overline{\xi} = 0$. Для стационарных в широком смысле процессов согласно теореме Винера – Хинчина [73] автокорреляционная функция и спектральная плотность стационарного случайного процесса взаимно связаны преобразованием Фурье. Таким образом, автокорреляционная функция и спектральная плотность в равной мере описывают изменчивость случайного процесса ЧР во времени. Действительно, чем шире диапазон частот ЧР-шума, тем быстрее изменяется значение флуктуирующей переменной и тем быстрее процесс «забывает» свое начальное состояние, т. е. с расширением частотного диапазона шума Δf время корреляции τ_k уменьшается. Для всех процессов с одинаковой формой спектра и, следовательно, с автокорреляционной функцией одного вида произведение Δf и τ_k представляет собой некоторую константу.

Спектральную плотность можно выразить через спектр реализации случайной функции. Рассмотрим ансамбль реализаций $\xi_T(t)$

стационарной случайной функции с нулевым средним значением, причем каждая реализация имеет достаточно большую длительность T . Преобразование Фурье такой реализации имеет вид

$$S_T(i\omega) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} \xi_T(t) e^{-i\omega t} dt.$$

Спектральной плотностью называется предел (если он существует)

$$g(\omega) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{2\pi}{T} \overline{|S_T(i\omega)|^2},$$

где статистическое усреднение производится по множеству реализаций.

По теореме о спектре свертки для пуассоновского процесса с автокорреляционной функцией, описываемой формулой (9.5), имеем

$$g(\omega) = 2\pi n_1 \overline{a_2} |S(\omega)|^2. \quad (9.6)$$

Если пуассоновский процесс представляет собой последовательность одинаковых по форме и амплитуде импульсов со случайными длительностями τ , имеющими распределение $\omega_\tau(\tau) d\tau$, то спектральная плотность такого процесса дается формулой

$$g(\omega) = 2\pi n_1 \int_0^{\infty} \tau^2 |S(\omega\tau)|^2 \omega(\tau) d\tau. \quad (9.7)$$

Если, кроме того, случайна и форма импульсов, то в формулу (2.7) вместо $|S(\omega)|^2$ следует подставить $\overline{|S(\omega)|^2}$.

Анализ результатов экспериментальных исследований ЧР-шумов в различных видах изоляции [15, 16] позволяет представить общую картину спектрального распределения интенсивности шумов в виде графика, изображенного на рис. 9.3. На кривой спектрального распределения выделены две характерные частоты, ω_1 и ω_2 , ниже и выше которых наблюдается спад кривой спектральной плотности. Между этими частотами находится область стабилизации спектральной плотности. Значение частоты ω_1 обычно увеличивается с ростом частоты приложенного напряжения ω_0 , в то время как значение ω_2 практически не зависит от ω_0 , а определяется физическими свойствами диэлектрика.



Рис. 9.3. Спектральное распределение электрического шума

В зависимости от состояния изоляции область стабилизации может быть слабо или ярко выраженной. В последнем случае кривая $g(\omega)$ имеет довольно острый максимум. Таким образом, возможно использование параметров спектрального распределения ЧР-шумов в качестве диагностических признаков при обследовании высоковольтного оборудования. Для реализации этой возможности необходима разработка математической модели взаимосвязи спектрального распределения $g(\omega)$ с параметрами частичных разрядов в диагностируемом диэлектрике. Такая модель предложена в работе [17].

9.3. Диагностика кабельной изоляции в режиме со стабилизацией частоты частичных разрядов

В качестве практического примера применения метода диагностики по параметрам частичных разрядов (ЧР) рассмотрим предложенный автором способ, позволяющий выявлять дефекты кабельной изоляции на начальных стадиях развития. Ранее применялись способы диагностики под рабочим напряжением путём измерения параметров ЧР с помощью индуктивных и емкостных датчиков. Общие недостатки этих способов – низкая достоверность диагностики, обусловленная влиянием электрических разрядов, возникающих вне диагностируемого кабеля, а также недостаточная наглядность представления результатов контроля. Указанные недостатки в значительной степени обусловлены широким диапазоном значений частот следования частичных разрядов в кабельной изоляции. В результате при определённых значениях напряженности электрического поля частота следования ЧР настолько высока, что из-за инерционности датчиков, фильтрующих

и усиливающих компонентов средств диагностики происходит искажение значений параметров частичных разрядов. Возможно появление ложной полярности произведения сигналов индуктивного и емкостного датчиков, что приводит к снижению уровня селективности к восприятию разрядов внутри и вне диагностируемой изоляции. Кроме того, при регистрации характеристик ЧР с помощью широко применяемых при диагностике высоковольтного оборудования цифровых регистраторов, возникает трудно устранимое противоречие между скоростью и точностью регистрации. Указанные недостатки существенно снижают эффективность диагностики кабельной изоляции методом частичных разрядов.

