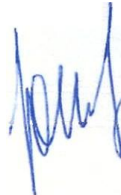


Федеральное государственное унитарное предприятие
«Российский государственный концерн по производству электрической и тепловой энергии
на атомных станциях»
(КОНЦЕРН «РОСЭНЕРГОАТОМ»)

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель Генерального
директора – Технический директор
ФГУП концерн «Росэнергоатом»



Н.М. Сорокин

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ДИАГНОСТИКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ**

МУ 0632-2006

Дата введения – 01.06.2006 г.

РАЗРАБОТАНО

Генеральный директор
ООО «ДИАКС»
Заместитель главного инженера
ООО «ДИАКС»



д.т.н. Ю.П. Аксенов

Главный специалист



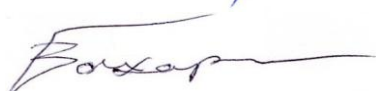
А.В. Голубев

Главный специалист



к.т.н. с.н.с. В.И. Завидей

Ведущий специалист



к.т.н. с.н.с. Р.Я. Захаркин

Начальник отдела



А.П. Прошлецов

Начальник отдела



А.Г. Фаробин

Нормоконтроль



И.В. Ярошенко



С.А. Лошакова

ПРЕДИСЛОВИЕ

1 РАЗРАБОТАН Департаментом научно-технической поддержки АЭС ФГУП концерна «Росэнергоатом» (С.А. Немытов, В.Г. Самовичев, Б.Д. Пронин).

ООО «Диагностические комплексы и системы» (Ю.П. Аксенов – д.т.н., А.В. Голубев, В.И. Завидей – к.т.н., с.н.с., Р.Я. Захаркин – к.т.н., с.н.с., А.П. Прошлецов, И.В. Ярошенко, С.А. Лошакова)

2 ВНЕСЕН Департаментом научно-технической поддержки АЭС ФГУП концерна «Росэнергоатом» (С.А. Немытов).

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Письмом концерна «РОСЭНЕРГОАТОМ» от 31.03.2006 г. № 249

4 ОБЯЗАТЕЛЕН Для атомных станций в составе концерна «РОСЭНЕРГОАТОМ», для предприятий, обеспечивающих контроль технического состояния электрооборудования, а также для всех других предприятий, привлекаемых к выполнению работ (оказанию услуг), связанных с техническим обслуживанием электрооборудования атомных станций.

5 ВЗАМЕН РД ЭО 0188-00 «Методические рекомендации по диагностике электрических аппаратов распределительных устройств электростанций и подстанций», при использовании для определения технического состояния и ресурсов аппаратов распределительных устройств электростанций и подстанций.

1. Область применения

1.1 Настоящие «Методические указания по диагностике электрических аппаратов, распределительных устройств электростанций и подстанций» составлены на основе накопленного опыта концерна «Росэнергоатом» по диагностике аппаратов ОРУ и вводятся для диагностики измерительных трансформаторов. Данные МУ определяют методологию и процедуру оценки технического состояния аппаратов ОРУ класса напряжения 110-750 кВ с целью их безопасной эксплуатации.

1.2 Настоящими МУ следует пользоваться при выполнении диагностики по освидетельствованию технического состояния и определению ресурса измерительных трансформаторов тока и напряжения, конденсаторов связи, конденсаторных батарей с использованием термографии, газохроматографии растворенных в масле газов, измерений характеристик частичных разрядов и тангенса угла диэлектрических потерь в изоляции, главным образом, под рабочим напряжением.

1.3 Данные МУ следует также использовать при выполнении диагностики с целью оценки состояния вентильных разрядников, ограничителей перенапряжения, ВЧ-заградителей и выключателей.

1.4 Данные МУ не отменяют и не заменяют действующую эксплуатационную и нормативную документацию – «Объем и нормы испытаний электрооборудования», а дополняют и уточняют их в части критериальных оценок при проведении диагностики на рабочем напряжении.

2. Сокращения

АЭС – атомная электростанция.

ИК – инфракрасное излучение.

ИРЗ, PDA – аналоговый прибор для измерений $n(Q)$.

ИЭ – измерительный элемент.

K_o – нормируемый коэффициент.

K_{def} – коэффициент дефектности.

КЗ – короткое замыкание.

МПД – многопараметрическая диагностика.

РД – руководящие документы

МУ – методические указания.

«Н» – оценка технического состояния, как «Норма».

«НСО» – оценка технического состояния, как «Норма с отклонениями».
 «НСЗО» – оценка технического состояния, как «Норма со значительными отклонениями».
 «У» – оценка технического состояния, как «Ухудшенное».
 КС – конденсатор связи.
 ОРУ – открытое распределительное устройство.
 ОПН – ограничитель перенапряжения.
 СТ, ТМР, 2L – датчики ЧР.
 ТИФ – термографическая информационная функция.
 ТН – трансформатор напряжения.
 ТТ – трансформатор тока.
 ТФРМ, ТФЗМ, НКФ, НДЕ – тип трансформатора.
 ЧР – частичный разряд.
 ЭРА – электроразрядная активность.
 I – ток, А.
 $F(t^\circ)$ – стилизованная функция ТИФ.
 P – средняя мощность ЧР, в относительных единицах.
 РДРА – амплитудный анализатор с компьютерным управлением для фиксации $n(Q)$.
 P_1 – обобщенная мощность тепловыделений при обработке информации по тепловизионному контролю.
 $\Delta T, T, t$ – температура, °C.
 $\text{tg}\delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь.
 Q – амплитуда импульса от ЧР, измеряемая в вольтах на используемом индикаторе.
 n – число импульсов от ЧР на период промышленной частоты.
 $n(Q)$ – функция распределения числа импульсов от амплитуды импульса.

3. Нормативные ссылки, терминология

3.1 При разработке МУ использованы следующие нормативные и технические документы:

МЭК-270	«Измерения характеристик частичных разрядов».
IEEE-Std 1434-2000	«Trial Use Guide to the Measurement of Partial Discharges in Rotating Machinery».
ГОСТ 20074-83	«Метод измерения характеристик частичных разрядов».
ГОСТ 2.105-95	«Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам».
	«Инструкция по делопроизводству в центральном аппарате концерна «Росэнергоатом».
ГОСТ 2.104-68	«Единая система конструкторской документации. Основные надписи».
ГОСТ 2.106-96	«Единая система конструкторской документации. Текстовые документы».
РД ЭО 0069-97	«Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций».
РД ЭО-0188-00	«Методические рекомендации по диагностике электрических аппаратов, распределительных устройств электростанций и подстанций».
РД 3420.501.95	ПТЭ, 15-ое издание.
РД 34.45-51.300-97	«Объем и нормы испытания электрооборудования». Издание шестое. РАО «ЕЭС России».
РД 153-34.0-20.363-99	«Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ».
РД 34.04-46.303-98	«Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов»
РД 153-34.0-46.302-00	«Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле».
РД 34.45-51.300-97	«Методические указания по проведению физико-химического анализа масла и влагосодержания».

Типовая инструкция, «Типовая инструкция о порядке проведения измерений утвержденная техническим характеристик ЧР в изоляции основного высоковольтного директором концерна оборудования на рабочем напряжении». «Росэнергоатом» 12.07.01.

3.2 Терминология

3.2.1 В методических указаниях применены термины, соответствующие ПН АЭ Г-01-011-97 (ОПБ-88/97), государственным стандартам по надёжности и по общим требованиям к конкретному виду оборудования и изделиям, являющихся предметом настоящей методики. Также применены термины, соответствующие РД ЭО 0069-97 «Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций».

3.2.2 Расшифровка специфических терминов, используемых при отдельных видах диагностики, приведена в Приложениях А, Б.

4. Общие положения

4.1. Основание для разработки методических указаний

- «Программы мероприятий по обеспечению ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности при эксплуатации АЭС», п.7.2.2;
- задания концерна «Росэнергоатом», определенного «Программой мероприятий по повышению надежности работы трансформаторов тока (ТТ) 330-750 кВ на ОРУ АЭС концерна «Росэнергоатом» на период с 2003 г. по 2005 г.»;
- «Протокола рабочей группы по анализу повреждаемости трансформаторов тока» от 15.02.2003г., утвержденным техническим директором концерна «Росэнергоатом» 27.03.2003 г.;
- «Методических рекомендаций по диагностике электрических аппаратов, распределительных устройств электростанций и подстанций» (РД ЭО-0188-00, срок действия с 01.01.2000 г. по 31.12.2001 г.);
- «Основных правил обеспечения эксплуатации атомных станций» (3 издание, измененное и дополненное РД ЭО 0348-02, 2002);
- «Правил организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций» (РД ЭО 0069-97).

4.2. Цели создания данных методических указаний:

- замена «Методических рекомендаций по диагностике электрических аппаратов, распределительных устройств электростанций и подстанций» (РД ЭО-0188-00, срок действия с 01.01.2000 г. по 31.12.2001 г.) с учетом практического опыта использования новых диагностических методов, приборных и программных средств при выполнении диагностики электрооборудования на АЭС.
- описание порядка и объема проведения необходимых контрольно-измерительных операций, повышение вероятности обнаружения и выявления на ранней стадии развивающихся дефектов в изоляции аппаратов ОРУ;
- проведение технического освидетельствования аппаратов ОРУ для обеспечения их надежной эксплуатации, а также выработка для аппаратов с истечением срока службы (ПТЭ, п.1.5.2) мероприятий по его продлению;
- определение аппаратов для проведения ремонта;
- обоснование рекомендаций по очередности замены аппаратов.

4.3. Виды и объемы обследований

4.3.1 В настоящих МУ применение различных методов обнаружения и выявления дефектов на стадиях их возникновения и развития обусловлено, как физическими механизмами образования дефектов и скоростью их развития до выхода оборудования в предельное состояние, так и требованием охвата контролем большого парка оборудования в работе, при ограничениях на их отключение для проведения измерений электрических параметров.

4.3.2 В данных МУ применяются подходы, обеспечивающие приемлемую надежность диагноза аппаратов ОРУ при минимальных затратах на их выполнение за счет следующих видов диагностики:

- **контрольного** - измерения на рабочем напряжении в контрольных точках и режимах (100% охват всего парка оборудования);
- **расширенного** - с измерением набора характеристик по используемым видам диагностики на рабочем напряжении;

- **комплексного** - включающего измерения на рабочем напряжении и на отключенном оборудовании.

5. Дефекты аппаратов ОРУ

5.1 Дефекты измерительных трансформаторов и методы контроля

Ниже приводятся основные типы потенциальных дефектов измерительных трансформаторов.

5.1.1 Ионизационные процессы в высоковольтной изоляции.

1) Электроразрядные явления в бумажно–масляной изоляции обусловлены:

- дефектами бумажной изоляции,
- межвитковыми искрениями при повреждении изоляции вторичной обмотки, повреждением межвитковой изоляции;
- повышенным увлажнением;
- газосодержанием.

2) Используемые методы обнаружения:

а) На начальной стадии развития - измерения частичных разрядов;

б) Для интенсивных электрических разрядов:

- методы измерений частичных разрядов;
- методы инфракрасной термографии;
- метод газохроматографического анализа масла.

При выводе аппарата из эксплуатации для уточнения характера дефекта производится комплекс измерений предусмотренных «Объемами и нормами испытания электрооборудования» и заводской документацией.

5.1.2 Тепловые явления в измерительных трансформаторах

1) Перегревы токоведущих соединений и остова конструкции бака расширителя и фарфора, обусловленные:

- повышенным переходным сопротивлением контактов ошиновки и переключателя обмоток;
- повышенным тангенсом потерь основной изоляции;
- наличием короткозамкнутых витков вторичной обмотки;
- увлажнением изоляции;
- перемагничиванием магнитопровода.

2) Используемые методы обнаружения на рабочем напряжении:

- методы инфракрасной термографии;
- методы измерений частичных разрядов;
- электрические методы измерений емкости и $\tan \delta$ при наличии устройств присоединения (УКИ);
- метод газохроматографического анализа масла при наличии устройств пробоотбора масла.

5.1.3 В настоящих МУ применение различных видов обследований (п.4.3), методов обнаружения и выявления дефектов на стадиях их возникновения и развития обусловлено, как физическими механизмами образования дефектов, скоростью их развития (до выхода аппарата в предельное состояние), так и требованием охвата контролем большого парка аппаратов в работе, при ограничениях на их отключение для проведения измерений характеристик технического состояния обмоток.

5.1.4 Используемые при различных видах обследований методы измерений для измерительных трансформаторов и методики диагностики приведены в табл. 5.1.

5.1.5 В данных МУ применяются подходы обеспечивающие приемлемую надежность диагноза измерительных трансформаторов при минимальных затратах на их выполнение за счет:

- масштабов диагностики, достигающих 100% охвата;
- повышения надежности заключения на основе учета результатов нескольких видов диагностики;
- оценкой состояния не только отдельного аппарата, но и присоединения ОРУ в целом.

Таблица 5.1 - Перечень методов диагностики для измерительных трансформаторов по видам обследований

Вид обследований	Измерения на рабочем напряжении						Контроль при выводе аппаратов из эксплуатации		Дополнительные испытания	
	Контроль разрядной активности			Тепловизионный контроль			Измерения tgδ*	Профилактические испытания		Анализ масла
	Текущие измерения <i>n(Q)</i>	Внеочередные измерения <i>n(Q)</i>	Амплитудно-временная селекция	Общий	Анализ ТИФ	Оценка tgδ				
Контрольные	100% охват для всех типов аппаратов	100% охват при экстремальной температуре для ТФРМ	Не проводятся	100% охват для всех типов аппаратов	Не проводятся	Не проводятся	При наличии устройств контроля типа УКИ данный контроль заменяет измерения на 10 кВ, для ТФРМ.	Не проводятся	Не проводятся	Не проводятся
Расширенные	Для всех аппаратов с результатом по контрольным обследованиям НСО	Выполняется для уточнения температурных зависимостей разрядной активности по отдельным аппаратам для ТФРМ	Для всех аппаратов с результатом по контрольным обследованиям НСО или НСЗО	Для всех аппаратов с результатом по контрольным обследованиям как НСО	Для всех аппаратов с результатом по контрольным обследованиям как НСЗО	Для аппаратов с результатом по контрольным обследованиям как НСЗО (для ТФРМ, НДЕ)	Не проводятся	Не проводятся	Не проводятся	Не проводятся
Комплексные	Используются данные расширенных обследований						Выполняется для аппаратов с результатом расширенного обследования как «Ухудшенное» (для ОРУ, оборудованных системой «УКИ»)	Выполняется в полном объеме	Проводится при необходимости на ГХ-анализ и содержание Н ₂ О и Н-ОН (для всех аппаратов, кроме ТН типа НДЕ)	Возможно проведение: - измерений суточных колебаний разрядной активности для ТФРМ - измерений ЧР на выведенном ТН индуктивного типа при возбуждении напряжения со вторичной обмотки

* Измерения проводить мостом Шеринга, или «Тангенс 2000», или «Вектор 2М».

5.2 Особенности развития дефектов в трансформаторах тока типа ТФРМ и методы их диагностики

Анализ результатов по повреждениям аппаратов типа ТФРМ и данных по диагностике показывает, что для данных трансформаторов есть два типа скрытых дефектов, проявляющихся по двум моделям развития:

а) тепловой пробой изоляции характеризуется длительным временем развития, связанным с процессом старения бумажно-масляной изоляции и увеличением диэлектрических потерь. Повышение тепловых потерь свыше определенного уровня приводит к развитию теплоионизационного пробоя. Развитие данного явления фиксируется по изменению температуры тепловизионным методом на рабочем напряжении и электрическими измерениями тангенса потерь.

б) электрический пробой обусловлен дефектами изоляции и локальным увеличением напряженности электрического поля. Данные дефекты образуются при перенапряжениях, протекании токов короткого замыкания и активизируются при повышенном увлажнении изоляции, выпадении сконденсированной влаги при резких изменениях температуры окружающей среды, характеризуются длительным временем жизни (месяцы) при отсутствии возмущений и высокой скоростью развития при наличии неблагоприятных факторов с переходом в фазу теплоионизационного пробоя и переходом в предельное состояние за время порядка нескольких суток. Обнаружение данного вида дефектов на ранней стадии развития возможно по изменению интенсивности частичных разрядов на рабочем напряжении.

в) На поздней стадии развития обоих видов дефектов возможно их определение по изменению интенсивности частичных разрядов, результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле, результатам температурных измерений тепловизионными методами, величине тангенса диэлектрических потерь $\tan\delta$.

5.2.1 Методы диагностики ТФРМ

Используемые в настоящих МУ методы диагностики приведены в Приложениях А÷З, применение которых определено в табл. 5.1. Определение технического состояния аппаратов производится на основании результатов нескольких независимых видов диагностики:

1) Тепловизионные измерения (Приложение А), позволяющих установить наличие тепловых аномалий, оценки $\tan\delta$ изоляции и перегрева контактов.

2) Измерения интенсивности разрядных явлений в аппарате и амплитудно-временной селекции (Приложение Б), позволяющих установить аппарат, имеющий частичные разряды в изоляции и степень их опасности.

3) Электрические измерения $\tan\delta$ и емкости изоляции трансформатора тока на рабочем напряжении (Приложение В) для аппаратов, оборудованных системами контроля на рабочем напряжении. Данные измерения позволяют определять состояние изоляции на рабочем напряжении без вывода аппарата для контроля $\tan\delta$ на 10 кВ.

4) Анализ масла на наличие растворенных газов и влагосодержания (Приложение Г).

5.3 Дефекты, обнаруживаемые в аппаратах ОРУ, контактах, контактных соединениях и используемые методы контроля

5.3.1 Конденсаторы связи

1) Конденсаторы связи являются весьма надёжными электротехническими аппаратами. Случаи браковки их связаны, как правило, с наличием следующих дефектов:

- окисление масла;
- частичный пробой или полный пробой секций пакета конденсатора.

2) При оценке состояния конденсаторов связи проводятся следующие измерения:

- измерение емкости;
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь;
- тепловизионный контроль;
- измерения уровня разрядной активности.

3) Условия выполнения измерений, критерии оценки состояния изложены в «Объеме и нормах испытаний электрооборудования» (РД 34.45-51.300-97). Критерии оценки состояния по результатам тепловизионного контроля изложены в Приложении Д.

5.3.2 Вентильные разрядники

1) Наиболее распространёнными типами вентильных разрядников, предназначенных для установки в ОРУ, являются:

- разрядники серии РВС на номинальное напряжение 15, 20, 35, 110, 150 и 220 кВ для защиты оборудования с испытательным напряжением по ГОСТ 1516-60;
- разрядники серии РВМГ с магнитным гашением дуги на номинальное напряжение 110-500

кВ для защиты оборудования с пониженным относительно ГОСТ 1516-60 испытательными напряжениями;

- разрядники серии РВМК– комбинированные на номинальное напряжение 330 и 500 кВ для защиты оборудования от грозовых и внутренних перенапряжений.

2) Возможные виды дефектов в элементах вентильных разрядников, приводящие к их аномальным нагревам:

- Нарушение герметичности;
- Обрыв шунтирующих резисторов;
- Увлажнение шунтирующих резисторов;
- Замыкание искровых промежутков.

3) При оценке состояния вентильных разрядников выполняются следующие измерения:

- измерение сопротивления разрядников;
- измерение тока проводимости при выпрямленном напряжении;
- тепловизионный контроль.

4) Периодичность профилактических испытаний, ИК-контроля, критерии оценки состояния вентильных разрядников регламентированы «Объёмом и нормами испытаний электрооборудования», однако можно рекомендовать у разрядников отключаемых на зимний период производить ИК-контроль дважды: осенью перед отключением и весной - непосредственно после включения.

5) Методические аспекты оценки состояния вентильных разрядников изложены в Приложении Е.

5.3.3 Ограничители перенапряжений

1) Ограничители перенапряжений серий ОПН и ОПНИ изготавливаются на номинальное напряжение 110-500 кВ, Корниловским фарфоровым заводом (бывший завод «Пролетарий»), Великолукским заводом ВВА, в небольших количествах Московским Всесоюзным Энергетическим институтом (ВЭИ), Московским электрозаводом и другими фирмами. В зависимости от изготовителя ОПН имеют разное конструктивное исполнение и технологию производства.

2) Дефектами ОПН могут быть:

- нарушение герметичности;
- увлажнение кварцевого песка;
- смещение отдельных варисторов у ОПН Корниловского завода;
- пробой варисторов;
- протекание токов утечки под силиконовой рубашкой при плохом качестве склейки.

3) Оценка состояния ОПН осуществляется по результатам профилактических испытаний и тепловизионного контроля с учётом его конструктивных особенностей. Для оценки состояния выполняются следующие измерения*:

- измерение сопротивления ОПН;
- измерение тока проводимости ограничителей перенапряжений;
- тепловизионный контроль.

4) Периодичность профилактических испытаний, ИК-контроля, критерии оценки состояния ограничителей перенапряжения регламентированы «Объёмом и нормами испытаний электрооборудования». Методические аспекты оценки состояния ограничителей перенапряжения изложены в Приложении Ж.

* На Калининской АЭС успешно опробован замер $\tan \delta$ (активной проводимости) ОПН-ов под рабочим напряжением прибором «Вектор-2М». В дефектных ОПН, в сопоставлении с исправными, токи проводимости в 8-10 раз выше.

5.3.4 ВЧ-заградители

1) Высокочастотные заградители монтируются к порталам подстанций и устанавливаются на опорных конструкциях. Так как соединения с зажимами заградителей выполнены достаточно длинными шлейфами и воздействие на последние ветровых нагрузок приводит к быстрому нарушению контакта в болтовых соединениях.

2) Опыт инфракрасной диагностики показывает, что при отсутствии виброгасящих устройств в заградителях, периодичность контроля последних должна приниматься не реже 1 – 2 раза в год.

3) Критериями оценки состояния контактных соединений в зависимости от значения токовой нагрузки могут быть допустимые значения превышения температуры, либо значения избыточной температуры по «Объёму и нормам испытаний электрооборудования».

Методические аспекты в Приложении 3.

5.3.5 Конденсаторные батареи

1) Элементы конденсаторных батарей имеют относительно малые размеры при значительной емкости, поэтому даже небольшое увеличение диэлектрических потерь приводит к существенному росту температуры поверхности конденсатора, что легко выявляется тепловизионным приемником. Для конденсатора на номинальное напряжение 0,66 кВ емкостью 146 мкФ увеличение $\tan\delta$ на 0,05% приводит к росту температуры на 5 °С. В тех случаях, когда есть пробой секций, это сопровождается перегоранием защитных плавких вставок и отключением конденсатора. В результате такой конденсатор будет иметь температуру окружающей среды и его тепловое изображение совпадает с изображением конструкций, на которых он установлен.

2) Контроль элементов конденсаторных батарей 110 кВ должен проводиться в соответствии с заводской инструкцией четыре раза в год в течение первых двух лет эксплуатации и далее два раза в год.

5.3.6 Контактные соединения и контакты

1) Оценка состояния контактов и контактных соединений осуществляется по результатам следующих измерений:

- измерение сопротивления постоянному току токоведущего контура контактной системы аппаратов (выключатели, разъединители);
- тепловизионному контролю;
- интенсивности электромагнитных излучений от дуговых процессов при ухудшении контакта.

2) Критерии оценки состояния контактов и контактных соединений приведены в «Объеме и нормах испытаний электрооборудования» по аппаратам, а также в Приложении 3 к данным МУ.

5.3.7 Выключатели

На рабочем напряжении во включенном состоянии по излучению ВЧ сигнала определяется ухудшение контактов. По наличию ЧР фиксируются явления в изоляции, особенно для баковых масляных выключателей. Тепловизионным контролем определяется состояние внешних контактов и вводов для баковых выключателей.

6. Требования к средствам измерений

Для испытаний аппаратов ОРУ используются стандартные средства измерений. Нестандартные средства измерений должны пройти межведомственные испытания (МВИ) и должны быть рекомендованы межведомственной комиссией.

Программное обеспечение для используемых измерительных средств должно обеспечивать анализ и обработку полученных результатов, и выпуск протоколов.

6.1 Требования к термографическим средствам измерений

Для проведения термографических измерений предпочтительней использовать ИК-тепловизоры длинноволнового диапазона 8-12 мкм, чувствительностью 0,06-0,1 °С, временной стабильностью не хуже 0,1 °С/час, угловым разрешением не хуже 1,5 мрад.

Программное обеспечение термографа должно обеспечивать возможность коррекции излучательной способности объекта, получение температур в точке, линии сканирования, максимальных, средних минимальных значений по выделенной области, построение гистограмм, экспорт термограмм во внешние программные приложения (Excel, Mathcad).

6.2 Требования к системе измерений частичных разрядов

Система измерений ЧР должна обеспечивать:

- чувствительность системы измерений не хуже 10 мВ (5 пКл);
- диапазон измерений амплитуды импульса 10-10⁵ (мВ);
- временное разрешение при анализе однократных импульсов 10⁻⁷с;
- программная возможность проведения статистической обработки для построения кривой распределения потока импульсов $N(q)$;
- защиту от коронных и стримерных явлений на высоковольтной ошиновке.

6.3 Требования к проведению хроматографического анализа газов

Анализ должен производиться аппаратурой, обеспечивающей обнаружение в масле газов не хуже:

- для водорода 0,0005% об;

- для метана, этилена, этана	0,0001% об;
- для ацетилена	0,00005% об;
- для оксида и диоксида углерода	0,002% об;
- для воды по РД 34.45-51.300-97	0,005% об;
- общее газосодержание для ТФРМ	0,001% об.

6.4 Требования к электрическим испытаниям

Измерения электрических параметров на выведенных из эксплуатации аппаратах производится стандартными электроизмерительными средствами, предусмотренными нормативной и эксплуатационной документацией.

7. Требования к условиям проведения измерений

7.1 Погодные условия

1) Проведение тепловизионных измерений следует выполнять в сухую безветренную погоду при температуре окружающей среды выше 5 °С в ночные часы, спустя 3 часа после захода солнца. Не следует выполнять обследование при повышенной влажности, выпадении росы, инея, дождя и мокрого снега, наличии тумана. Допускается проведение измерений в дневное время при наличии устойчивой плотной облачности. Для повышения обнаружительной способности и лучшего распознавания характера дефекта, измерения следует проводить при близких к номинальным условиям токовых нагрузок.

2) Измерения частичных разрядов могут проводиться при произвольных внешних условиях, однако в целях повышения вероятности раннего обнаружения дефектов в изоляции, измерения рекомендуется осуществлять при резких изменениях внешних условий (температуры окружающей среды).

3) Допустимые температуры окружающей среды для проведения различных видов измерений связаны с предельной температурой изоляции, приемлемой для измерений или сопутствующих им процедур:

- отбор масла, измерения $\tan \delta$ (тангенса угла диэлектрических потерь при испытании от постороннего источника) должны производиться при температуре изоляции $t \geq 5$ °С. Работы при более низких температурах возможны, но решение принимается техническим руководителем предприятия. При этом рекомендуется повторить такие измерения в возможно более короткие сроки при температуре изоляции не ниже 5 °С;

- для обеспечения корректного сопоставления различных результатов измерений необходимо, чтобы температуры изоляции при этих измерениях отличались не более, чем на 5°С. При больших отличиях необходимо приведение этих данных (пересчет) к единой базе, например, к нормальным условиям (20 °С, 760 мм.рт.ст.). Пересчет выполнять по специальным формулам, как правило, представленным в инструкциях по эксплуатации и стандартах на конкретные виды оборудования.

4) Влажность атмосферы при проведении измерений и испытаний внешней изоляции не должна приводить к выпадению росы или инея на поверхности. Во время дождя испытания запрещены.

7.2 Состав испытаний с учетом климатических изменений

При резких изменениях среднесуточной температуры (на 15 °С в сутки) для трансформаторов тока типа ТФРМ проводить контроль разрядной активности в объеме «контрольных обследований» (раздел 13).

8. Требования к персоналу

К производству работ по оценке технического состояния допускается аттестованный персонал, имеющий соответствующие документы на право проведения работ.

Привлекаемые к измерениям специализированные организации должны быть аккредитованы в концерне «Росэнергоатом» и иметь лицензию Ростехнадзора России.

9. Требования к программе испытаний

Программы обследований и необходимые испытания разрабатываются специализированными организациями в соответствии с данными МУ и утверждаются главным инженером станции.

10. Требования безопасности

Испытания и измерения характеристик трансформаторов тока и напряжения, а также других аппаратов ОРУ должны проводиться с учетом требований общих и местных правил техники безопасности с учетом особенностей технологии диагностики.

Измерения на ОРУ на рабочем напряжении проводятся бригадой не менее 2-х лиц по распоряжению в порядке обхода и осмотра оборудования.

11. Принципы определения технического состояния и объема мероприятий по дальнейшей эксплуатации

Анализ технического состояния основывается на применении многопараметрической диагностики (МПД)*.

В Приложениях А÷Г, в зависимости от вида диагностики, для зафиксированных характеристик дефекта даны критерии, на основании которых проводится оценка технического состояния по пятиуровневой шкале, согласно табл. 12.1. Основные подходы к определению технического состояния обосновываются в рамках подходов многопараметрической диагностики (раздел 5.1.3). При этом учитываются ситуации, когда все методики дают одинаковую классификацию, но также, если часть независимых методик дает одинаковую классификацию.

12. Принятие заключения о техническом состоянии

При различных уровнях оценки с применением разных методов – итоговая классификация проводится по худшей оценке.

Итоговый диагноз по результатам комплексного обследования, основываясь на МПД, определяется в соответствии со следующим:

1) Если ряд применяемых методов показывает на наличие начальной стадии развивающегося дефекта (оценка - «НСО»), то итоговую оценку технического состояния производить по шкале оценок на ступень выше (оценка - «НСЗО») и т.д.;

2) Если все используемые методы дают оценку «НСЗО», то итоговая оценка состояния - «Ухудшенное».

Объемы мероприятий по условиям эксплуатации и корректирующим мероприятиям для управления ресурсом указаны в табл. 12.1 (для отдельных аппаратов критерии оценки технического состояния даются в Приложениях).

Таблица 12.1 - Принятие решений по корректирующим мероприятиям для дальнейшей эксплуатации аппарата

Классификация технического состояния (по результатам МПД) и в соответствии с РД ЭО 0069-97	Рекомендации по эксплуатации и профилактическому контролю	Назначенный срок надежной эксплуатации (при отсутствии непроектных воздействий)
«НОРМА» «отсутствие явного дефекта»	Профилактический контроль – согласно требованиям заводской и ведомственной НТД.	Повторное обследование через 2÷3 года в объеме контрольных обследований
«НОРМА с отклонениями» «малозначительный дефект»	1) Периодичность и объем контроля с учетом Рекомендаций соответствующих настоящим МУ согласно экспертным оценкам специализированных организаций.	Повторное обследование через 1,5 года в объеме контрольных обследований
«НОРМА со значительными отклонениями» «значительный дефект»	1) Профилактический контроль дополнить методами диагностики на рабочем напряжении соответствующих характеристик состояния изоляции в соответствии с настоящими МУ. 2) Применение дополнительных методов	Повторное обследование через 6-9 месяцев

	контроля оформляются распорядительным документом.	
«УХУДШЕННОЕ» «критический дефект»	1) Ограничения по длительности эксплуатации. 2) В срок до 12 месяцев провести поиск мест дефектов и выполнить профилактические испытания с остановом аппарата. 3) До останова вести эксплуатацию с учащенным контролем (периодичность определяется экспертно). 4) Провести консультации с заводом-изготовителем или специализированной организацией по профилю оборудования. 5) Все изменения в процедурах и средствах эксплуатации электроустановки оформляются Техническим Решением.	Эксплуатация в условиях применения мониторинга: с учащенной периодичностью не реже 1 раза в 3 месяца
«ПРЕДАВАРИЙНОЕ» «предельное состояние»	1) Требуется немедленный вывод оборудования из работы, поиск места дефекта и его устранение или замена аппарата. 2) В случае отсутствия возможности (по техническим, технологическим, экономическим причинам) немедленного отключения электрооборудования эксплуатация производится на основании Технического решения, разработанного с участием «Завода-изготовителя» или специализированной организации. 3) Определяется комплекс корректирующих мер, обеспечивающих безопасную эксплуатацию и позволяющих отключить оборудование до наступления аварийного, неуправляемого выхода из строя (предельного состояния).	Замена аппарата

13. Объем работ при контрольных обследованиях

13.1 Этапы обследований

Контрольные обследования выполняются по следующим этапам:

- 1) Текущие – определяются графиком обследований.
- 2) Внеочередные – зависят от изменений окружающей температуры (измерения в летний и зимний период резкого изменения температуры) для аппаратов типа ТФРМ, при скачках среднесуточной температуры более 15 °С за сутки.

13.2 Состав и объемы контрольных обследований

13.2.1 Определяющими характеристиками для определения технического состояния всех аппаратов ОРУ являются контроль разрядной активности и тепловизионный контроль с определением дефектов контактов и избыточной температуры аппаратов.

13.2.2 Тепловизионное обследование в объеме, предусмотренном следующими документами: Приложение А; для КС – Приложение Д, для разрядников – Приложение Е; для ОПН – Приложение Ж, для ВЧ-заградителей – Приложение З; «Объем и нормы испытаний электрооборудования» (РД 34.45-51.300-97); «Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ» (РД.153-34.0-20.363-99).

13.2.3 Измерения характеристик ЧР в соответствии с Приложением Б и «Типовой инструкцией о порядке проведения измерений характеристик ЧР в изоляции основного

высоковольтного оборудования на рабочем напряжении» от 12.07.2001. Электрические измерения для вентильных разрядников приведены в Приложении Е.

13.2.4 Анализ эксплуатационной документации по трансформаторам в части испытаний, выполненных персоналом ЭЦ и имеющих отклонения от требований РД 34.45-51.300-97.

13.3 Анализ результатов обследований и оценка технического состояния

13.3.1 Принятие решения о техническом состоянии по результатам контроля разрядной активности.

Определение технического состояния производится по анализу распределений $n(Q)$, полученных при измерениях, путем их сопоставления с критериальными кривыми (Приложение Б, рис. ПБ.3). При этом техническое состояние может оцениваться как «Норма», «Норма с отклонениями» и «Норма со значительными отклонениями».

13.3.2 Принятие решения по результатам тепловизионного контроля.

- обнаружение превышения температуры в контактах (Приложение А, раздел 4.1). Явления соответствуют явным дефектам, оценка состояния по Приложению А, табл. ПА.1, как «Норма», «НСО» и «НСЗО». Для каждого состояния определен (табл. ПА.1) срок устранения неисправности контакта.

- обнаружение избыточной температуры на аппаратах. Это является признаками дефектов в активной части. При обнаружении значимого превышения избыточной температуры (см. табл. ПА.2) техническое состояние оценивается как «НСЗО» и «Ухудшенное». При отсутствии превышения – «Норма».

13.4 Рекомендации по результатам обследований

13.4.1 Эксплуатация без увеличения объема обследований

При оценке «Норма» по разделам 13.3.1 и 13.3.2 (контроль разрядной активности по 13.3.1), а также по тепловизионному контролю (раздел 13.3.2) техническое состояние аппарата оценивается как «Норма» и дальнейшая эксплуатация выполняется в соответствии с технической документацией без эксплуатационных ограничений.

13.4.2 Эксплуатация с увеличенным объемом обследований

1) По результатам измерения разрядной активности:

Если для аппарата техническое состояние соответствует «НСЗО», полученные по результатам контроля по п. 13.3.1, или же «НСЗО», при контроле по п. 13.3.2 (для ТФРМ, имеющих скачки разрядной активности при температурных изменениях), то для данного аппарата необходимо проведение расширенного обследования.