Цель проводимых нами исследований [18 – 21] – повышение достоверности и наглядности результатов диагностики кабельной изоляции за счёт обеспечения высокой селективности ЧР внутри и вне оборудования, снижения погрешностей измерения параметров ЧР и представления результатов диагностики в виде зависимостей текущего значения суммарного кажущегося заряда ЧР от напряжения на кабеле. Для достижения указанной цели предлагается изменять напряжённость электрического поля в изоляции в соответствии с текущим значением частоты ЧР, снижая скорость изменения напряжённости при увеличении частоты ЧР и увеличивая при её уменьшении, т. е. проводят диагностику в режиме стабилизации текущего значения частоты ЧР на уровне, соответствующем минимальным погрешностям измерения параметров ЧР, определяя при этом суммарный кажущийся заряд ЧР. На рис. 9.4 представлена блок-схема устройства, реализующего предлагаемый способ диагностики изоляции силовых кабелей. Напряжение с источника 1 поступает на первый вход вычитающего устройства 2, корректируется сигналом обратной связи и подаётся на первичную обмотку высоковольтного испытательного трансформатора 3 и вход X цифрового регистратора 4. Выходы блока обработки сигналов 5 подключаются ко входу Y цифрового регистратора 4 и входу вычитающего устройства, а на входы подаются сигналы с индуктивного и ёмкостного датчиков 8 и 9, установленных на диагностируемом кабеле с токопроводящей жилой 6 и оболочкой 7.

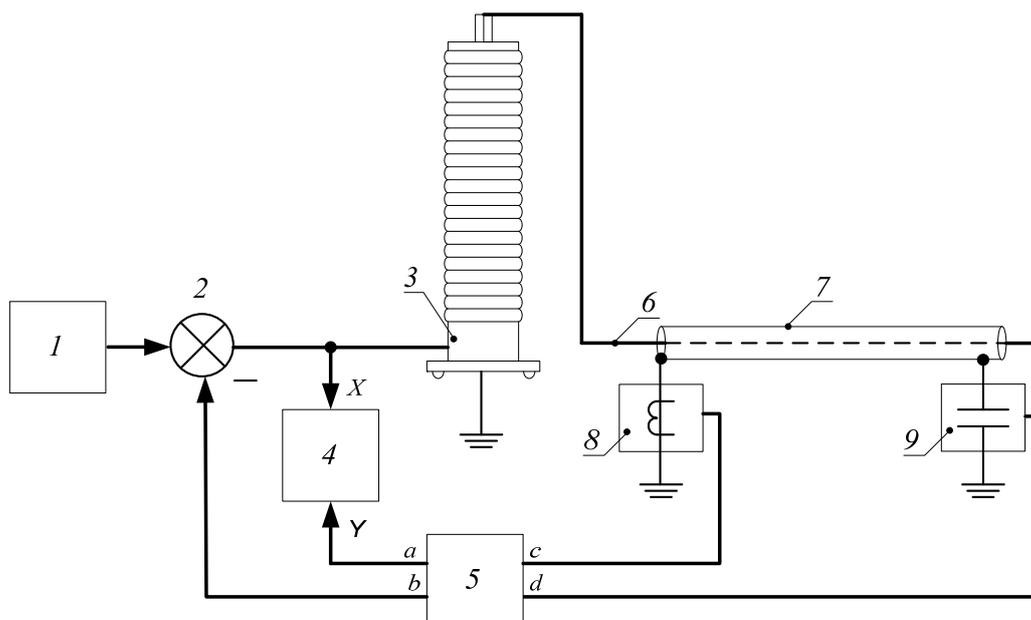


Рис. 9.4. Структурная схема устройства

На рис. 9.5 представлена структурная схема блока обработки сигналов 5, включающая в себя усилительно-фильтрующие компоненты 10 и 11, ко входам *a* и *b* которых подключены, соответственно, индуктивный 3 и ёмкостный 4 датчики ЧР, а выходы соединены со входами перемножающего устройства 12, выход последнего подключен к управляющему входу блока коммутации 13, сигнальный вход которого подключен к выходу усилительно-фильтрующей компоненты 10, а выход – к интегратору 14 и формирователю импульсов 15, выход которого подключен к цепи усреднения 16.

Устройство работает следующим образом. Сигналы электрических разрядов принимаются индуктивным и емкостным датчиками 8 и 9, приводятся к одному уровню и освобождаются от шумовых составляющих, проходя через усилительно-фильтрующие компоненты 10 и 11, а затем перемножаются устройством 12. Выходной сигнал этого устройства, полярность которого определяется местом возникновения разряда (т. е. внутри или вне диагностируемого кабеля), управляет работой коммутатора 13, обеспечивая дальнейшее прохождение импульсов тока, соответствующих лишь ЧР внутри кабеля. Формирователь 15 преобразует импульсы сложной формы, соответствующие ЧР, в короткие однополярные прямоугольные импульсы стабильной амплитуды и длительности.