2) По результатам тепловизионных измерений:

Если техническое состояние «НСЗО» (при контроле по п. 13.3.2), то по данному аппарату необходимо проведение расширенного обследования.

13.5 Документирование результатов контрольных обследований

По результатам обследований составляется протокол с фактическими данными и Акт, в которых отражается техническое состояние аппаратов (по приложениям) и рекомендации по их дальнейшей эксплуатации в соответствии с табл. 12.1. Сроки надежной эксплуатации (при отсутствии непроектных воздействий): для «Н» - 2 года; для «НСО» - 1 год; для «НСЗО» - 6 месяцев.

14. Объем работ при расширенных обследованиях

14.1 Этапы обследований

Расширенные обследования проводятся по следующим этапам.

14.1.1 Текущее, определяемое графиком, для аппаратов с «НСЗО» по результатам предшествующих обследований, по которым для этих аппаратов определен учащенный контроль.

14.1.2 Внеочередное:

а) для аппаратов типа ТФРМ, для которых по результатам проведения измерений во время резких температурных изменений, техническое состояние определено как «НСЗО»;

б) для аппаратов, в которых по п. 13.3.2, по результатам тепловизионного контроля техническое состояние определено как «НСЗО».

14.2 Состав и объем расширенных обследований

14.2.1 Контроль разрядной активности

На аппаратах, включая ТТ, ТН, КС, ВЧ-заградители, выключатели, рекомендованных к расширенным обследованиям, проводятся следующие измерения:

1) определение распределений $n(Q)$, для подтверждения факта повышенной активности, проводятся в соответствии с Приложением Б и «Типовой инструкцией о порядке проведения измерений характеристик ЧР в изоляции основного высоковольтного оборудования на рабочем напряжении», утвержденной техническим директором концерна «Росэнергоатом» 12.07.01 г.;

2) проведение амплитудно-временной селекции (по Приложению Б, раздел 6) для определения:

- аппарата с наличием разрядных явлений, включая фазу ТТ из группы или аппараты вдоль определенной фазы, т.е. локализация объекта вдоль фазы. Таким образом определяется ТТ или ТН, имеющий дефект;

- формы разрядного явления (частичный разряд в изоляции, искрения между витками, дуговые процессы), Приложение Б, раздел 4.

14.2.2 Тепловизионный контроль

На аппаратах, включая ТТ, ТН, рекомендованных к расширенным обследованиям, проводится анализ термографических информационных функций (ТИФ). Контроль КС – Приложение Д, разрядников – Приложение Е, ОПН – Приложение Ж, ВЧ-заградителей и выключателей – Приложение З.

14.3 Анализ результатов обследований и оценка технического состояния для ТФРМ

14.3.1 Принятие решения по результатам контроля разрядной активности

По результатам амплитудно-временной селекции определяется аппарат (или аппараты) с наличием разрядных явлений. При этом для каждого аппарата выявляется число дефектов разрядного характера и формы разрядных явлений: ЧР в изоляции, искрения, дуговые процессы. При наличии внешних помех устанавливается источник этих помех. Классификация технического состояния по результатам расширенного обследования:

1) Аппарат (трансформатор тока типа ТФРМ) классифицируется как «НСЗО», если:

- распределение $n(Q)$ (по рис. ПБ.3, Приложение Б) и при этом максимальные амплитуды импульсов превышают указанную на рис. ПБ.3 не более чем в 2 раза;

- фиксируемые на осциллографе редкие импульсы по амплитуде не более 7В;

- форма разрядного явления соответствует искровому разряду (Приложение Б, табл. ПБ.3).

2) Аппарат (трансформатор тока типа ТФРМ) классифицируется как «Ухудшенное», если:

- фиксируемые амплитуды импульсов от ЧР более 7В;

- форма разрядного явления, происходящего в аппарате, соответствует дуговому процессу (Приложение Б, табл. ПБ.3).

14.3.2 Принятие решения по результатам тепловизионного контроля

Для аппаратов, по которым рекомендовано расширенное обследование проводится анализ термографических информационных функций (Приложение А, раздел 5). При этом в соответствии п.5.1 Приложения А, выполняется математическая обработка термограмм с определением:

1) коэффициента дефектности по наличию повышенных диссипационных явлений в трансформаторе (Приложение А, раздел 6).

2) коэффициента дефектности по наличию аномалии (Приложение А, раздел 7).

Оценка технического состояния проводится по сопоставлению расчетных коэффициентов ($K_{дис.}$ и $K_{аном.}$) с критериальными значениями, приведенными в табл. ПА.3, Приложение А, раздел 8. При этом техническое состояние классифицируется как «НСО», «НСЗО» или «Ухудшенное».

14.3.3 Тепловизионная оценка тангенса угла диэлектрических потерь трансформаторов тока

1) По анализу термограмм (Приложение А, раздел 9) проводится оценка величины $\tan\delta$ аппарата в соответствии с выражением (ПА-6).

2) Классификация выполняется в соответствии с табл. ПА.5. При этом техническое состояние может быть классифицировано как «НСО» и «НСЗО».

14.4 Рекомендации по результатам расширенного обследования ТФРМ

Объем рекомендаций в зависимости от технического состояния по табл. 12.1.

14.4.1 Эксплуатация без вывода аппарата из работы.

Дальнейшая эксплуатация выполняется без увеличения объема обследований в случаях, если и по контролю разрядной активности, и по тепловизионному контролю состояние классифицируется не хуже, чем «НСО».

14.4.2 Эксплуатация с увеличением объема обследований:

1) Если при обследовании техническое состояние и по контролю разрядной активности, и по тепловизионному контролю соответствует «Ухудшенному», то рекомендуется комплексное обследование.

2) Если при обследовании техническое состояние соответствует:

- по тепловизионному контролю «Ухудшенное»;

- по контролю разрядов «НСЗО»;

то рекомендуется комплексное обследование, или (когда ОРУ оборудовано системой контроля) выполнить контроль tgδ на рабочем напряжении (Приложение 3).

3) Если при обследовании техническое состояние аппарата соответствует:

- по тепловизионному контролю не хуже «НСЗО»;

- по контролю разрядов «Ухудшенное»;

то рекомендуется контроль разрядной активности на данном аппарате с периодичностью раз в 2 недели (с прекращением учащенного контроля при отсутствии динамики роста или погасания ЧР).

14.5 Объем расширенных обследований трансформаторов тока типа ТФЗМ

14.5.1 Проводятся следующие виды измерений:

1) Контроль разрядной активности на рабочем напряжении (в соответствии с Приложением Б), критерии оценки – в табл. ПБ.4.

2) Тепловизионный контроль в соответствии с Приложением А.

3) Измерения на отключенном аппарате определяются заводской документацией.

14.5.2 Оценка технического состояния.

Принятие технического решения по результатам диагностики в соответствии с табл. 12.1, при оценке технического состояния («Ухудшенное») рекомендуется комплексное обследование.

14.6 Объем расширенных обследований трансформаторов напряжения типа НКФ

14.6.1 Выполняются следующие виды измерений:

1) Контроль разрядной активности на рабочем напряжении (в соответствии с Приложением Б), критерии оценки – в табл. ПБ.4.

2) Тепловизионный контроль в соответствии с Приложением А.

14.6.2 Оценка технического состояния

Принятие технического решения по результатам диагностики в соответствии с табл. 12.1, при оценке технического состояния («Ухудшенное») рекомендуется комплексное обследование.

14.7 Объем комплексных обследований трансформаторов напряжения типа НДЕ и конденсаторов связи

14.7.1 Контроль разрядной активности на рабочем напряжении

Измерения разрядной активности (для электромагнитного устройства) – основной метод и тепловизионный для конденсатора связи и отбора мощности проводятся в соответствии с Приложением Д.

14.7.2 Оценка технического состояния в соответствии с Приложением Б, раздел 7, табл. ПБ.4.

Принятие технического решения по результатам диагностики в соответствии с табл. 12.1, при оценке технического состояния («Ухудшенное») рекомендуется комплексное обследование.

14.8 Документирование результатов расширенных обследований

По результатам обследований составляется протокол с фактическими данными и Акт, в которых, в соответствии с Приложениями, определяется техническое состояние аппарата, а по табл. 12.1 с указанием мероприятий по условиям дальнейшей эксплуатации.

Сроки надежной эксплуатации (при отсутствии неплановых воздействий): для «Н» - 2 года; «НСО» - 1 год; «НСЗО» - 6 месяцев.

15. Объем работ при комплексных обследованиях

15.1 Этапы обследований

Комплексные обследования выполняются по следующим этапам:

1) В соответствии с графиком вывода оборудования для профилактических испытаний со снятием напряжения.

2) Внеочередное, по оперативной заявке, для проведения работ на аппарате со снятием

напряжения.

15.2 Объем комплексных обследований трансформаторов тока типа ТФРМ

15.2.1 Контроль разрядной активности на рабочем напряжении

До вывода аппарата из работы провести контроль суточных колебаний интенсивности ЧР, измерения проводить в утренние часы (до 9.00), в период максимальной температуры (13-14 часов), и в вечернее время (21 час).

15.2.2 Измерения на отключенном аппарате

Выполняется объем измерений в соответствии с «Объемом и нормами испытаний электрооборудования» и документацией завода-изготовителя. Дополнительно может быть выполнен ГХ-анализ масла и влагосодержания (Приложение Г). При этом техническое состояние может быть определено как «Ухудшенное» или «Предаварийное».

15.2.3 Анализ результатов обследований и оценка технического состояния

Эксплуатация аппарата, если его техническое состояние соответствует «Ухудшенному» продолжается в следующих случаях:

1) если при контроле разрядной активности зафиксировано «Ухудшенное» состояние, при этом ЧР не являются стабильными и носят вспыхивающий характер, зависящий от температуры, данные по тепловизионному контролю не хуже «НСЗО», а также, если по данным профилактических испытаний нет отклонений от предельно допустимых значений;

2) если результат по тепловизионному контролю «Ухудшенное», однако контроль разрядной активности не хуже «НСЗО», а измерения tgδ в норме.

Эксплуатация указанной группы аппаратов (по п.15.2.3) может быть продолжена в режиме специального контроля, по отдельной программе.

15.2.4 Планирование замены аппарата

Плановая замена ТТ типа ТФРМ с техническим состоянием «Ухудшенное» (замена в течение 2-х лет) рекомендуется для следующих аппаратов:

1) если на трансформаторе тока типа ТФРМ устойчиво в течение 3-х лет фиксируются мощные ЧР вспыхивающего характера в периоды резкого роста или уменьшения средне суточных температур при значительных (15 °С) колебаниях температуры дня и ночи;

2) если на аппарате по тепловизионному контролю устойчивое состояние, соответствующее «НСЗО», и при этом контроль разрядной активности не хуже «НСЗО», а результаты профилактических испытаний близкие, но не превышают предельно допустимых значений.

15.2.5 Замена аппарата

Демонтаж и замена аппарата выполняется в случае, если его техническое состояние соответствует «Предаварийному» при следующих результатах обследований:

1) результаты профилактических испытаний превышают предельно допустимые значения, определенные заводской инструкцией;

2) результаты измерений разрядной активности и тепловизионного контроля соответствуют «Ухудшенному».

15.3 Объем комплексных обследований трансформаторов тока типа ТФЗМ

15.3.1 Проводятся следующие виды измерений

1) Контроль разрядной активности на рабочем напряжении (в соответствии с Приложением Б).

2) Тепловизионный контроль в соответствии с Приложением А.

3) Измерения на отключенном аппарате определяются заводской документацией.

15.3.2 Оценка технического состояния в соответствии с Приложениями А и Б

Принятие технического решения по результатам диагностики в соответствии с табл. 12.1, при оценке технического состояния («Ухудшенное») рекомендуется комплексное обследование.

15.3.3 Замена аппарата

В соответствии с пунктом 15.2.5.

15.4 Объем комплексных обследований трансформаторов напряжения типа НКФ

15.4.1 Выполняются следующие виды измерений:

1) Контроль разрядной активности на рабочем напряжении (в соответствии с Приложением Б).

2) Тепловизионный контроль в соответствии с Приложением А.

3) Измерения на отключенном аппарате – в соответствии с Приложением Б (раздел 8).

15.4.2 Оценка технического состояния

В соответствии с п.7 (Приложение Б, раздел 7), табл. ПБ.4.

Принятие технического решения по результатам диагностики в соответствии с табл. 12.1, при оценке технического состояния («Ухудшенное») рекомендуется комплексное обследование.

15.4.3 Замена аппарата

В соответствии с пунктом 15.2.5.

15.5 Объем комплексных обследований трансформаторов напряжения типа НДЕ и конденсаторов связи

15.5.1 Контроль разрядной активности на рабочем напряжении

Измерения разрядной активности (для электромагнитного устройства) – основной метод и тепловизионный для конденсатора связи и отбора мощности проводятся в соответствии с Приложением Д.

15.5.2 Измерения на отключенном аппарате

Объем работ определяется заводской инструкцией. Для электромагнитного устройства ТН необходимы дополнительные испытания на определение интенсивности ЧР в соответствии с Приложением Б.

15.5.3 Оценка технического состояния

В соответствии с Приложением Д, табл. ПД.1 и табл. ПБ.4. Принятие технического решения по результатам диагностики в соответствии с табл. 12.1, при оценке технического состояния («Ухудшенное») рекомендуется комплексное обследование.

15.5.4 Замена аппарата в соответствии с пунктом 15.2.5.

15.6 Объем обследований для ОПН и вентильных разрядников

Объем обследований и критерии оценки технического состояния – в соответствии с Приложениями Е и Ж.

15.7 Объем обследований ВЧ-заградителей

Объем обследований и критерии оценки технического состояния – в соответствии с Приложением З.

15.8 Документирование результатов комплексных обследований

По результатам обследований составляется протокол с фактическими данными и Акт, в которых, в соответствии с Приложениями, определяется техническое состояние аппарата, а по табл. 12.1 с указанием мероприятий по условиям дальнейшей эксплуатации.

Сроки надежной эксплуатации (при отсутствии непроектных воздействий): для «Н» – 2 года; «НСО» – 1 год; «НСЗО» – 6 месяцев.

16. Порядок обследования вновь вводимых после хранения трансформаторов тока типа ТФРМ

Опыт ввода в работу ТТ типа ТФРМ показывает на возможность повреждений в приработочный период (продолжительность которого ~2 года). При этом повреждения ТТ определяются наличием технологических дефектов в изоляционной конструкции аппарата. При длительном хранении ТТ к отклонениям при изготовлении накладывается влияние условий хранения. Совокупность обстоятельств увеличивает риск повреждения включенного аппарата после длительного хранения.

16.1 Испытания трансформаторов тока типа ТФРМ перед вводом в эксплуатацию

При вводе в эксплуатацию ТФРМ, которые хранились больше определенного заводом срока, равного трем годам, аппараты необходимо испытывать длительным приложением повышенного напряжения. Время выдержки под повышенным напряжением должно быть эквивалентно выдержке на рабочем напряжении, соответствующей приработочному периоду. Способами испытаний могут быть:

- испытания в специализированных высоковольтных залах (г. Москвы и С.-Петербурга);
- испытания на специальных стендах* (передвижных установках) собственно на ОРУ атомной станции.

* Для испытаний используется стенд с резонансным каскадным источником высокого напряжения, создаваемого на основе трансформаторов напряжения типа НКФ.

16.1.1. Измерения характеристик изоляции при длительных испытаниях

При приложении повышенного напряжения проводить измерения следующих характеристик:

- частичных разрядов;
- изменения величины $\tan \delta$.

16.1.2. Критерии оценки технического состояния аппаратов при длительных испытаниях

Испытания будут успешными:

- если за время испытаний максимальная величина кажущегося заряда будет не более 20 пКл;
- если за время испытаний не будет динамики роста кажущегося заряда;
- если $\tan \delta$ не возрастает более чем на 30%.

16.2. Диагностические операции после ввода аппаратов в работу на протяжении 2-х летнего периода

16.2.1. Для аппаратов, срок хранения которых не превышает три года

- контроль разрядной активности с периодичностью один раз в **3 месяца**, при отсутствии сигналов далее один раз в **6 месяцев**;
- тепловизионный контроль один раз в течение 6 месяцев.

16.2.2. Для аппаратов со сроком хранения более 3 лет, прошедших высоковольтные испытания

- контроль разрядной активности с периодичностью один раз в **2 месяца**, при отсутствии сигналов далее через **3 месяца**;
- тепловизионный контроль один раз в **3 месяца**.

16.2.3. Для аппаратов со сроком хранения более 3 лет, не прошедших высоковольтные испытания

- контроль разрядной активности с периодичностью один раз в месяц, при отсутствии сигналов далее через **2 месяца**;
- тепловизионный контроль один раз в **3 месяца**.

17. Принятие решения о техническом состоянии ОРУ станции или подстанции

Работы проводятся в соответствии с п.8 РД ЭО-0188-00 «Методические рекомендации по диагностике электрических аппаратов, распределительных устройств электростанций и подстанций».

Целью многофакторного анализа (МФА) является определение причин закономерностей ухудшения технического состояния аппаратов, зависящих от некоторых внешних факторов (перенапряжений, токов К.З. и т.д.).

На основе МФА определяются:

- 1) Присоединения с наибольшим числом аппаратов, техническое состояние которых имеет признаки ухудшения.
- 2) Определяются вероятные воздействия, определяющие ухудшение технического состояния данного присоединения.
- 3) Формируются меры по корректирующим мероприятиям для повышения эксплуатационной надежности.

Результаты МПД дают обоснованную общую оценку состояния электроподстанции в целом и отдельных ее ячеек, в частности. Для этого результаты МПД в виде условных обозначений и цветов (цветов светофора) наносятся на схемы энергообъекта (электростанции, подстанции). Это позволяет составить карту-схему состояния аппаратов на ПС с целью получения наглядного представления об общем состоянии ПС и отдельных ячеек. По картам-схемам определяются закономерности в оценке состояний и мест размещения аппаратов в схеме ПС.

Кроме того, карты-схемы состояний ЭО по результатам МПД позволяют оценить срок службы аппарата и объекта в целом. Карты-схемы состояний, в свою очередь, являются основой для проведения работы системного характера – многофакторного анализа для определения причин ухудшения технического состояния аппаратов в данном присоединении.

Приложение А

Методы, средства и обработка результатов тепловизионного контроля измерительных трансформаторов тока и напряжения

Данный раздел относится к измерению температурных полей поверхностей трансформаторов тока и напряжения. Измерения выполняются на рабочем напряжении в условиях эксплуатации.

1. Пояснения терминов, используемых в тексте

В разделе применяются следующие термины:

Превышение температуры	Разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающего воздуха.
Избыточная температура, ΔT	Превышение измеренной температуры контролируемого узла над температурой аналогичных узлов других фаз, находящихся в одинаковых условиях.
Термографическая информационная функция (ТИФ)	Пространственная свертка термограммы.
Коэффициент дефектности	Отношение измеренного превышения температуры контактного соединения к превышению температуры, измеренному на целом участке шины (провода), отстоящем от контактного соединения на расстоянии не менее 1 м.
Контакт	Токоведущая часть аппарата, которая во время операции размыкает и замыкает цепь.
Контактное соединение	Токоведущее соединение (болтовое, сварное, выполненное методом обжатия), обеспечивающее непрерывность токовой цепи.
Аномалия	Местное изменение температуры (избыточная температура) на некотором малом участке поверхности бака, характеризуется средней и максимальной температурой пятна.
Наиболее вероятное значение температуры	Значение температуры в максимуме термографической информационной функции.

2. Используемая аппаратура

При тепловизионном контроле электрооборудования должны применяться тепловизоры третьего поколения с разрешающей способностью не хуже 0,1 °С, предпочтительно со спектральным диапазоном 8-12 нм (область относительной спектральной прозрачности атмосферы).

3. Методические аспекты

Оценка теплового состояния электрооборудования и токоведущих частей проводится путем сравнения измеренных значений температуры в пределах фазы, между фазами, с заведомо исправными участками, в зависимости от условий работы и конструкции и может осуществляться:

- по нормированным температурам нагрева (превышениям температуры);
- по избыточной температуре;
- по коэффициенту дефектности;
- по динамике изменения температуры во времени.

Значительный объем практических измерений выполненный на трансформаторах тока при различных погодных условиях показывает, что в плане повышения обнаружительной способности при выявлении дефектных аппаратов необходимо соблюдение целого ряда условий. Последнее связано с чрезвычайно низким уровнем тепловыделений в изоляционной конструкции и низким температурным контрастом обусловленным, как предельной чувствительностью тепловизоров и их временной нестабильностью, так и влиянием оптических свойств поверхности и воздействием окружающей среды.

При практическом выполнении обследований необходимо руководствоваться следующими положениями:

- Тепловизор следует ориентировать относительно нормали к поверхности измерения:

для металлических поверхностей – в пределах 0-40°;
 для окрашенных поверхностей и диэлектриков – в пределах 0-60°;
 - Измерения необходимо проводить в сухую безветренную погоду при положительных температурах желательнее в наиболее жаркий период 20-25 °С и скорости ветра не более 2 м/с;
 - В предшествующие измерениям сутки не должны выпадать осадки, а день должен быть солнечным;
 - Термографирование измерительных трансформаторов тока следует проводить не ранее 3 часов после захода солнца (установление режима регулярного теплообмена), допускается проведение измерений в дневное время при наличии плотной облачности;
 - Токовая нагрузка по линии в предшествующий измерениям период 10-12 часов возможно более близкая к номинальному значению;
 - Анализ термограмм и термографических информационных функций проводить по тождественным областям поверхности бака и фарфоровой крышки;
 - В качестве фрагмента поверхности бака на трансформаторах тока серии ТФРМ следует использовать поверхность переходного участка между баком и фарфором;
 - Период между измерениями баков фаз в одной группе не должен превышать одной минуты;
 - Проводить ежегодный контроль метрологических параметров тепловизоров с использованием аттестованных моделей абсолютно черного тела;
 - Для повышения достоверности измерений на трансформаторных группах имеющих признаки дефектных трансформаторов следует дополнительно провести: одновременную регистрацию динамики снижения температуры по бакам трех фаз до восхода солнца с периодичностью 30 минут между измерениями;
 - Металлические шины и элементы конструкций ТТ и ТН окрашены, и в этом случае необходимо ориентироваться на коэффициент излучения покрытия.
 Повышенный темп охлаждения бака сравнительно с другими фазами свидетельствует о наличии дефекта.

4. Тепловизионный контроль измерительных трансформаторов тока и напряжения

4.1 Контактные соединения измерительных трансформаторов

Оценка состояния контактных соединений производится путем сравнения температуры однотипных контактов, находящихся в одинаковых условиях по нагрузке и охлаждению, а также сравнением температуры контактного соединения и сплошных участков токоподводов:

- 1) При контроле контактных соединений тепловизор следует располагать возможно ближе к ним, расстояние 30...40 м является предельным при такого рода измерениях, или пользоваться объективами с углом обзора 7°;
- 2) Измерения не следует проводить во время дождя, скорость ветра не должна превышать 4 м/сек. При больших скоростях ветра следует вводить поправки;
- 3) Измеренные значения температур или перегрева следует корректировать с учетом нагрузки, излучательной способности измеренных объектов и атмосферных условий;
- 4) Выявление дефектов контактных соединений необходимо проводить при нагрузках, близких к номинальному значению. При $I_{нагр} < 0,5 I_{ном}$ измерения проводить не рекомендуется;
- 5) Рекомендуемая периодичность проведения измерений - один раз в год, а также после проведения ремонта оборудования и ревизии контактных соединений;
- 6) Характеристикой контакта, определяющей его техническое состояние, является «Превышение температуры» – ΔT ;

При отбраковке контактных соединений рекомендуется для эксплуатирующего персонала использовать критерии отбраковки, приводимые в табл. ПА.1.

Таблица ПА.1 – Температурные критерии оценки технического состояния контактных соединений

Техническое состояние	Критерии оценки состояния	Предельный срок устранения дефекта контактного соединения
«НОРМА»	ΔT менее 5°С	
«НОРМА ОТКЛОНЕНИЯМИ» С	ΔT в пределах 5°С - 35°С	Во время ППР
«НОРМА СО	ΔT в пределах	В течение 6 месяцев

ЗНАЧИТЕЛЬНЫМИ ОТКЛОНЕНИЯМИ»	35°C - 85°C	
-----------------------------	-------------	--

4.2 Баки и фарфоровые покрышки измерительных трансформаторов

Оценка состояния изоляции измерительных трансформаторов проводится путем сопоставления температур баков и фарфоровых покрышек между фазами.

Критерии оценки технического состояния по уровню средней (наиболее вероятного значения) избыточной температуры тождественных фрагментов баков и фарфоровых покрышек приведено в табл. ПА.2.

Таблица ПА.2 – Температурные критерии оценки технического состояния изоляции трансформаторов тока ТФРМ

Техническое состояние	Критерии оценки состояния	Рекомендации
«Норма»	ΔT менее 0,5 °C	Повторный контроль через 6 мес.
«Норма с отклонениями»	$0,5\text{ °C} \leq \Delta T \leq 0,7\text{ °C}$	Учащенный контроль через 1 мес.
«Норма со значительными отклонениями»	$0,7\text{ °C} \leq \Delta T \leq 1,2\text{ °C}$	Планировать замену, учащенный контроль до вывода из работы
«Ухудшенное»	$\Delta T \geq 1,2\text{ °C}$	Срочный вывод из работы, проведение измерений tgδ, анализ масла. При наличии отклонений в параметрах по tgδ и суммарному газосодержанию – замена аппарата.

5. Метод анализа термографических функций

Первичной информацией являются термограммы объектов контроля полученные с боковых поверхностей с помощью тепловизоров, имеющих выход исходной информации в цифровом виде.

Методы анализа термографических информационных функций (далее метод ТИФ) позволяет прогнозировать наличие дефектов следующих видов:

- витковые замыкания обмотки трансформаторов тока и напряжения;
- дефекты контактной системы в трансформаторах;
- значительные диэлектрические потери в изоляции;
- потерю герметичности аппарата и увлажнение изоляции.

5.1 Обработка термограмм для получения ТИФ

Распределение температур по поверхности трансформатора $T_{(x,y)}$ несет информацию следующего характера:

- наличие распределенных источников тепловыделения по баку;
- наличие локальных температурных аномалий, обусловленных наличием дефекта термического характера.

При этом учитывается излучательная способность объекта, особенности конструкции и тепловое взаимодействие с окружающей средой.

Обработка термограмм. Исходная функция $T_{(x,y)}$, содержащая полезную информацию об особенностях тепловых явлений в объекте, представляется термограммой. Массив цифровых данных термограммы интегрируется в пределах выбранного участка термограммы для получения упорядоченного массива. Математическая обработка основывается на программах «Excel» в «Mathcad». При этом, производя операцию свертки исходной термограммы по координатам, получим соотношение:

$$F(t_i) = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^m (k(x,y) \cdot \varepsilon(x,y)) \cdot F(x_j, y_k, t_i) \quad (\text{ПА-1})$$

где: $k(x,y)$ – коэффициент передачи оптико-электронного тракта, $\varepsilon(x,y)$ – значения излучательной способности суммирование производится по двум пространственным координатам (связанными параметрами оптической системы и числом элементов разложения изображения (n, m)).

Определенная функция, являющаяся сверткой термограммы объекта, несет информацию о тепловом состоянии объекта о скрытых источниках тепловыделения, взаимодействии с окружающей средой, статистических параметрах излучаемой поверхности и оптико-электронного тракта.

Информационные характеристики ТИФ. Стилизованная ТИФ в виде функции $F(t^\circ)$ представлена на рис. ПА.1. Указанная функция $F(t^\circ)$ имеет информационные признаки, перечисленные в подрисуночной подписи к рис. ПА.1:

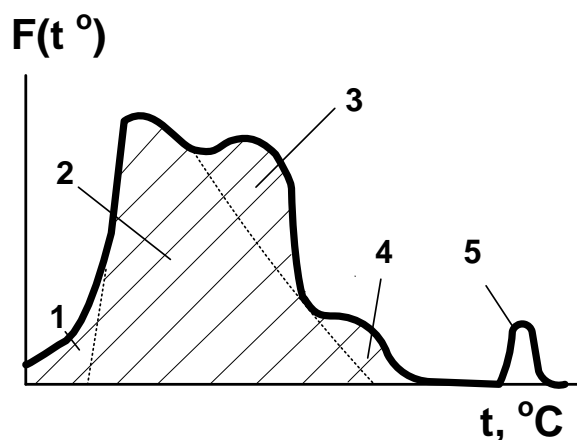


Рис. ПА.1 Зависимость ТИФ для бака трансформатора тока при наличии фона:

- 1 – зона фоновых помех, не учитываемая при анализе; 2 – ядро функции, определяющее тепловое состояние объекта, т.е. разность между процессами выделения тепла и охлаждения;
- 3, 4 – моды соответствуют наличию тепловых особенностей и (или) тепловым дефектам;
- 5 – участок ТИФ на «хвосте» распределения определяет наличие значительных перегревов небольших участков, например, контактных соединений ошиновки.

6. Выявление дефектов теплового характера с наличием объемных диссипаций в активной части трансформатора

Анализ проводится по сопоставлению объекта, аналогичной конструкции и режима эксплуатации, принимаемого за «эталон», рис. ПА.2 (кривая 1), с испытуемым трансформатором – кривая 2. На начальном этапе анализ термограмм и ТИФ следует проводить в одной группе трансформаторов тока путем их сопоставления. При отсутствии тепловых аномалий в баке связанных, например, с дефектами контактных соединений ТИФ баков или фарфоровых покрышек ТИФ различных фаз подобны, совпадают или сдвинуты по температурной оси.

За эталонный объект принимается трансформатор тока той фазы, у которой наиболее вероятное значение температуры (максимум ТИФ) имеет наименьшее значение. В качестве эталона может быть принят однотипный ТТ и из других групп при обеспечении равенства токов нагрузки.

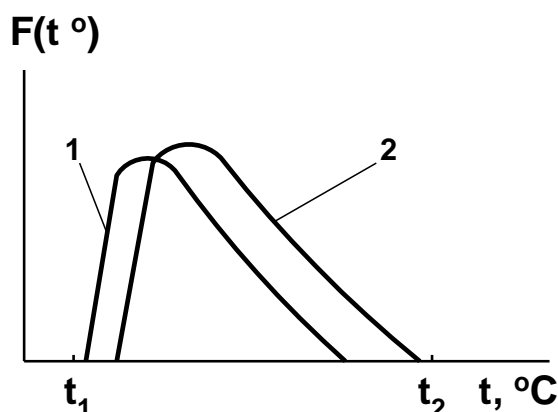


Рис. ПА.2 ТИФ эталонного и испытуемого объектов.

Для оценки мощности диссипационных явлений в трансформаторе используется коэффициент дефектности, определяемый критериальным соотношением:

$$K_{\text{дис}} = \frac{P_2 - P_1}{P_1}, \quad (\text{ПА-2})$$

где:

$$P = \int_0^{\infty} F_1(t^\circ) t^\circ dt, \quad P_2 = \int_0^{\infty} F_2(t^\circ) t^\circ dt \quad (\text{ПА-3})$$

Обобщение мощности тепловыделений объекта и эталона во всем рабочем интервале температур.

7. Выявление дефектов, обусловленных наличием тепловых аномалий

Анализ ТИФ проводится по сопоставлению мощностей диссипаций в зоне температурной аномалии в соответствии с рис. ПА.3.

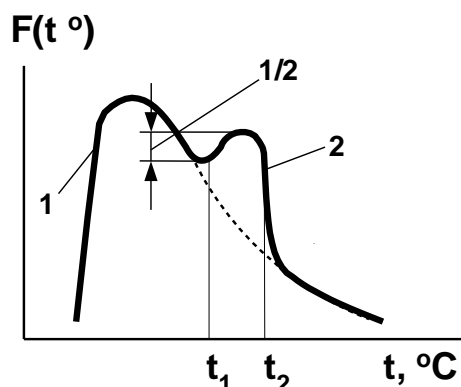


Рис. ПА.3. Иллюстрация процедуры оценки коэффициента дефектности в зоне температурной аномалии.

Расчет интегралов, как в дискретном, так и аналитическом представлении проводится в пределах t_1 и t_2 , определенных по полувысоте переднего фронта – кривая 2 (рис. ПА.3). Для классификации технического состояния используется коэффициент дефектности аномалии ($K_{\text{аном.}}$), определяемый соотношением:

$$K_{\text{аном.}} = \frac{P_2 - P_1}{P}, \quad (\text{ПА-4})$$

где:

$$P = \int_{t_1}^{t_2} F_1(t^\circ) t^\circ \cdot dt; \quad P_2 = \int_{t_1}^{t_2} F_2(t^\circ) t^\circ \cdot dt. \quad (\text{ПА-5})$$

Обобщение мощности тепловыделений в интервале температур t_1 – t_2 .

8. Классификация технического состояния при наличии дефектов по анализу ТИФ

Классификация технического состояния объекта производится в соответствии с табл. ПА.3.

Таблица ПА.3 – Коэффициенты дефектности

Классификация технического состояния	«Норма»	«Норма с отклонениями»	«Норма со значительными отклонениями»	«Ухудшенное»
$K_{\text{деф}}$	менее 1,2	1,2-1,4	1,4-1,6	1,6-2,0

9. Тепловизионный контроль тангенса угла диэлектрических потерь трансформаторов тока

Контролируемой характеристикой является величина тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$) изоляции. Применение тепловизионных устройств позволяет измерить эту величину косвенным способом, для этого вместо непосредственного измерения значения $\text{tg}\delta_x$ измеряют превышение температуры поверхности электрического аппарата (наиболее вероятное значение температуры).

Практический расчет $\operatorname{tg} \delta_x$ может быть выполнен по разнице температур между измеряемым и эталонным аппаратом по формуле:

$$\operatorname{tg} \delta_x = \operatorname{tg} \delta_s \cdot \frac{(T_x - T_o)}{(T_s - T_o)}, \quad (\text{ПА-6})$$

где: $\operatorname{tg} \delta_x$ – тангенс угла диэлектрических потерь измеряемого электрического аппарата; $\operatorname{tg} \delta_s$ – тангенс угла диэлектрических потерь электрического аппарата с их известным значением; T_x, T_s – соответственно наиболее вероятные значения температуры поверхности измеряемого электрического аппарата и аппарата с известным значением $\operatorname{tg} \delta_s$; T_o – температура окружающей среды; ΔT_x – избыточная температура.

Оценка технического состояния ТТ выполняется путем сопоставления рассчитанных величин $\operatorname{tg} \delta$ с нормированными величинами для каждой конструкции ТТ, принятие решений проводится в соответствии с табл. ПА.4.

Таблица ПА.4 – Техническое состояние по оценке $\operatorname{tg} \delta$

Качественная оценка состояния	Нормированные характеристики и особенности дефекта
«Норма»	Избыточная температура ΔT_x ° менее 0,5 °С Увеличение диэлектрических потерь $\Delta \operatorname{tg} \delta_x$ менее 0,3 %
«Норма с отклонениями»	Избыточная температура ΔT_x ° в пределах от 0,6 °С до 0,8 °С. Увеличение диэлектрических потерь $\Delta \operatorname{tg} \delta_x$ в пределах от 0,3 до 0,5 %.
«Норма со значительными отклонениями»	Избыточная температура ΔT_x ° в пределах от 0,8 °С до 1,2 °С. Увеличение диэлектрических потерь $\Delta \operatorname{tg} \delta_x$ в пределах от 0,5 до 0,8 %.