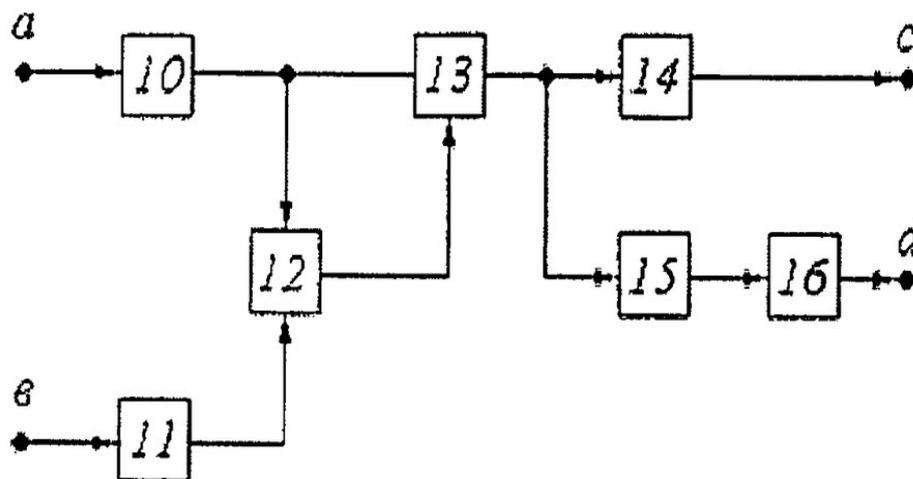


Рис. 9.5. Структурная схема блока обработки

Постоянная составляющая этого импульсного сигнала, пропорциональная его текущей частоте, выделяется цепью усреднения 16 и вычитается с помощью устройства 2 из сигнала источника напряжения 1. В результате при увеличении частоты ЧР скорость изменения напряжения на первичной обмотке высоковольтного испытательного трансформатора 3 снижается, а при уменьшении частоты ЧР увеличивается. Таким образом, достигается стабилизация текущего значения частоты ЧР на желаемом уровне, который определяется коэффициентом передачи в контуре управления, включающем диагностируемую кабельную изоляцию, а также элементы 2, 5, 8 и 9 (см. рис. 9.4). Критерием выбора этого уровня считают отсутствие изменений в регистрируемых зависимостях $Q_{\Sigma} = f(U)$ суммарного кажущегося заряда ЧР от приложенного напряжения при уменьшении модуля этого коэффициента, например, путём уменьшения усиления в компонентах 10 и 11 (см. рис. 9.5). Регистрацию названных зависимостей обеспечивает интегратор 14, на вход которого с коммутатора 13 поступают импульсы тока, соответствующие частичным разрядам в диагностируемом оборудовании. Интегратор формирует на выходе напряжение, значение которого пропорционально сумме ампер-секундных площадей входных импульсов, т. е. суммарному кажущемуся заряду ЧР. Это напряжение подаётся на вход Y цифрового регистратора 4, на вход X которого поступает сигнал, пропорциональный напряжению на высоковольтном вводе диагностируемого оборудования. Таким образом, при испытаниях в режиме стабилизации частоты ЧР регистрируется

зависимость суммарного кажущегося заряда ЧР от приложенного напряжения: $Q_{\Sigma} = f(U)$.

В инжиниринговом центре Владимирского государственного университета им. А. Г. и Н. Г. Столетовых описанное выше устройство изготовлено с использованием системы HVPD Longshot компании High Voltage Partial Discharge Ltd (Великобритания). В качестве датчиков 8 и 9 применялись индукционный (HFCT) и ёмкостный датчики (TEV) этой же компании (рис 9.6).



Рис. 9.6. Компоненты устройства: а – цифровой регистратор; б – датчик ЧР

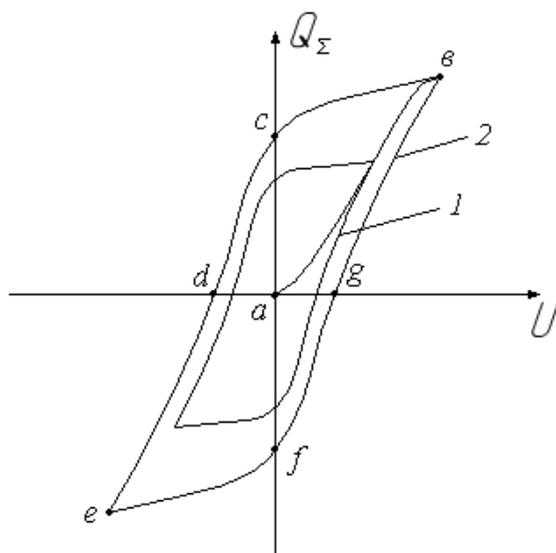


Рис. 9.7. Графики зависимостей $Q_{\Sigma} = f(U)$, полученные на лабораторном образце одножильного кабеля АПвВнг(А)-LS

На рис. 9.7 представлены типичные графики зависимостей $Q_{\Sigma} = f(U)$, полученные предлагаемым способом на лабораторном образце одножильного кабеля АПвВнг(А)-LS с изоляцией из сшитого полиэтилена ПАО ««Электрокабель» Кольчугинский завод». Амплитуда испытательного напряжения для кривой 1 равна 50 %, а для кривой 2 – 120 % от номинальной рабочей амплитуды. Начальные участки кривых (а – в для

кривой 2) соответствуют первоначальному после подачи испытательного напряжения увеличению напряжённости электрического поля от нуля до положительного амплитудного значения, а замкнутые контуры (*b-c-d-e-f-g*) – циклическому изменению напряжённости. Наблюдаемая на кривой 2 область насыщения свидетельствует о пробое основной части локальных дефектов изоляции. Информативными параметрами кривых считают площадь, ограниченную ими, суммарный остаточный кажущийся заряд при смене полярности испытательного напряжения (точки *c* и *f*), значения испытательного напряжения, соответствующие нулевому суммарному кажущемуся заряду (точки *d* и *g*), а также наклоны касательных, проведённых к кривым в характерных точках (начальный, максимальный и др.).

На рис. 9.8 представлены графики зависимостей $Q_{\Sigma} = f(U)$, полученные в соответствии с предлагаемым способом для кабелей с различным качеством изоляции [22]. Кривая 1 соответствует исправной, а кривая 2 – дефектной изоляции. Обработка результатов прямых измерений параметров этих зависимостей с многократными ($n = 25$) наблюдениями показывает, что погрешность измерений, соответствующая доверительной вероятности 95 %, благодаря стабилизации частоты ЧР по предлагаемому способу снижается с 35 % (без стабилизации) до 8 % (со стабилизацией).

Результаты эксперимента обладают хорошей наглядностью, свидетельствуют о высокой информативности зависимостей $Q_{\Sigma} = f(U)$ и достоверности предлагаемого способа диагностики высоковольтного оборудования.

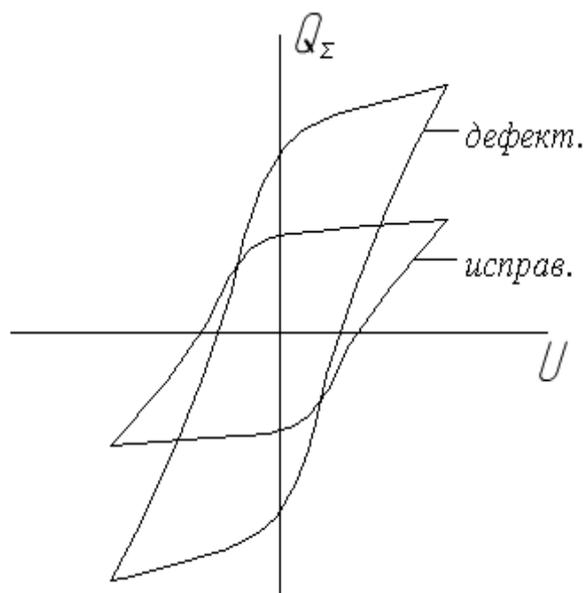


Рис. 9.8. Графики зависимостей $Q_{\Sigma} = f(U)$, полученные на образцах одножильного кабеля АПвВнг(А)-LS с различным качеством изоляции

ОЦЕНОЧНЫЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ТЕКУЩЕГО КОНТРОЛЯ УСПЕВАЕМОСТИ

Для текущего контроля успеваемости применяют рейтинг-контроль, проводимый в форме тестирования на 6-й, 10-й и 13-й неделях семестра. Промежуточную аттестацию проводят в форме экзамена.

Рейтинг-контроль № 1

- Охарактеризуйте современное состояние парка высоковольтного оборудования в России.
- Классификация методов и средств диагностики высоковольтного оборудования.
- Основные понятия и принципы организации тестового диагностирования высоковольтного оборудования.
- Основные понятия и принципы организации функциональной диагностики.
- В чём заключаются главные недостатки традиционных методов диагностики высоковольтного оборудования?
- Перечислите традиционные методы диагностики высоковольтного оборудования.
- Классификация диагностических параметров и характеристик.
- Методы и средства определения коэффициента трансформации силовых трансформаторов.
- Методы и средства определения сопротивления изоляции силовых трансформаторов.
- Методы и средства измерения тангенса угла диэлектрических потерь и диэлектрической проницаемости жидкого диэлектрика.
- Методы и средства определения пробивного напряжения.
- Методы и средства измерения тока и потерь холостого хода трансформаторов.
- Методы и средства определения потерь короткого замыкания.