10. Тепловизионный контроль трансформаторов напряжения (индуктивных)

Способом оценки технического состояния является измерение неоднородности в распределении температуры ступеней ТН. При этом фиксируются температура узла конструкции, где нет нагрева T_o , температура элемента ступени T_x , на основе которых вычисляется избыточная температура:

$$\Delta T = T_x - T_o \quad (\text{ПА-7})$$

После этого определяется напряжение на ступени:

$$U_i = \frac{\Delta T_i \cdot U_{\text{раб}}}{\sum_1^n \Delta T_i} \quad (\text{П1-8})$$

Отношение U_{imax} к U_{imin} дает величину коэффициента неравномерности k_i :

$$k_i = \frac{U_{\text{imax}}}{U_{\text{imin}}} \quad (\text{П1-9})$$

Оценка технического состояния приводится в табл. ПА.5.

Таблица ПА.5 – Техническое состояние по неравномерности нагрева

Качественная оценка состояния	Нормируемые характеристики и особенности дефекта	Рекомендации
«НОРМА»	$k_i \leq 1,5$	Эксплуатация без ограничения.
«НОРМА С ОТКЛОНЕНИЯМИ»	$1,5 < k_i < 2,1$. Некоторое превышение температуры на i -той ступени ТН.	Необходим дополнительный тепловизионный контроль через 6 месяцев.
«НОРМА СО ЗНАЧИТЕЛЬНЫМИ ОТКЛОНЕНИЯМИ»	$2,1 \leq k_i$ Значительный перегрев i -той ступени ТН.	Анализ проб масла, возможны измерения ЧР при отключении ТН с возбуждением с низкой стороны.

Приложение Б

Методы, средства и обработка результатов по измерениям характеристик частичных разрядов в изоляции измерительных трансформаторов тока и напряжения

Частичные разряды (ЧР) являются индикаторами числа и степени развитости дефекта в электрической изоляции, который и является причиной повреждения. Вторым видом повреждений измерительных трансформаторов являются межвитковые замыкания вторичной обмотки, сопровождающиеся искровыми явлениями. Характеристики разрядных явлений, главным образом, динамика (их цикличность, зависимость от температуры окружающей среды) при анализе всего потока импульсов на рабочем напряжении за длительный период времени (6-10 месяцев) позволяет оценивать техническое состояние изоляции. Кроме того, при гальваническом замыкании витков обмотки возможно образование и дуговых процессов.

1. Пояснения терминов, используемых в тексте (по ГОСТ 20074-83)

Термин	Пояснение
1. Частичный разряд	Электрический разряд, который шунтирует лишь часть изоляции между электродами, находящимися под разными потенциалами.
2. Заряд частичного разряда $q_{чр}$	Заряд, переносимый по каналу разряда при каждом частичном разряде в диэлектрике
3. Нормированная интенсивность частичных разрядов	Предельно допустимое численное значение какой-либо характеристики интенсивности частичных разрядов, установленное для данного объекта испытаний стандартом на электрооборудование конкретного типа.
4. Нормированное напряжение частичных разрядов	Напряжение, для которого установлена нормированная интенсивность частичных разрядов.
5. Кажущийся заряд q частичного разряда	Абсолютное значение такого заряда, при мгновенном введении которого между электродами испытуемого объекта напряжение между его электродами кратковременно изменится на такое же значение, на какое изменилось бы при частичном разряде.
6. Частота следования n частичных разрядов	Среднее количество частичных разрядов за 1 с, в настоящих МУ принято число импульсов за период промышленной частоты (имп/пер)
7. Средний ток I частичных разрядов	Сумма абсолютных значений кажущихся зарядов q_i частичных разрядов, взятых за определенный временной интервал T , деленная на этот временной интервал (Кл/с, А)
8. Напряжение возникновения частичных разрядов U_i	Наименьшее значение напряжения, при котором интенсивность частичных разрядов становится равной или превышает нормированную интенсивность при повышении напряжения на объекте испытаний.
9. Напряжение погасания частичных разрядов U_e	Наименьшее значение напряжения, при котором интенсивность частичных разрядов становится равной или меньше нормированной интенсивности при снижении напряжения на объекте испытаний.
10. Помехи	Электромагнитные процессы, воздействующие на измерительную схему, вносящие искажения в показания измерительного устройства и ограничивающие его чувствительность.
10.1 Внешние помехи	Помехи независимые от напряжения, приложенного к объекту испытаний, и вызываемые коммутационными процессами в посторонних цепях, излучениями радиопередающих устройств, работой вращающихся машин и т.п.
10.2 Внутренние помехи	Помехи, зависящие от приложенного к объекту испытаний напряжения, обычно возрастающие при увеличении напряжения и вызываемые разрядами в элементах схемы (например, в испытательном трансформаторе, соединительном конденсаторе, на соединениях высокого напряжения) или искрением в местах некачественного заземления близко расположенного постороннего оборудования.

11. Нижняя и верхняя частоты полосы пропускания f_1 и f_2 измерительного устройства (прибора)	Частоты, при которых частотная характеристика изменяется не более чем на 3 дБ от ее значения в горизонтальной части.
12. Амплитуда импульса от ЧР – Q	Максимальное значение амплитуды импульса в Вольтах, используется при измерениях на рабочем напряжении, когда нет возможности проведения градуировки.

2. Контролируемые характеристики

2.1 Измеряемые характеристики

Разрядные явления количественно характеризуются кажущимися зарядами Q единичных разрядов и частотой их следования n . Методические Указания предусматривают измерения частоты следования импульсов напряжения разрядов – n_i с амплитудами напряжений. В результате измерений формируется распределение числа импульсов от ЧР в единицу времени от величины амплитуды напряжения, т.е. $n(Q)$.

Количественные соотношения между измеренными амплитудами напряжения и кажущимся зарядом разрядов устанавливаются с помощью градуировки: $q_i = A_q \cdot U_{max}$, где A_q – градуировочный коэффициент, (Кл/В), а U_{max} – амплитудное значение напряжения импульса разряда, (В).

2.2 Рассчитываемые характеристики

Для оценки состояния изоляции определяются:

- средняя мощность ЧР, рассчитываемая как:

$$P = \frac{U \cdot \sum_{i=1}^m n_i \cdot Q_i}{0,02} \quad (\text{Вт}),$$

где:

U – значение рабочего напряжения «фаза-земля», при котором производились измерения параметров разрядов, в Вольтах;

3. Средства измерений количественных характеристик разрядных явлений

Необходимые условия для проведения измерений:

- измерительный элемент (ИЭ) устанавливается на заземленной шине ТТ или ТН, непосредственно в момент измерений;
- ИЭ соединяется с измерительным прибором с помощью радиочастотного кабеля;
- требуется сетевое (220 В) питание для микропроцессорных приборов типа PDPA и осциллографов. Для аналоговых анализаторов типа PDA или ИРЗ-2, имеющих встроенные аккумуляторы, питания 220 В не требуется.

3.1 Типы ИЭ, способы их установки и съема сигналов:

- измерение тока ЧР с помощью высокочастотного трансформатора тока (ИЭ типа СТ): ИЭ ставится на заземленные токоведущие элементы;
- измерение магнитного поля от тока ЧР с помощью магнитного диполя (ИЭ типа 2L): измерительный элемент ставится вблизи токоведущих элементов на безопасном расстоянии;
- измерения разности потенциалов на заземленных токоведущих элементах (ИЭ типа ТМР-2).

3.2 Измерительные приборы:

- 1) Используются диагностические комплексы:
 - Компьютеризированный, тип ДКЧР-2 (табл. Б.1);
 - Аналоговый, тип «КАД» (табл. Б.2).
- 2) Используются следующие измерительные приборы (входящие в комплексы):
 - компьютеризированный цифровой осциллограф для амплитудно-временной селекции при регистрации одиночных импульсов ЧР;
 - анализатор импульсов, дающий распределение числа импульсов в единицу времени от величины амплитуды импульса ЧР $n(Q)$, типа PDPA (ДИКС 411168.001);
 - аналоговый анализатор типа ИРЗ-3.
- 3) Датчики для контроля разрядной активности на аппаратах:
 - высокочастотный трансформатор тока СТ-45;
 - магнитный датчик ТМР-2.

Таблица Б.1 - Спецификация носимого компьютеризированного комплекса типа ДКЧР-2

Состав	Чертеж	Назначение
1. Измерительные приборы:		<i>Измерение электроразрядной активности в высоковольтной изоляции:</i>
1.1 Осциллограф цифровой типа Tektronix TDS-2014, 4-кан, 100 МГц в комплекте		Осциллографирование сигналов от частичных разрядов (форма импульсов)
1.2 Анализатор потока импульсов от ЧР типа PDPA-1	ДИКС 422149.001	Цифровая автоматическая регистрация характеристик потока импульсов от частичных разрядов в изоляции.
1.3 Индикатор растекания заряда типа ИРЗ-3	ДНГК 422142.002	Измерение характеристик потока импульсов от частичных разрядов в изоляции.
1.4 Регистратор импульсов ЧР пороговый типа РИП-1	ДНГК 713701.001	Длительное измерение разрядной активности.
2. Измерительные средства:		<i>Характеристики датчиков съема сигналов от ЧР в изоляции электрооборудования, находящегося в эксплуатации.</i>
2.1 Датчик ЧР типа TMP-5	ДНГК 410113.001	Измерение ЧР-активности по корпусу силовых трансформаторов и генераторов.
2.2 Датчик ЧР типа TMP-1	ДИКС 434754.001	Локация максимумов ЧР-активности по корпусу электрической машины и в КРУ.
2.3 Датчик ЧР типа TMP-2	ДНГК 410113.002	Локация максимумов ЧР-активности по корпусу трансформаторов, реакторов.
2.4 Датчик ЧР типа RC-1	ДИКС 434754.006	Измерение волны зарядов на каждом выводе фазы На корпусах трансформаторов, реакторов
2.5 Датчик ЧР типа RC-2	ДНГК 410114.001	Датчик для подключения к ВИШ в виде коаксиального кабеля с емкостным съемом сигнала. Для трансформаторов и реакторов
2.6 Датчик ЧР типа СТ-45	ДНГК 410120.001	Измерение импульса тока от ЧР с поводка заземления корпуса трансформаторов и реакторов.
2.7 Блок сопряжения осциллографа и датчиков типа БС-2	ДНГК 410116.001	Устройство выделения рабочей полосы частоты для фиксации измерительными системами.
2.8 Катушки с кабелем типа РК-75, 10 м		Обеспечение передачи аналогового сигнала от датчиков на измерительную аппаратуру.
3. Приспособления		
3.1 Чемодан защитный типа Pelican™		Безопасное хранение и транспортировка. - Для измерительной аппаратуры - Для датчиков и приспособлений.
3.2 Высокочастотный шунт типа ВИШ-1	ДНГК 410115.001	- для датчика RC-1
3.3 Высокочастотный шунт типа ВИШ-2	ДНГК 410115.002	- для датчика RC-2 на катушке 10 м
3.4 Клеи специальные		Обеспечение гальванического контакта протекающим импульсным токам от ЧР
3.5 Кабель интерфейсный, тип RS-232		Обеспечение передачи данных в компьютер.
3.6 Разъемы коаксиальные типа CP-50		
4. Оргтехника и программное обеспечение		
4.1 Компьютер переносной типа Notebook с предустановленной ОС Windows XP		Обработка результатов измерений, подготовка протоколов измерений, хранение результатов измерений.
4.2 ПО «DIACS-Expert»		Программа для проведения и обработки измерений электроразрядной активности в изоляции мощных электродвигателей, силовых

		трансформаторов.
4.3 Принтер цветной струйный типа HP		Распечатка данных измерений и итоговых протоколов

Таблица Б.2 - Спецификация носимого комплекса аналоговой документации типа КАД

Состав	Чертеж	Назначение
А. Измерительные приборы:		<i>Измерение электроразрядной активности от частичных разрядов в высоковольтной изоляции, а также временных параметров импульсов.</i>
1. Индикатор растекания заряда типа ИРЗ-3	ДНГК 422142.002	Измерение характеристик потока импульсов от частичных разрядов в изоляции.
2. Регистратор импульсов ЧР пороговый типа РИП-1	ДНГК 713701.001	Длительное измерение разрядной активности.
3. Осциллограф цифровой типа Tektronix TDS-2014, 4-кан, 100 МГц в комплекте		Осциллографирование сигналов от частичных разрядов (форма импульсов).
Б. Измерительные средства:		<i>Съем сигналов от ЧР в изоляции электрооборудования, находящегося в эксплуатации.</i>
1. Датчик ЧР типа TMP-5	ДНГК 410113.001	Измерение ЧР-активности по корпусу силовых трансформаторов и реакторов.
2. Датчик ЧР типа TMP-2м	ДНГК 410113.002	Локация максимумов ЧР-активности по корпусу трансформаторов и реакторов.
3. Датчик ЧР типа СТ-45	ДНГК 410120.001	Измерение импульса тока от ЧР с поводка заземления корпусов трансформаторов и реакторов.
4. Катушки с кабелем типа RG-174, 10 м		Обеспечение передачи аналогового сигнала от датчиков на измерительную аппаратуру
В. Приспособления		
1. Чемодан защитный типа Pelican™		Безопасное хранение и транспортировка. - Для измерительной аппаратуры - Для датчиков и приспособлений.
Г. Оргтехника и программное обеспечение		
1. ПО «DIACS-Expert» на жестком носителе		Программа для обработки измерений электроразрядной активности в изоляции.
Д. Документация		
1. Паспорт «КАД»		
2. Паспорт «ИРЗ-3»		
3. Паспорт «РИП-1»		

3.3 Программное обеспечение:

Используются следующие программные продукты:

1) «**DIACS Expert**» – выполнена в оболочке «Windows». Программа выполняет расчет по разделу 2, включая: управление измерениями при использовании анализатора по заданной временной программе; расчет распределений $n(Q)$; пересчет шкалы амплитуд в единицы заряда; расчет мощности разрядов – P ; сравнение результатов, построение зависимости изменений мощности разрядов от времени – $P(t)$; подготовку протокола испытаний; архивацию результатов.

2) «**DIACS PD Book**» – в оболочке «DOS» для анализатора типа PDA-1B. Ручным вводом данных по q и по n позволяет выполнять: расчет распределений $n(Q)$; пересчет шкалы амплитуд в единицы заряда; расчет мощности разрядов – P .

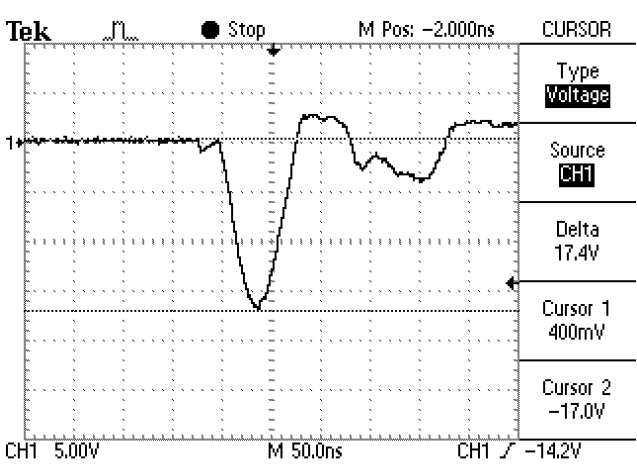
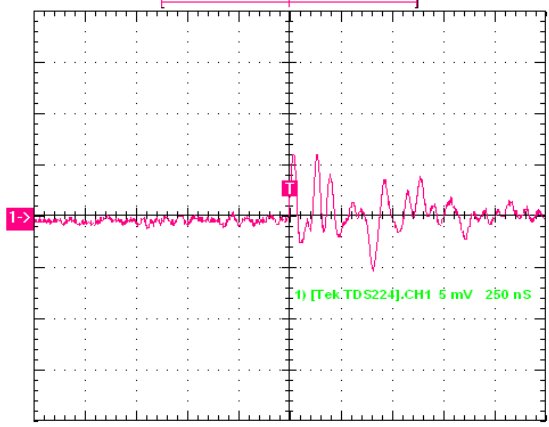
3) «**DIACS Expert 2002**» – выполнена в оболочке «Windows» 95/ 98/ Me/NT/2000. Программа выполняет расчет по разделу 1.2, включая: расчет распределений $n(Q)$; расчет мощности разрядов – P ; сравнение результатов, построение зависимости изменений мощности разрядов от времени – $P(t)$; подготовку протокола испытаний; архивацию результатов.

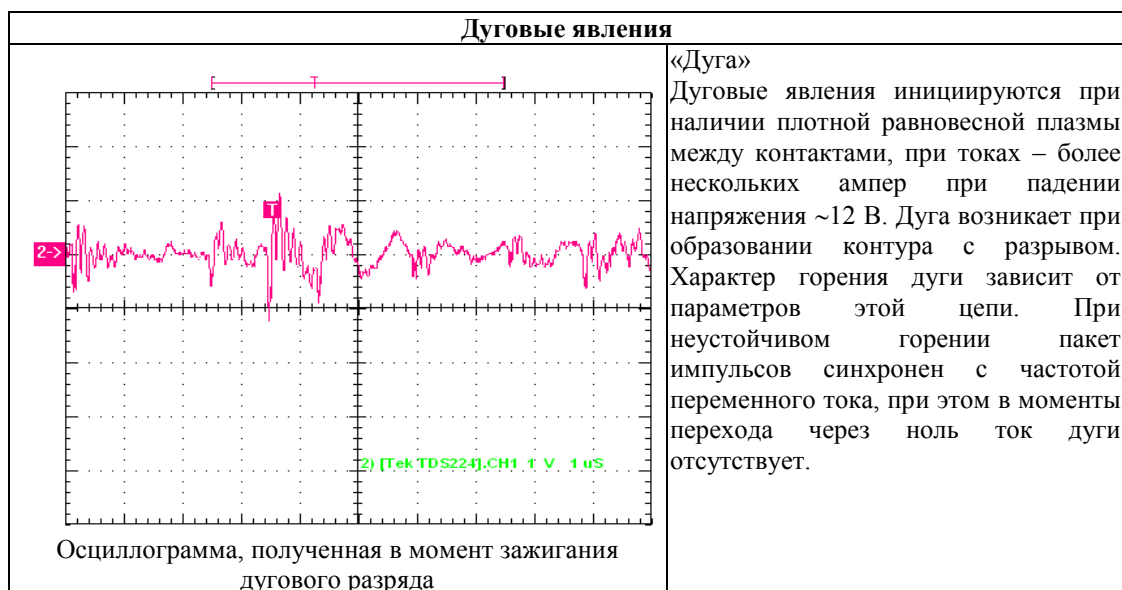
4. Формы разрядных явлений

Определение формы разрядного явления, обнаруженного при проведении измерений на рабочем напряжении, проводится по структуре импульса от разряда.

Структуры импульсов для ЧР, искры и дуги с описанием их особенностей даны в табл. ПБ.3.

Таблица ПБ.3 – Формы разрядных явлений

Типичная осциллограмма	Описание явлений
Частичный разряд в изоляции	
 <p>CH1 5.00V M 50.0ns CH1 -14.2V</p> <p>ЧР в витковой изоляции обмотки СН автотрансформатора 500/220 кВ</p>	<p>«Частичный разряд» происходит в расслоениях изоляции, в газовых включениях и т.д. Частичные разряды имеют место только в том случае, если имеется электрическое поле. Поверхностные ЧР происходят вдоль поверхности диэлектрика под действием тангенциальной составляющей электрического поля. Из структуры импульса видно, что это одиночный выброс, обусловленный явлениями ионизации и далее, рекомбинацией, нейтрализациями и т.д. (задний фронт, длина – сотни нс). После заднего фронта следует колебательная структура, зависящая от схемы вывода сигнала из объекта испытаний и резонансных свойств его электрической схемы.</p>
Искрения между металлическими частями	
 <p>Осциллограмма искровых явлений в пакете магнитопровода (искрения между листами)</p>	<p>«Искрения» – разрядные явления с большим током между металлическими деталями, перенос зарядов в контакте происходит не за счет ионизации (образования электронных лавин), а за счет электролитических, тепловых и иных механизмов в контактном слое между двумя пластинами. Искрения имеют место в том случае, если протекают большие (хотя бы в импульсе) токи. Импульс высокочастотный (характерная частота ~3-10 МГц) имеет структуру «цуга волн», длина цуга 0,5-1,5 нс.</p>



5. Проведение измерений

Установка датчика на измерительный трансформатор показана на рис. ПБ.1. Измерения могут проводиться переносным анализатором (поз.2). Осциллографирование (рис. ПБ.2) проводится при использовании 4-х датчиков, устанавливаемых или на три фазы, или на несколько аппаратов вдоль одной фазы. После установки датчиков производятся замеры:

- распределений $n(Q)$;
- осциллограмм.

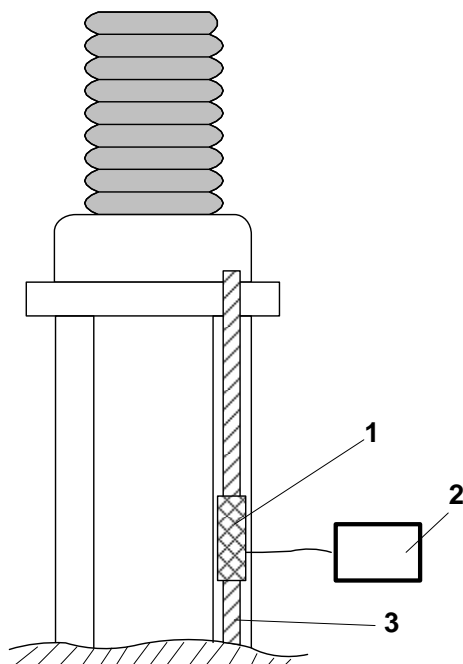


Рис. ПБ.1 Установка датчиков на аппараты:

1 – датчик сигналов ЧР (ИЭ типа СТ или ТМР); 2 – анализатор импульсов; 3 – шина заземления.

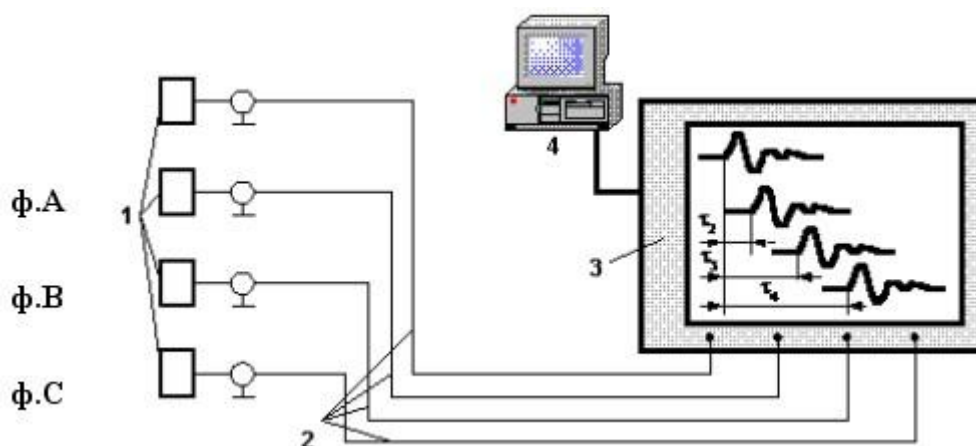


Рис. ПБ.2 Блок-схема осциллографирования сигналов:

1 – датчики ТМР-2; 2 – радиочастотные кабели; 3 – осциллограф; 4 – компьютер;
 τ_2 – задержка второго импульса относительно первого; τ_3 – задержка третьего импульса
 относительно первого; τ_4 – задержка четвертого импульса относительно первого.

6. Метод амплитудно-временной селекции импульсов при диагностике измерительных трансформаторов

Назначение данных измерений: определение аппарата, имеющего разряды, и выявление источника внешних помех, определение формы разрядного процесса.

6.1 Схема измерений

Установка датчиков на аппараты показана на рис. ПБ.1, блок-схема измерений указана на рис. ПБ.2. Датчик 1 канала устанавливается на шинах заземленного корпуса любого аппарата, расположенного вблизи контролируемого трансформатора. Сигнал с датчика, установленного на трансформатора, в изоляции которого возникают ЧР, имеет наибольшую амплитуды и появляется раньше, чем сигналы на других каналах. Часто возникает ситуация, когда осциллограф регистрирует импульсы, возникающие в изоляции близлежащих аппаратов (а не в изоляции контролируемых трансформаторов тока). В этом случае фиксируются импульсы большей амплитуды или они появляются раньше на 1-м канале, либо импульсы на 2, 3, 4 каналах имеют одинаковую амплитуду или появляются одновременно.

Измеряемыми являются:

- 1) Амплитуды сигналов с каждого аппарата ($A_1 \dots A_4$).
- 2) Время задержки приходов сигналов (рис. Б.2) – $\tau_1 \div \tau_4$.

6.2 Проведение измерений

I этап. Датчики устанавливаются на три трансформатора одной группы, четвертый датчик – на трансформатора соседней группы.

Проводятся измерения $A_1 \dots A_4$ и $\tau_1 \div \tau_4$, по которым определяется фаза, имеющая разрядное явление.

II этап. Датчики последовательно устанавливаются на аппараты фазы, имеющей разрядное явление. При этом они размещаются «вдоль линии», на ТТ, ТН, разрядниках, конденсаторах связи. Проводятся измерения $A_1 \dots A_4$ и $\tau_1 \div \tau_4$ для определения аппарата, имеющего разряд. Таким образом определяется аппарат с наличием разряда.

III этап. По табл. ПБ.1 определяется форма разрядного явления.

7. Анализ технического состояния по результатам измерений на рабочем напряжении

Основным для определения технического состояния является распределение $n(Q)$. Нормированные характеристики $n(Q)$ для каждого класса напряжений приведены на рис. ПБ.3 для ТТ типа ТФРМ, а для ТТ типа ТФЗМ и ТН типа НКФ, НДЕ и КС в табл. ПБ.4.

Таблица ПБ.4 – Критерии электроразрядной активности для измерительных трансформаторов (мВ) по максимальной величине амплитуды импульса при измерении датчиком ТМР-2

Тип аппарата	«Норма»	«Норма с отклонениями»	«Норма со значительными отклонениями»	«Ухудшенное»
ТФЗМ	Менее 100	Более 100	Более 500	Более 1000
НКФ	Менее 100	Более 100	Более 2000	Более 5000
НДЕ и КС	Менее 200	Более 200	Более 2500	Более 8000
для электромагнитного устройства НДЕ	Менее 300	Более 300	Более 5000	Более 10000

В зависимости от характера $n(Q)$ техническое состояние ТФРМ разделяется на три группы:

1) Аппараты с состоянием изоляции, соответствующей «НОРМА» – если q_{max} менее принятого уровня помех и ниже кривой $n(Q)_б$ (область, ограниченная сверху кривой $n(Q)_б$).

2) Аппараты с состоянием «НОРМА С ОТКЛОНЕНИЯМИ», если $n(Q)$ в области между кривыми $n(Q)_а$ и $n(Q)_б$.

3) Аппараты с состоянием изоляции «НОРМА СО ЗНАЧИТЕЛЬНЫМИ ОТКЛОНЕНИЯМИ», если полученная зависимость $n(Q)$ превышает критериальную (область, лежащая выше кривой $n(Q)_а$).

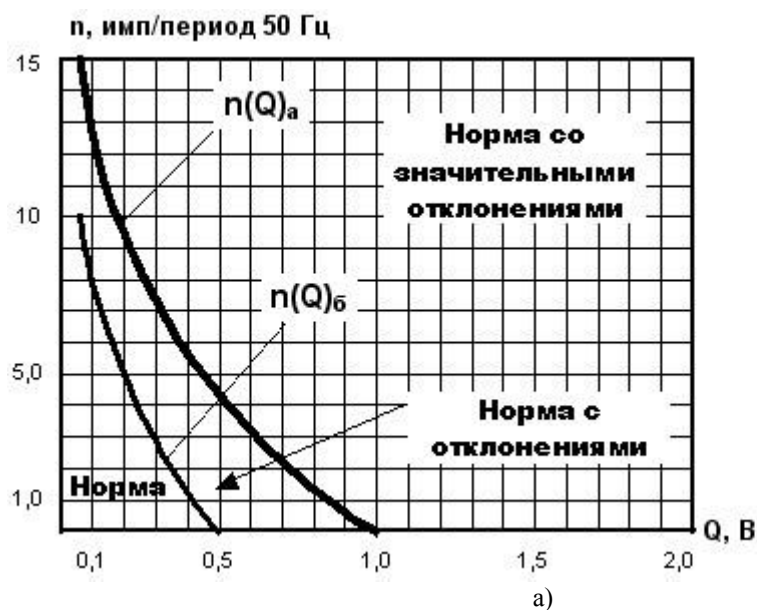
Анализ технического состояния по измерениям характеристик ЧР является основным методом. На основании измерений ЧР далее проводится полный объем мероприятий в соответствии с «Объемом и нормами», включая контроль $\text{tg}\delta$, анализ масла, тепловизионный контроль и проводится амплитудно-временная селекция при одновременном съеме сигналов от ЧР с трех фаз одной группы ТТ и ТН, по результатам полного объема мероприятий и выполняется окончательное определение технического состояния.

8. Измерения ЧР на отключенном аппарате при испытании от «постороннего источника» напряжения

Испытания проводятся для ТН индуктивного типа и измерительного трансформатора в ТН емкостного типа.

1) Суть проведения испытаний:

- на выведенном из работы ТН, путем ступенчатого ввода напряжения, подается полное напряжение со вторичной обмотки;
- во вторичной обмотке на каждой ступени фиксируются характеристики ЧР;
- по величине ЧР-активности в обмотке определяется техническое состояние изоляции.



ТФРМ-330

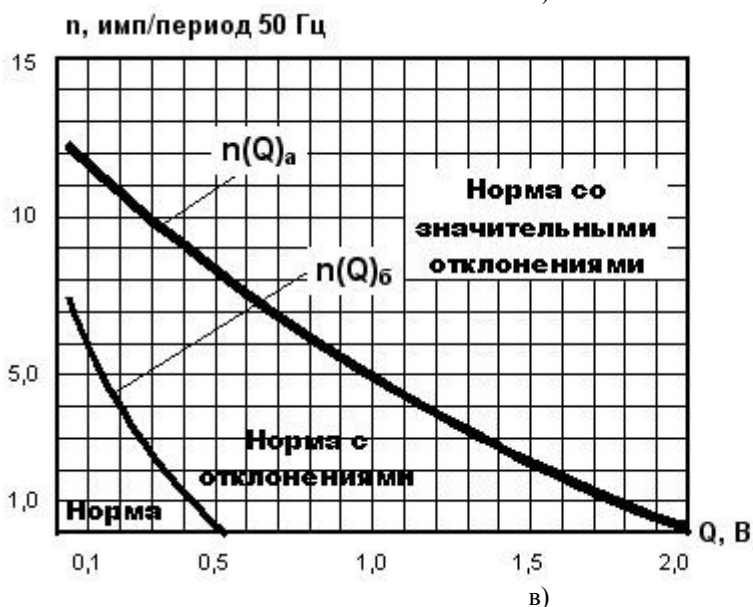
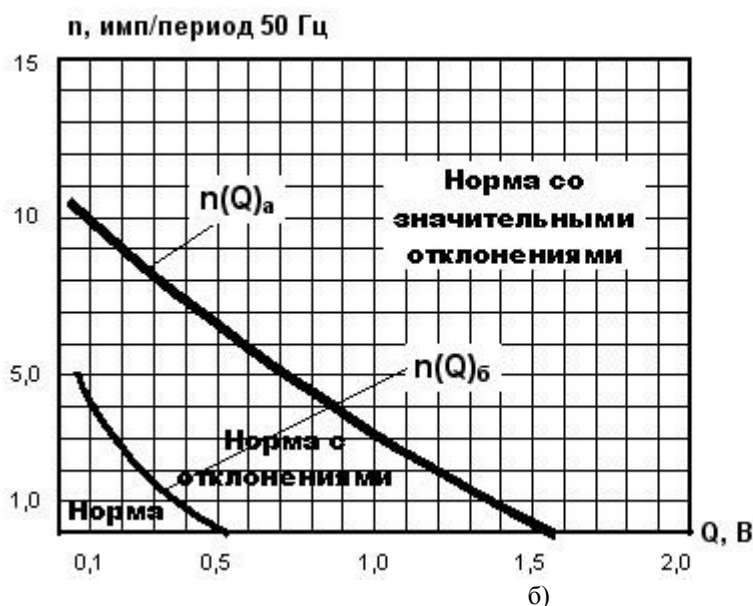


Рис. ПБ.3 Критериальные кривые для трансформаторов тока типа ТФРМ при измерениях на рабочем напряжении при использовании датчика типа ТМР-2.

2) Схема измерений ЧР приведена на рис. ПБ.4, состав схемы - в подрисуночной надписи.

3) Порядок измерений:

- ТН выводится из эксплуатации, отключаются вторичные обмотки, высоковольтный ввод ТН заземляется переносным заземлением;
- ко вторичной обмотке подключается схема возбуждения и контур измерений ЧР;
- с ТН снимается переносное заземление;
- с помощью ЛАТР (поз.6) напряжение увеличивается до 20% от $U_{ном.втор.}$ - первая ступень;
- производится контроль ЧР-активности, снимается кривая $n(q)$;
- напряжение увеличивается до 40% - вторая ступень, вновь производится измерение $n(Q)$.
- прочие ступени 60%, 80%, 100%, 110%;
- после измерений испытательное напряжение снимается и ТН заземляется;
- процесс измерений повторяется для второй и третьей фаз.

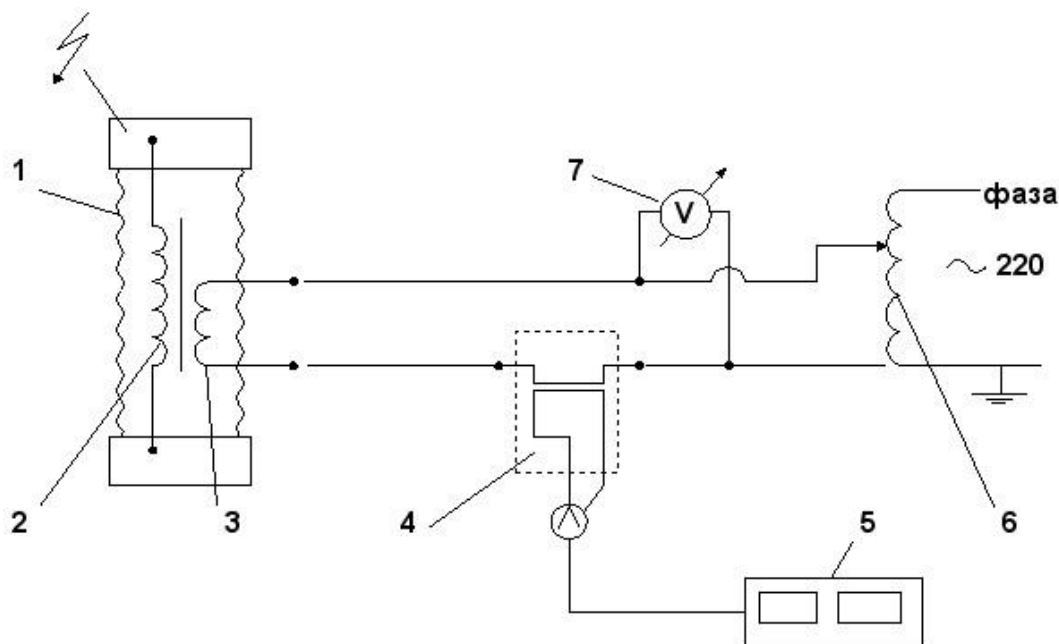


Рис. ПБ.4 Схема измерений ЧР в трансформаторе напряжения при его возбуждении со вторичной обмотки:

1 – ТН типа НКФ; 2 – обмотка ВН; 3 – вторичная обмотка; 4 – измерительный элемент типа ПВИ-24; 5 – анализатор; 6 – ЛАТР; 7 – вольтметр.