- Структура цифровой системы анализа состояния высоковольтного оборудования.
- Какие дефекты трансформаторов позволяет выявить измерение сопротивлений электрических цепей?
- Какие дефекты трансформаторов позволяет выявить измерение тангенса угла диэлектрических потерь?
- Какие дефекты трансформаторов позволяет выявить измерение диэлектрической проницаемости жидкого диэлектрика?
- Какие дефекты трансформаторов позволяет выявить измерение сопротивлений электрических цепей?
- Какие дефекты трансформаторов позволяет выявить измерение потерь короткого замыкания?
- Какие дефекты трансформаторов позволяет выявить измерение тока и потерь холостого хода?

Рейтинг-контроль № 2

- Трансформаторное масло как источник диагностической информации о состоянии высоковольтного оборудования.
- Методы и средства определения влажности жидких диэлектриков.
- Методы определения концентраций растворённых газов в трансформаторном масле.
- Какие развивающиеся дефекты трансформаторов позволяет выявить ХАРГ-диагностика?
- Оборудование и методика проведения ХАРГ.
- Оборудование и методика определения пробивного напряжения твёрдых диэлектриков.
- Оборудование и методика определения пробивного напряжения жидких диэлектриков.
- Оборудование и методика определения пробивного напряжения газообразных диэлектриков.

- Особенности диагностики высоковольтных аппаратов с элегазовой изоляцией.
- Особенности диагностики высоковольтных аппаратов с сухой изоляцией.
- Особенности диагностики вакуумных высоковольтных аппаратов.
- Особенности диагностики высоковольтных кабелей с различными видами изоляции.
- Перечислите важнейшие энергетические показатели качества использования преобразовательных устройств диагностики.
- Перечислите основные методы расчёта энергетических показателей средств диагностики.
- Назовите важнейшие энергетические показатели качества электромагнитных процессов при диагностике высоковольтного оборудования.
- Как расшифровывается аббревиатура «УРОВ»?
- Как осуществляется контроль синхронизма для АПВ линий с двухсторонним питанием?
- Каковы функции микропроцессорных систем диагностики высоковольтных двигателей?
- Каковы функции микропроцессорных систем диагностики высоковольтных выключателей?
- Каковы функции микропроцессорных систем диагностики высоковольтных силовых трансформаторов? Физические основы методов диагностики на основе анализа частичных разрядов.
- Методы и средства определения параметров частичных разрядов в изоляции высоковольтного оборудования.
- Технические средства электрошумовой диагностики высоковольтного оборудования.
- Принципы контактного и дистанционного мониторинга высоковольтного оборудования на основе метода частичных разрядов.

Рейтинг-контроль № 3

- Особенности методов диагностики высоковольтных аппаратов под рабочим напряжением.
- Каковы основные преимущества интродиагностики высоковольтного оборудования?
- Методы и средства диагностики на основе анализа магнитных полей рассеяния.
- Методы и средства диагностики на основе анализа высокочастотного электромагнитного излучения.
- Методы и средства тепловизионной диагностики высоковольтного оборудования.
- Методы и средства акустической диагностики.
- Методы и средства диагностики на основе анализа частичных разрядов.
- Какие дефекты трансформаторов позволяет выявить измерение полного сопротивления и потерь в режиме КЗ?
- Какие дефекты высоковольтного оборудования позволяет выявить анализ магнитных полей рассеяния?
- Какие дефекты высоковольтного оборудования позволяет выявить анализ высокочастотного электромагнитного излучения?
- Какие дефекты высоковольтного оборудования позволяет выявить анализ частичных разрядов?
- Какие дефекты высоковольтного оборудования позволяет выявить акустический метод диагностики?
- Каково назначение микропроцессорных устройств автоматической частотной разгрузки?
- Каковы принципы автоматического регулирования напряжения в высоковольтных сетях?
- Каковы принципы автоматического регулирования реактивной мощности в высоковольтных сетях?
- Физические основы методов диагностики на основе анализа частичных разрядов.

- Методы и средства определения параметров частичных разрядов в изоляции высоковольтного оборудования.
- Технические средства электрошумовой диагностики высоковольтного оборудования.
- Принципы контактного и дистанционного мониторинга высоковольтного оборудования на основе метода частичных разрядов.
- Каковы функции микропроцессорных систем диагностики высоковольтных вентильных преобразователей?

Экзаменационные вопросы

1. Назначение средств диагностики состояния высоковольтного оборудования в системах электроснабжения.
2. Современное состояние парка высоковольтного оборудования в России.
3. Основные понятия и принципы организации функциональной диагностики.
4. Определение коэффициента трансформации.
5. Определение сопротивления изоляции.
6. Хроматографический анализ растворённых газов (ХАРГ).
7. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь и диэлектрической проницаемости жидкого диэлектрика.
8. Определение пробивного напряжения.
9. Контроль диэлектрических свойств высоковольтной изоляции.
10. Вибродиагностика высоковольтного оборудования.
11. Тепловизионное обследование высоковольтного оборудования.
12. Диагностика на основе анализа магнитных полей рассеяния.
13. Принципы мониторинга состояния высоковольтного оборудования.
14. Понятие интродиагностики высоковольтного оборудования.
15. Современные методы интродиагностики.
16. Физические основы электрошумовой интродиагностики.
17. Акустические методы интродиагностики и мониторинга.
18. Магнитные методы интродиагностики и мониторинга.
19. Тепловые методы интродиагностики и мониторинга.
20. Вибрационные методы интродиагностики и мониторинга.