4) Определение технического состояния по результатам измерений при испытании от постороннего источника:

- отсутствие ЧР или слабое увеличение с ростом испытательного напряжения $U_{исп}$ (до 100 мВ с числом импульсов 3-5) соответствует «Норме»;
- наличие роста ЧР с увеличением $U_{исп}$ (до 500 мВ с числом импульсов 10-15) – «Норма с отклонениями».

Для такого ТН необходим анализ масла и полный цикл измерения в соответствии с «Нормами».

- При резком увеличении интенсивности ЧР с увеличением $U_{исп}$ (более 1 В) – оценка «Ухудшенное состояние», необходимо планировать замену.

Приложение В

Метод измерения тангенса угла диэлектрических потерь и емкости изоляции измерительных трансформаторов под рабочим напряжением мостовым методом

Для измерений под рабочим напряжением необходимо: обеспечить безопасное подключение измерительной схемы к измерительным обкладкам аппаратов без их отключения от цепей заземления; обеспечить наличие и возможность подключения к эталонному объекту при измерениях по мостовой схеме; удовлетворить требованиям директивных документов в части интерпретации результатов измерений.

1. Используемая аппаратура

Измерения $\tan \delta$ производится мостом Р5026 или «Тангенс 2000», или «Вектор-2М». Подключение к трансформатору тока типа ТФРМ производится через специальное устройство типа УКИ. (Для этой цели все аппараты ОРУ должны быть оборудованы указанными устройствами).

2. Проведение измерений $\tan \delta$ на рабочем напряжении

Для ОРУ 220-750 кВ составляется технологическая карта измерений ТТ, в которой указываются объекты, принимаемые за эталоны, выбранные из следующих условий: обеспечить возможность измерения максимального числа ТТ от одного эталона при заданной длине кабелей

C_o и C_x измерительного моста; обеспечить возможность измерения граничных ТТ от разных эталонов, чтобы можно было оценить значения $\operatorname{tg} \delta$ всех измеряемых объектов от одного уровня; необходимо, чтобы эталоны имели наименьшее значение $\operatorname{tg} \delta$ по данным предыдущих измерений из всех ТТ, для измерений которых они будут использоваться в качестве эталонов.

Для безопасного подключения измерительного моста к измерительному выводу высоковольтного аппарата под рабочим напряжением используются устройства типа УКИ-2. Порядок работы:

- 1) Устройства типа УКИ-2 установить на доступной высоте ($\sim 1,5$ м).
- 2) Выводы (разъемы) с измерительного моста (Р-5026) соединить отрезками экранированного кабеля с устройством УКИ-2, позволяющим без разрыва тока в цепи «измерительный вывод - заземление» включить в эту цепь измерительное или эталонное плечо моста.

При измерениях за эталон принимается объект с известным значением $\operatorname{tg} \delta_{\text{эт}}$, относительно которого и проводятся измерения всех остальных объектов. При этом измеряется разница между $\operatorname{tg} \delta_{\text{эт}}$ и $\operatorname{tg} \delta_x$ (см. рис. ПВ.1). При малых углах δ истинное значение $\operatorname{tg} \delta_{\text{ист}} = \operatorname{tg} \delta_x + \operatorname{tg} \delta_{\text{эт}}$. В качестве эталонного объекта может быть использован любой объект с известными значениями $\operatorname{tg} \delta$ и емкости. При этом точность измерения определяется только точностью принятых характеристик эталона.

Истинные значения $\operatorname{tg} \delta_{\text{ист}}$ измеряемого объекта определяются путем сложения, полученной измерениями $\operatorname{tg} \delta_{\text{изм}}$ с $\operatorname{tg} \delta$ эталонного объекта, указанным в технологической карте: $\operatorname{tg} \delta_{\text{ист}} = \operatorname{tg} \delta_{\text{изм}} + \operatorname{tg} \delta_{\text{эт}}$.

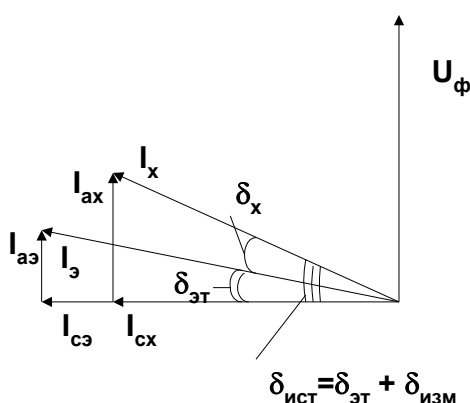


Рис. ПВ.1. Векторная диаграмма при измерениях тангенса угла диэлектрических потерь в объекте измерения ($\operatorname{tg} \delta_x$) по схеме с эталоном, $\operatorname{tg} \delta$ которого не равен нулю, а имеет значение $\operatorname{tg} \delta_{\text{эт}}$.

3. Нормирование результатов измерений

При отсутствии дефекта величина $\operatorname{tg} \delta_{\text{изм}}$ не зависит от величины напряжения, при которой она измерена. Данными для сравнения служат также результаты измерений $\operatorname{tg} \delta$ и емкости, приводимые в заводском паспорте аппарата после его изготовления, которые выполняются при нескольких значениях $U_{\text{исп}}$ (от $U_{\text{исп}} = 35$ кВ до наибольшего рабочего напряжения). При измерениях под рабочим напряжением дополнительным диагностирующим параметром является прирост $\operatorname{tg} \delta$ при изменении напряжения, т.е. наличие разницы $\Delta \operatorname{tg} \delta$ в измерениях при различной величине напряжения. Измеренные величины $\operatorname{tg} \delta$ сопоставляются с заводскими, при этом определяется отношение $\operatorname{tg} \delta_{\text{изм}} / \operatorname{tg} \delta_{\text{зав}}$, которое и является критериальным. Принятие решения по результатам измерений проводится в соответствии с табл. ПВ.1.

Таблица ПВ.1 – Определение технического состояния по оценке $\operatorname{tg} \delta$

Качественная оценка состояния и характеристика дефекта	
«Норма»	$\operatorname{tg} \delta_{\text{изм}} / \operatorname{tg} \delta_{\text{зав}}$ менее 1,1
«Норма с отклонениями»	$\operatorname{tg} \delta_{\text{изм}} / \operatorname{tg} \delta_{\text{зав}}$ более 1,1, но менее 1,4

«Норма со значительными отклонениями»	$\text{tg}\delta_{\text{изм}}/\text{tg}\delta_{\text{зав}}$ более 1,4 $\text{tg}\delta_{\text{изм}} \approx \text{tg}\delta_{\text{норм}}$
«Ухудшенное»	$\text{tg}\delta_{\text{изм}}/\text{tg}\delta_{\text{зав}}$ более 2,5 $\text{tg}\delta_{\text{изм}}$ больше $\text{tg}\delta_{\text{норм}}$

Оценка результатов измерения производится путем сравнения полученного значения $\text{tg}\delta_{\text{ист}}$, измеренного под $U_{\text{раб}}$ с величиной $\text{tg}\delta$, измеренного ранее при $U = 10$ кВ, и с нормируемыми значениями $\text{tg}\delta$ для изоляции ТТ. Полученное значение $\text{tg}\delta$ не должно превышать нормируемых значений, а также не должно превышать 0,2 %, значение $\text{tg}\delta$, измеренного при 10 кВ. В случае, когда $\text{tg}\delta_{\text{изм}}$ больше нормируемого или указанная выше разница превышает 0,2%, необходимо производить измерения $\text{tg}\delta$ такого ТТ не реже одного раза в 1-3 месяца, и при выявлении тенденции к возрастанию $\text{tg}\delta$ выводить такой ТТ из эксплуатации. Если окажется, что $\text{tg}\delta$ ТТ зависит от величины и времени приложения напряжения или температуры, то восстановление его изоляционных характеристик невозможно.

Приложение Г

Метод диагностики измерительных трансформаторов по результатам анализа масла

1 Анализ масла для измерительных трансформаторов на общее газосодержание и концентрацию растворенной влаги

Данный анализ является наиболее информативным для ТТ типа ТФРМ.

Оценку герметичности гермоузла можно производить по результатам ГХ-анализа трансформаторного масла на содержание атмосферных газов (O_2 , N_2). Анализы проб масла из ТТ на влагосодержание следует проводить по РД 34.43.107-95. Оценка результатов производится согласно РД 34.45-51.300-97. Предельные концентрации приведены в табл. Г.1.

Таблица Г.1 – Предельно допустимые концентрации для ТФРМ

Вид анализа	«Норма»	«Норма с отклонениями»	«Норма со значительными отклонениями»	«Ухудшенное»
Полное влагосодержание, %	Менее 0,0015	0,0015÷0,0025	0,0015÷0,0025	0,0025÷0,0030

2 Хроматографический анализ масла

Поскольку на данный момент отсутствуют достоверные статистически обоснованные данные по критериям отбраковки ТТ по результатам газохроматографии, анализ результатов ГХ-анализов следует производить в соответствии с п.9 РД 34.46.303-98

Рекомендуется использовать ГХ-анализ, как вспомогательный метод контроля состояния изоляции, дополняющий результаты измерений $R_{\text{из}}$, $\text{tg}\delta$, ЧР, термограмм, физико-химических и электрических характеристик масла. При этом, если обнаружено ухудшение одного из основных электрических, термографических и физико-химических параметров, и при этом динамика изменения концентраций основных диагностических газов положительная, то состояние изоляции может быть оценено как «Ухудшенное».

Приложение Д

Метод оценки состояния конденсаторов связи по результатам тепловизионного контроля

1 Тепловизионный контроль конденсаторов связи

У конденсаторов связи температура поверхности возрастает в большей степени, чем у ТТ, так как они имеют значительно большую емкость. Так, у конденсаторов связи на напряжение 330 кВ увеличение $\text{tg}\delta$ на 0,1% приводит к увеличению температуры поверхности почти на 3°C. Аппарат с известным значением $\text{tg}\delta$, так же, как и в мостовой схеме, выполняет роль эталона, но в отличие от мостовой схемы, при измерениях по предполагаемому способу, может быть использован аппарат соседней фазы при одинаковой величине напряжения по фазам. Таким

образом, и для конденсаторов возможен расчет диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$) по поверхностной температуре, аналогично расчету $\text{tg}\delta$ для трансформаторов тока:

$$\text{tg}\delta_x = \text{tg}\delta_s \cdot \frac{\Delta T_x}{\Delta T_s},$$

где: $\text{tg}\delta_x$, $\text{tg}\delta_s$ – потери соответственно измеряемого и эталонного конденсатора связи;

ΔT_x , ΔT_s – избыточные температуры для измеряемого и эталонного конденсатора.

Конденсаторы связи при $\text{tg}\delta$ основной изоляции 0,1-0,2% имеют температуру поверхности, превышающую температуру окружающей среды на 2-3 °С. При обнаружении избыточной температуры в 3 °С и более, между элементами измеряется $\text{tg}\delta$ основной изоляции и по результатам измерений принимается решение о дальнейшей эксплуатации.

Критерии оценки технического состояния даны в табл. ПД.1

Таблица ПД.1 – Критерии оценки технического состояния КС

Качественная оценка состояния	Нормированные характеристики и особенности дефекта	Рекомендации
НОРМА	ΔT_x менее 3 °С, что соответствует $\text{tg}\delta$ меньшему, чем 0,2%.	Эксплуатация без ограничений
НСО	ΔT_x более 3 °С	Необходим дополнительный контроль, измерения $\text{tg}\delta$ на рабочем напряжении или на 10 кВ при выводе из эксплуатации.
Ухудшенное	ΔT_x более 10 °С	Выводить из эксплуатации для измерений на отключенном аппарате величины $\text{tg}\delta$ и емкости.

2 Измерения характеристик ЧР

Измерения проводятся по разделам 5 и 6 Приложения Б. Классификация технического состояния – по табл. ПБ.4.

Приложение Е

Методы оценки состояния вентильных разрядников

1. Выявление дефектных элементов разрядников электрическими методами

Данный раздел описывает некоторый практический опыт работ по электрическим измерениям технического состояния разрядников, которым может быть полезен. Измерения по методике, описанной в главе, не входят в «Нормы» (шестое издание). По настоящим МР электрические измерения также являются вспомогательными и дополняющими «Инструкцию по эксплуатации средств защиты от перенапряжений» (ГТУ, Минэнерго, 1986 г.).

Методы выявления дефектных элементов разрядников основаны на измерении параметров вольт-амперной характеристики элементов разрядника. В «Объеме и нормах испытаний электрооборудования» используют для оценки состояния разрядника две точки этой характеристики, измеряя ток и напряжение при 2,5 кВ (мегаомметр), и, например, 30 кВ. Если при таких измерениях величина сопротивления разрядника или тока не находится в допустимых пределах, то такой разрядник считается дефектным.

Измерение тока проводимости. Способ* основан на измерении тока проводимости, протекающего по шунтирующим сопротивлениям разрядника под воздействием рабочего напряжения, микроамперметром, включенным последовательно с разрядником между нижним фланцем первого от «земли» элемента и «землей» (аналогично счетчику разрядов). Для внедрения этого способа необходимо оборудовать каждый разрядник устройством для отключения регистратора срабатывания разрядника под рабочим напряжением и включения в цепь заземления разрядника измерительного прибора.

* Способ К.Д. Вольпова выявления дефектных элементов разрядников под рабочим напряжением (А.с.СССР 148830).

Для измерений тока используется микроамперметр постоянного тока класса не ниже 0,5 и

пределом измерений 750 мкА с выпрямительным мостиком. Для защиты схемы от перенапряжений и перегрузок параллельно входу моста подключают защитный разрядник на 350 В, например, типа Р-350.

Анализ данных измерений токов под рабочим напряжением не позволяет определить степень развития дефекта, а лишь его наличие. Степень развития дефекта определяется либо традиционными методами с отключением, либо без отключения с помощью тепловизионной аппаратуры (см. ниже третий способ выявления дефектных элементов разрядников под рабочим напряжением).

Пример результатов измерений токов разрядников под рабочим напряжением дан в табл. ПЕ.1.

Таблица ПЕ.1

Присоединение	Ток проводимости, мкА, на фазе			Наличие дефекта
	А	В	С	
№ 1	200	240	220	отсутствует
№ 2	260/210	250	230	на фазе «А»
№ 3	220	300/260	240	на фазе «В»

Примечание. После знака дроби приведены данные на том же разряднике после устранения дефекта, т.е. нормальные значения токов, которые были до появления дефекта и получаются после устранения его.

Анализ данных табл. ПЕ.1 проводят в следующей последовательности:

- если имеются данные предыдущих измерений, то сравнивают с ними;
- если это данные первичных измерений, то выявляют закономерность соотношения токов по фазам.

К недостаткам рассмотренного способа по измерению тока проводимости следует отнести необходимость оборудования каждой фазы разрядника специальным устройством, позволяющим подключить измерительный прибор в цепь заземления разрядника под рабочим напряжением, и искажение результатов измерений или исключение возможности измерений из-за снижения сопротивления изоляторов изолирующей подставки разрядника.

Измерения потенциала на промежуточных ступенях с помощью штанги. Выявление дефектов производится по величине напряжения на верхнем фланце нижнего элемента разрядника*, и им можно контролировать только многоэлементные разрядники. Это измерение производится с помощью устройства, являющегося нелинейным киловольтметром, состоящего из нелинейного добавочного сопротивления и измерительного прибора (микроамперметра с выпрямительным мостком). Для эксплуатационных измерений удобно использование микроамперметра с круговой шкалой на 600 мкА. Устройство собирается в виде измерительной штанги, внутри которой размещена цепочка из нелинейных сопротивлений, равным 1200 МОм. Для удовлетворения требований ТБ измерительное устройство укрепляется на изолирующей штанге на номинальное напряжение 35 кВ, которая проходит испытания в соответствии с Правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках (М., Энергоатомиздат, 1985 г.).

* Способ измерения разрядников К.А. Игнатьева и Я.А. Циреля.

На выходном конце штанги нелинейные сопротивления присоединяются к щупу, которым осуществляется контакт с верхним фланцем нижнего элемента разрядника. Второй конец цепочки нелинейных сопротивлений присоединяется ко входной диагонали выпрямительного мостика с измерительным прибором. Выходная клемма устройства заземляется гибким медным проводником.

Контроль разрядников выполняются следующим образом:

- измерения выполняются по распоряжению бригадой из двух человек – производителя работ с группой IV по ТБ и второго лица с группой III по ТБ;
- после допуска бригады производится заземление измерительной штанги в таком месте и проводником такой длины, чтобы можно было проводить измерения на всех трех фазах разрядника, не пересоединяя заземляющий проводник;
- при производстве измерений необходимо располагаться так, чтобы все три фазы разрядника находились в поле зрения каждого члена бригады одновременно.

Не допускается расположение или перемещение в такие положения, когда фаза

разрядника оказывается сзади работающего!

- второй член бригады по команде производителя работ касается щупом измерительной штанги верхнего фланца нижнего элемента фазы разрядника и производит отсчет показаний прибора; после чего отсоединяет щуп штанги от разрядника и переходит к измерениям на соседних фазах, производя их в той же последовательности;

- после измерений на всех трех фазах измерительная штанга удаляется на безопасное расстояние от элементов разрядника и отсоединяется заземляющий проводник.