21. СВЧ-методы интродиагностики и мониторинга.
22. Интродиагностика и мониторинг методом частичных разрядов.

ТЕМАТИКА РЕФЕРАТОВ И КУРСОВЫХ РАБОТ

Темы рефератов

1. Классификация методов и средств диагностики высоковольтного оборудования.
2. Основные понятия и принципы организации тестового диагностирования высоковольтного оборудования.
3. Основные понятия и принципы организации функциональной диагностики. Методы и средства определения коэффициента трансформации силовых трансформаторов.
4. Методы и средства определения сопротивления изоляции силовых трансформаторов.
5. Методы и средства измерения тангенса угла диэлектрических потерь и диэлектрической проницаемости жидкого диэлектрика.
6. Методы и средства определения пробивного напряжения.
7. Методы и средства измерения тока и потерь холостого хода трансформаторов.
8. Методы и средства определения потерь короткого замыкания.
9. Трансформаторное масло как источник диагностической информации о состоянии высоковольтного оборудования.
10. Методы и средства определения влажности жидких диэлектриков.
11. Методы определения концентраций растворённых газов в трансформаторном масле.
12. Оборудование и методика определения пробивного напряжения жидких диэлектриков.
13. Оборудование и методика определения пробивного напряжения газообразных диэлектриков.
14. Особенности диагностики высоковольтных аппаратов с элегазовой изоляцией.
15. Особенности диагностики высоковольтных аппаратов с сухой изоляцией.

16. Особенности диагностики вакуумных высоковольтных аппаратов.
17. Особенности диагностики высоковольтных кабелей с различными видами изоляции.
18. Особенности методов диагностики высоковольтных аппаратов под рабочим напряжением.
19. Методы и средства диагностики на основе анализа магнитных полей рассеяния.
20. Методы и средства диагностики на основе анализа высокочастотного электромагнитного излучения.
21. Автоматическое регулирование реактивной мощности в высоковольтных сетях.
22. Физические основы методов диагностики на основе анализа частичных разрядов.
23. Методы и средства определения параметров частичных разрядов в изоляции высоковольтного оборудования.
24. Технические средства электрошумовой диагностики высоковольтного оборудования.
25. Принципы контактного и дистанционного мониторинга высоковольтного оборудования на основе метода частичных разрядов.

Тематика курсовых работ

- Разработка первичных преобразователей для диагностического комплекса силового трансформатора.
- Разработка элементов системы обработки информации для диагностического комплекса силового трансформатора.
- Разработка первичных преобразователей для диагностического комплекса высоковольтного выключателя.
- Разработка элементов системы обработки информации для диагностического комплекса высоковольтного выключателя.
- Разработка элементов системы тепловизионного мониторинга высоковольтного оборудования электрической подстанции.
- Разработка элементов системы электрошумового мониторинга высоковольтного оборудования электрической подстанции.

- Разработка элементов системы вибрационного мониторинга высоковольтного оборудования электрической подстанции.
- Разработка элементов системы СВЧ мониторинга высоковольтного оборудования электрической подстанции. Разработка элементов системы СВЧ мониторинга высоковольтного оборудования электрической подстанции.
- Разработка элементов системы электрошумового мониторинга высоковольтного оборудования электрической подстанции.
- Разработка элементов системы ЧР мониторинга высоковольтного оборудования электрической подстанции.
- Разработка элементов системы вибромониторинга высоковольтного оборудования электрической подстанции.
- Разработка элементов системы акустического мониторинга высоковольтного оборудования электрической подстанции.
- Разработка элементов системы диагностики высоковольтного выключателя методом токовых диаграмм.
- Разработка элементов системы мониторинга элегазового высоковольтного выключателя.
- Разработка элементов системы СВЧ мониторинга высоковольтного оборудования электрической подстанции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Освоение учебного материала курса лекций является важным звеном в подготовке студентов, обучающихся в магистратуре по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» (профиль «Оптимизация электрических сетей»). Оно необходимо для формирования профессиональных компетенций в соответствии с ФГОС ВО. В процессе изучения материала лекционного курса происходит ориентация студентов на самостоятельную постановку и решение практических задач диагностики высоковольтного оборудования, в ряде случаев не имеющих однозначных ответов. Именно эту цель ставил перед собой автор при подготовке курса лекций, опираясь на свой многолетний опыт практической работы в сфере диагностики высоковольтного оборудования электрических подстанций. Для достижения этой цели, безусловно, необходимы глубокие знания теории, навыки проектирования, умение работать с научно-технической литературой и творческое мышление, т. е. то, что необходимо для успешной профессиональной деятельности после завершения обучения в университете. Поэтому в лекционном курсе наряду с теоретическими вопросами рассмотрены современные методики учебного проектирования средств диагностики, приведены примеры расчетов режимов и выбора их наиболее важных компонентов. Особое внимание уделено вопросам мониторинга высоковольтного оборудования, перспективным энерго- и ресурсосберегающим методам интродиагностики, сравнительному анализу возможных вариантов построения диагностических систем.

Содержание курса лекций ориентировано на применение методов и средств диагностики, позволяющих реализовать современные подходы и технологии с учётом особенностей электрических подстанций ПАО «РОССЕТИ». В качестве примеров рассмотрены результаты диагностики оборудования электрических подстанций, расположенных на территории Владимирской области.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Положение ОАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе [утверждено Советом директоров ОАО «Россети» 23.10.2013 г.] [Электронный ресурс]. – URL: http://www.mrsk-1.ru/common/upload/docs/Polozhenie_o_tehnicheskoy_politike ОАО Rosseti (дата обращения: 06.12.2016 г.).
2. Статистические данные о дефектах высоковольтного оборудования на подстанциях ОАО «ФСК ЕЭС» и Холдинга МРСК. 01.01.2016 г. [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/3300095834> (дата обращения: 20.12.2016 г.).
3. Объём и нормы испытания электрооборудования / под общ. ред. Б. А. Алексеева, Ф. Л. Когана, Л. Б. Мамиконянца. – 6-е изд., испр. и доп. – М. : ЭНАС, 2004. – 256 с. – ISBN 5-93196-101-1.
4. Сви, П. М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения / П. М. Сви. – М. : Энергоатомиздат, 2012. – 240 с.
5. Решетов, А. А. Неразрушающий контроль и техническая диагностика энергетических объектов / А. А. Решетов, А. К. Аракелян. – М. : Изд-во Чуваш. ун-та, 2010. – 470 с. – ISBN 978-5-7677-1421-6.
6. Крюгер, М. Измерения в диагностике силовых трансформаторов: сб. материалов IV Междунар. конф. «Силовые трансформаторы и системы диагностики» / М. Крюгер. – М. : ТРАВЭК, 2016.
7. Шахнин, В. А. Энергетическое обследование. Энергоаудит / В. А. Шахнин. – 2-е изд., испр. – М. : ИНТУИТ, 2016. – 145 с. – ISBN 978-5-9784-0204-3.
8. Вилков, С. А. Обзор современных способов диагностирования силовых трансформаторов и автотрансформаторов / С. А. Вилков // Современные научные исследования и инновации. Сентябрь, 2016 [Электронный ресурс]. – URL: <http://web.snauka.ru/issues/2012/09/16794> (дата обращения: 04.11.2016 г.).
9. Михеев, Г. М. Цифровая диагностика высоковольтного оборудования систем электроснабжения / Г. М. Михеев. – М. : ДОДЭКА, 2008. – 298 с. – ISBN 5-94120-188-4.
10. Переносной прибор для регистрации сигналов от частичных разрядов в ультразвуковом диапазоне частот «UltraTest», рук. по эксплуатации. – Пермь : Димрус, 2013. – 45 с.
11. Вавилов, В. П. Инфракрасная термографическая диагностика в строительстве и энергетике / В. П. Вавилов, А. Н. Александров. – М. : Энергопрогресс, 2014. – 186 с.

12. Кольцов, В. Н. Современные мобильные комплексы для диагностики объектов электроснабжения / В. Н. Кольцов, Ю. М. Миронюк // Контроль. Диагностика. – 2014. – № 12.

13. Шахнин, В. А. Алгоритм управления движением антенны мехатронного комплекса электрошумовой диагностики высоковольтного оборудования / В. А. Шахнин, О. И. Моногаров, Ю. С. Чебрякова // Контроль. Диагностика. – 2013. – № 11.

14. Вдовико, В. П. Частичные разряды в диагностике высоковольтного оборудования / В. П. Вдовико. – Новосибирск : Наука, 2007. – 356 с. – ISBN 978-5-02-023210-5.

15. Meijer, S. Pattern Analysis of Partial Discharges / S. Meijer, E. Gulski, J. Smit // IEEE Transactions on Dielectrics and Insulation. – 2008. – Dec. – Vol. 15. – № 6. – Pp. 830 – 842.

16. Lundgaard, L. Partial discharges in transformer insulation / L. Lundgaard // Session CIGRE, rep. 15 – 302. – Paris. – 2014. – August.

17. Шахнин, В. А. Математическое моделирование статистических характеристик частичных разрядов при диагностике высоковольтного оборудования / В. А. Шахнин // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. – 2013. – № 8.

18. Пат. 2434236 Российская Федерация, МКП G01R 31/12. Способ диагностики высоковольтного оборудования / Шахнин В. А., Моногаров О. И. – Оpubл. 20.11.11, Бюл. № 32.

19. Пат. 2511607 Российская Федерация, МКП G01R 31/22. Способ электрошумовой диагностики высоковольтного оборудования / Шахнин В. А., Чебрякова Ю. С., Моногаров О. И. – Оpubл. 10.04.14, Бюл. № 10.

20. Пат. 2536795 Российская Федерация, МКП G01R 31/22. Способ электрошумовой диагностики высоковольтного оборудования / Шахнин В. А., Мироненко Я. В., Чебрякова Ю. С. – Оpubл. 27.12.14, Бюл. № 36.

21. Шахнин, В. А. Статистические характеристики частичных разрядов как диагностические признаки состояния изоляции высоковольтного оборудования / В. А. Шахнин, Ю. С. Чебрякова, Я. В. Мироненко // Контроль. Диагностика. – 2015. – № 2.

22. Шахнин, В. А. Энергетическое обследование / В. А. Шахнин, С. И. Рощина. – Владимир : Изд-во ВлГУ, 2013. – 139 с. – ISBN 978-5-9984-0312-5.

О Г Л А В Л Е Н И Е

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 3 |
| Глава 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ДИАГНОСТИКИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ..... | 8 |
| 1.1. Современное состояние парка высоковольтного оборудования в России..... | 8 |
| 1.2. Основные понятия и принципы организации функциональной диагностики..... | 11 |
| 1.3. Диагностические параметры..... | 13 |
| Глава 2. МЕТОДЫ АНАЛИЗА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРЕБУЮЩИЕ СНЯТИЯ РАБОЧЕГО НАПРЯЖЕНИЯ..... | 15 |
| 2.1. Определение коэффициента изоляции..... | 15 |
| 2.2. Определение сопротивления изоляции..... | 18 |
| Глава 3. МЕТОДЫ АНАЛИЗА ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРЕБУЮЩИЕ СНЯТИЯ РАБОЧЕГО НАПРЯЖЕНИЯ..... | 21 |
| 3.1. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь и диэлектрической проницаемости жидкого диэлектрика..... | 21 |
| 3.2. Определение пробивного напряжения..... | 25 |
| Глава 4. МЕТОДЫ АНАЛИЗА ВИБРАЦИИ И ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОД РАБОЧИМ НАПРЯЖЕНИЕМ..... | 27 |
| 4.1. Контроль диэлектрических свойств высоковольтной изоляции..... | 27 |
| 4.2. Вибродиагностика..... | 30 |
| Глава 5. МЕТОДЫ АНАЛИЗА МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ РАССЕЯНИЯ И АКУСТИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОД РАБОЧИМ НАПРЯЖЕНИЕМ..... | 35 |
| 5.1. Диагностика по магнитным полям рассеяния..... | 35 |
| 5.2. Акустическая диагностика высоковольтного оборудования..... | 38 |

| | |
|--|----|
| Глава 6. ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАСТВОРЁННЫХ ГАЗОВ (ХАРГ) | 47 |
| 6.1. Физические основы метода | 47 |
| 6.2. Объекты диагностики | 48 |
| Глава 7. ТЕПЛОВИЗИОННОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ | 51 |
| 7.1. Физические основы метода. Диагностическая аппаратура..... | 51 |
| 7.2. Объекты и условия проведения диагностики | 54 |
| Глава 8. МОНИТОРИНГ – ПЕРСПЕКТИВНЫЙ МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ | 61 |
| 8.1. Понятие мониторинга высоковольтного оборудования. Факторы, обуславливающие его необходимость | 61 |
| 8.2. Диагностические методы мониторинга..... | 68 |
| Глава 9. ЭЛЕКТРОШУМОВАЯ ИНТРОДИАГНОСТИКА ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ | 70 |
| 9.1. Физические основы метода | 70 |
| 9.2. Информативные параметры | 74 |
| 9.3. Диагностика кабельной изоляции в режиме со стабилизацией частоты частичных разрядов | 80 |
| ОЦЕНОЧНЫЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ТЕКУЩЕГО КОНТРОЛЯ УСПЕВАЕМОСТИ..... | 86 |
| Рейтинг-контроль № 1 | 86 |
| Рейтинг-контроль № 2 | 87 |
| Рейтинг-контроль № 3 | 89 |
| Экзаменационные вопросы | 90 |
| ТЕМАТИКА РЕФЕРАТОВ И КУРСОВЫХ РАБОТ | 91 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 94 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ..... | 95 |

Учебное издание

ШАХНИН Вадим Анатольевич

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ДИАГНОСТИКИ
ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Учебное пособие

Редактор Е. С. Глазкова

Технический редактор А. В. Родина

Корректор Н. В. Пустовойтова

Компьютерная верстка Е. А. Кузьминой

Выпускающий редактор А. А. Амирсейидова

Подписано в печать 24.12.18.

Формат 60×84/16. Усл. печ. л. 5,81. Тираж 50 экз.

Заказ

Издательство

Владимирского государственного университета
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых.
600000, Владимир, ул. Горького, 87.