Результаты контроля разрядников по рассматриваемому способу приведены в табл. ПЕ.2.

Таблица ПЕ.2 – Результаты измерений токов разрядников 110 кВ измерительной штангой

Присоединение	Ток проводимости, мкА, на фазе			Наличие дефекта
	А	В	С	
№ 1	100	120	110	Дефекта нет
№ 2	40/105	125	115	Нижний элемент фазы «А» дефектен
№ 3	110	160/130	120	Дефектен один из двух верхних элементов фазы «В»
№ 4	95	110	115/100	Дефектен один из двух верхних элементов фазы «С»

Примечание. После знака дроби приведены данные измерений на той же фазе разрядника после устранения дефекта.

Анализ результатов измерений проводят в следующей последовательности:

- Выявляют закономерность соотношений токов, связанную с конструктивным исполнением разрядников на данной подстанции. В таблице выявляется, что максимальное значение тока на средней ф.В, минимальное - на ф.А и среднее - на ф.С, с возрастанием величины тока примерно на 10 мкА. Во второй строке закономерность соблюдается, однако нарушена величина прироста. Полученное значение тока прямо указывает на наличие дефекта в нижнем элементе разрядника;

- На присоединении № 3 также соблюдается закономерность в соотношениях токов между фазами, но на ф.В прирост величины тока при сравнении фазы «С» и «В» превышает нормальный для данной подстанции: должно быть 10 мкА, а получено - 40 мкА, что указывает на наличие дефекта в одном из двух верхних элементов разрядника (измеряются трехэлементные разрядники 110 кВ);

- На присоединении № 4 нарушена закономерность расположения токов по фазам и величина прироста тока: на ф.С должно быть среднее значение тока, а оно имеет максимальное значение (среди измерений на соседних фазах комплекта разрядников). Значение тока на ф.С должно быть меньше на 10 мкА, чем на ф.В, а оно превышает его на 5 мкА. Здесь также имеется дефект в одном из двух верхних элементов разрядника ф.С.

Есть у этих способов и общий недостаток: для выявления дефектного элемента и степени развития дефекта необходимо отключать разрядник, в котором обнаружена фаза с дефектом.

2. Тепловизионный контроль вентильных разрядников

Измерение температуры поверхности электрических аппаратов позволяет определить дистанционно изменение распределения напряжения по последовательно соединенным элементам, в том числе и по вентильному разряднику.

Измерение распределения напряжения по элементам вентильных разрядников важно:

- для выявления дефектных элементов;

- для оценки соответствия его вольт-секундной (в/с) характеристики заданной.

1) На вольт-секундные характеристики разрядника влияют следующие факторы: наличие рабочего напряжения; характер распределения рабочего напряжения по элементам разрядника, зависящий от расположения окружающих разрядник элементов оборудования и опорных конструкций распреустройства, а также состояние поверхности изолирующей крышки разрядника; количество срабатываний разрядника; нарушение герметичности.

2) На изменение остающегося напряжения влияет нарушение герметичности и время нахождения разрядника в эксплуатации.

3) Наличие рабочего напряжения увеличивает импульсное пробивное напряжение разрядника при совпадающих полярностях воздействующего импульса и рабочего напряжения.

Наибольшее повышение (около 40%) наблюдается при предразрядных временах 2 ... 4 мкс. Это должно быть учтено при снятии вольт-секундных характеристик разрядников.

4) Известно, что вольт-секундная характеристика разрядника зависит от распределения напряжения по искровым промежуткам и элементам. Замечено, что зависимость характеристики разрядника от его расположения по отношению к окружающим предметам как заземленным, так и находящимся под потенциалом. Т.е. отмечено влияние частичных емкостей деталей разрядника на окружающие предметы, на характер распределения напряжения по элементам разрядника.

5) Вольт-секундная характеристика может считаться действительной и соответствующей заданной только при указании того распределения напряжения, при котором она была получена. Это означает, что при снятии характеристики должно быть измерено распределение напряжения по элементам разрядника. В эксплуатации вольт-секундная характеристика разрядника будет соответствовать расчетной в случае, если при установке разрядника в распределительное устройство будет обеспечено такое же распределение напряжения, как и на испытательном стенде завода.

6) На практике установка разрядника в распределительное устройство приводит к выравниванию распределения напряжения, а следовательно, к повышению импульсного напряжения разрядника. Анализ статистических данных показывает, что защищаемое оборудование как силовые и измерительные трансформаторы повреждаются на той фазе, где распределение напряжения на разряднике наиболее близко к равномерному.

7) Вольт-секундная характеристика разрядника изменяется при многолетней эксплуатации из-за образования следов ожогов на искровых промежутках, а также из-за снижения давления внутри разрядника при многократных срабатываниях и выжигании кислорода.

3. Характеристика вентильных разрядников, определяющая техническое состояние аппарата

Техническое состояние вентильного разрядника оценивается коэффициентом неравномерности распределения напряжений по элементам аппарата, определяемым как:

$$k_n = U_{max}/U_{min}.$$

(U_{max} и U_{min} соответственно максимальное и минимальное напряжения на элементах данного аппарата).

Полевые испытания показали, что величина напряжения на некотором элементе (U_i) может быть рассчитана по результатам тепловизионного контроля величин «избыточных температур» каждого (i -того) элемента – ΔT_i по выражению:

$$U_i = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\Delta T_i}{\sum_{i=1}^n \Delta T_i}.$$

Избыточная температура ΔT определяется как разность температуры элемента T и температуры узла разрядника, где нет нагрева, например, изолятора T_o , т.е. $\Delta T_i = T_i - T_o$.

Неравномерности распределения напряжения существенно изменяют импульсное пробивное напряжение разрядника. Например, для разрядника РВМГ-330М изменение k_n с 3,38 до 3 увеличивают его импульсное пробивное напряжение с 300 до 600 кВ. На распределение напряжения по разряднику влияет расположение разрядника относительно окружающих предметов, что является одной из причин большой разницы в вольт-секундных характеристиках однотипных разрядников. При установке разрядника на подстанции распределение напряжения по элементам, видимо, не соответствует тому распределению, при котором снималась его в/с характеристика.

Пример расчета коэффициентов неравномерности распределения напряжений по элементам аппарата приводится в табл. ПЕ.3.

Таблица ПЕ.3 – Распределение напряжения по элементам разрядника (пример)

№ элемента	ф. »А«		ф. »В«		ф. »С«	
	$\Delta T_i, ^\circ\text{C}$	U_i, kV	$\Delta T_i, ^\circ\text{C}$	U_i, kV	$\Delta T_i, ^\circ\text{C}$	U_i, kV
8	9,0	26,960	8,9	26,578	10,4	31,152
7	9,0	26,960	8,7	25,981	10,4	31,152
6	9,2	27,561	9,5	28,370	10,4	31,152
5	8,4	25,161	8,3	24,786	9,0	26,959
4	7,8	23,360	8,1	24,189	8,8	26,360
3	7,6	22,765	7,7	22,995	0,8	2,396

2	7,2	21,567	7,4	22,098	7,8	23,364
1	7,4	22,166	7,2	21,502	8,0	23,963
Σ	65,6	196,5	65,8	196,5	65,6	196,5

4. Оценка технического состояния

Оценка состояния разрядников производится по учету числа срабатываний и путем сравнения распределения напряжения с первоначальным или с распределением по разряднику того же типа, установленному на соседней фазе. При выявлении изменений в распределении рабочего напряжения степень развития дефекта оценивается измерениями на отключенном аппарате. После этого принимается соответствующее решение.

Измерение распределения напряжения по разрядникам производится для всех вновь вводимых разрядников после замены, а также при отключениях величины тока через разрядник, измеряемого ежегодно под рабочим напряжением.

Оценка технического состояния производится с учетом распределения:

1) Вдоль столба разрядника (по вертикали).

Расчет коэффициента неравномерности для разрядника соответствующей фазы проводится по выражению:

$$k_{нА,В,С} = \frac{U_{i\max}}{U_{i\min}}.$$

2) Путем сопоставления одинаковых элементов разных фаз одного диспетчерского номера (по горизонтали).

Неравномерность между элементами с данным номером – i фаз А и В определяется как: $k_{А/В} = U_{нА}/U_{нВ}$, а для фаз В и С: $k_{В/С} = U_{нВ}/U_{нС}$.

4.1 Классификация технического состояния

Классификация технического состояния для разрядников РВС-110; РВС-220; РМГ-220; РВМК-330-750; РВМГ-330-750 приводится в соответствии с табл. ПЕ.4.

Таблица ПЕ.4 – Оценка технического состояния разрядника

Техническое состояние	Нормируемые характеристики Коэффициенты неравномерности		Рекомендации
НОРМА	Вдоль столба $k_{нА(ВС)}$ отдельной фазы (по вертикали)	Одинаковых элементов соседних фаз (по горизонтали) $k_{нА/В}$ или $k_{нА/С}$ или $k_{нВ/С}$	Эксплуатация в соответствии с документацией
	$k_{нАВС}$ меньше 3,5	$k_{нА/В}$ меньше 1,5	
НОРМА с отклонениями	$k_{нАВС}$ меньше 3,5	$k_{нА/В}$ больше 1,5	Повторные измерения через 6 месяцев
	$k_{нАВС}$ больше 3,5	$k_{нА/В}$ меньше 1,5	
НОРМА со значительными отклонениями	$k_{нАВС}$ больше 3,5 или меньше 1,9	$k_{нА/В}$ больше 1,5	В течение 6 месяцев измерения при отключенном аппарате, замена дефектных элементов

Приложение Ж

Метод оценки состояния ограничителей перенапряжений по результатам тепловизионного контроля

Анализ состояния ОПН выполняется по сопоставлению температурного поля трех фаз данного присоединения. При этом фиксируется температура элементов конструкции, где нет нагрева T_o и температура наиболее нагретого элемента фазы T_x . Далее определяется избыточная температура данного аппарата $T_x - T_o = \Delta T$. Устанавливается фаза с минимальной температурой T_{min} и затем определяется разность температур данной фазы и минимальной, т.е. $T_x - T_{min}$.

Данное выражение и является критериальным, т.е. по разности $T_x - T_{min}$ данного ОПН и определяется техническое состояние.

Определение технического состояния ОПН выполняется в соответствии с табл. ПЖ.1.

Таблица ПЖ.1 – Определение технического состояния ОПН.

Техническое состояние	Критерии оценки технического состояния и особенности дефекта	Рекомендации
НОРМА	$T_x - T_{min}$ менее 0,4 °С ОПН не имеет дефектных элементов	Эксплуатация в соответствии с технической документацией
НОРМА с отклонениями	$T_x - T_{min}$ от 0,4 до 1,3 °С. Зафиксировано повышение температуры на элементах.	Повторные измерения через 6 месяцев
НОРМА со значительными отклонениями	$T_x - T_{min}$ более 1,3 °С. Элементы ОПН имеют избыточную температуру.	В течение 6 месяцев отключение аппарата, ревизия, испытания, замена элементов

Возможен контроль tgδ, если ОПН оборудован устройствами контроля тока. В дефектных ОПН активный ток больше в 8-10 раз, чем в исправных.

Приложение 3

Метод оценки состояния контактов ВЧ-заградителей по результатам тепловизионного контроля

Оценка состояния контактных соединений ВЧ-заградителей (это также относится и к выключателям) производится путем сравнения температуры однотипных контактов, находящихся в одинаковых условиях по нагрузке и охлаждению, а также сравнением температуры контактного соединения других участков.

Периодичность проведения измерений для выявления дефектов определяется частотой их возникновения и скоростью развития. Период между измерениями не должен превышать промежутка времени от момента возникновения дефекта до момента, когда его развитие приведет к повреждению оборудования.

Оценка технического состояния контактов

Характеристикой контакта, определяющей его техническое состояние, является избыточная температура - ΔT .

При отбраковке контактных соединений рекомендуется для эксплуатирующего персонала использовать критерии отбраковки, приводимые в табл. ПЗ.1.

Таблица ПЗ.1

Техническое состояние	Критерии дефекта	Рекомендации
НОРМА	ΔT менее 5 °С	Эксплуатация без ограничений.
НОРМА с отклонениями	ΔT в пределах 5 °С – 35 °С	Необходим ремонт контакта при капитальном ремонте оборудования.
НОРМА со значительными отклонениями	ΔT в пределах 35 °С – 85 °С	Необходим ремонт контакта в течение 6 месяцев (при текущем ремонте оборудования).
УХУДШЕННОЕ	ΔT превышает 85 °С	Необходим внеплановый ремонт в срок не более 3 месяцев.

Приложение И

Литературные источники

1) Давиденко Н.Н., Джикидзе В.В., Пронин Б.Д., Самовичев В.Г., Аксенов Ю.П. и др. Система управления техническим состоянием оборудования АЭС.// 4-я Международная научно-техническая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики». М., ВНИИАЭС, 2004.

2) Аксенов Ю.П., Голубев А.В., Завидей В.И. Контроль технического состояния трансформаторов тока ТФРМ на рабочем напряжении.// Энергетик. – №4. – 2004.

3) Аксенов Ю.П. и др. Расширение информативности при контроле технического состояния трансформаторов на рабочем напряжении. // Материалы семинара «Современные методы и средства оценки технического состояния и продления сроков эксплуатации высоковольтного трансформаторного оборудования». Москва, октябрь 2003.

4) Аксенов Ю.П., Завидей В.И., Захаркин Р.Я., Мухортов А.В. Контроль разрядных явлений в активной части электрических машин. //Инженерная физика. – 2003. – №3. – С.37-44.

5) Аксенов Ю.П., Голубев А.В., Завидей В.И. Новые подходы к контролю технического состояния трансформаторов тока типа ТФРМ на рабочем напряжении. //Энергетик. – 2004. – №3. – С.27.

6) Y.P.Aksenov, A.Golubev, V.Buzaev, Y.Sapozhnikov, Y.Dementiev, V.Rodionov. Power and Mesuring Transformers Priory Failure Events and PD-Activities As A Result Of High Speed Temperature Overfull. // CWIEME 2004. – Berlin, 15-17 June 2004.

7) V.R. Garcia-Colon, R.Linan-Garcia, M.A.Jacobo. On-line Condition Assessment of High Voltage Current Transformers.// ISEI-2004, Indianapolis. – P.182-185.

8) R. Evert, Eskom Enterprises, D. Hoch. On-line Insulation Diagnostics for Current Transformers.// ISEI-2004, Indianapolis. – P.512-517.

СОДЕРЖАНИЕ

1 Область применения	
2 Сокращения	
3 Нормативные ссылки, терминология	
3.1 При разработке МУ использованы следующие нормативные и технические документы	
3.2 Терминология	
4 Общие положения	
4.1 Основание для разработки методических указаний	
4.2 Цели создания данных методических указаний	
4.3 Виды и объемы обследований	
5 Дефекты аппаратов ОРУ	
5.1 Дефекты измерительных трансформаторов и методы контроля	
5.2 Особенности развития дефектов в трансформаторах тока типа ТФРМ и методы их диагностики	
5.3 Дефекты обнаруженные в аппаратах ОРУ, контактах, контактных соединениях и используемые методы контроля	
6 Требования к средствам измерений	
6.1 Требования к термографическим средствам измерений	
6.2 Требования к системе измерений частичных разрядов	
6.3 Требования к проведению хроматографического анализа масла	
6.4 Требования к электрическим испытаниям	
7 Требование к условиям проведения измерений	
7.1 Погодные условия	
7.2 Состав испытаний с учетом климатических изменений	
8 Требование к персоналу	
9. Требование к программе испытаний	
10 Требование безопасности	
11 Принципы определения технического состояния и объема мероприятий по дальнейшей эксплуатации	
12 Принятие заключений о техническом состоянии	
13 Объем работ при контрольных обследованиях	
13.1 Этапы обследований	
13.2 Состав и объемы контрольных работ	
13.3 Анализ результатов обследований и оценка технического состояния.	
13.4 Рекомендации по результатам обследований	
13.5 Документирование результатов контрольных обследований	
14 Объем работ при расширенных обследованиях	
14.1 Этапы обследований	
14.2 Состав и объем расширенных обследований	
14.3 Анализ результатов обследований и оценка технического состояния ТФРМ	
14.4 Рекомендации по результатам расширенного обследования ТФРМ	

- 14.5 Объем расширенных обследований трансформаторов тока типа ТФЗМ
- 14.6 Объем расширенных обследований трансформаторов напряжения типа НКФ
- 14.7 Объем комплексных обследований трансформаторов напряжения типа НДЕ и конденсаторов связи

14.8 Документирование результатов расширенных обследований

15 Объем работ при комплексных обследованиях

- 15.1 Этапы обследований
- 15.2 Объем комплексных обследований трансформаторов тока типа ТФРМ
- 15.3 Объем комплексных обследований трансформаторов тока типа ТФЗМ
- 15.4 Объем комплексных обследований трансформаторов напряжения типа НКФ
- 15.5 Объем комплексных обследований трансформаторов напряжения типа НДЕ и конденсаторов связи
- 15.6 Объем обследований для ОПН и вентильных разрядников
- 15.7 Объем обследований ВЧ - заградителей
- 15.8 Документирование результатов комплексных обследований

16 Порядок обследования вновь вводимых после хранения трансформаторов тока типа ТФРМ

- 16.1 Испытания трансформаторов тока типа ТФРМ перед вводом в эксплуатацию
- 16.2 Диагностические операции после ввода аппаратов в работу на протяжении 2-х летнего периода

17 Принятие решения о техническом состоянии ОРУ станции или подстанции

Приложение А «Методы, средства и обработка результатов тепловизионного контроля измерительных трансформаторов тока и напряжения»

Приложение Б «Методы, средства и обработка результатов по измерениям характеристик частичных разрядов в изоляции измерительных трансформаторов тока и напряжения»

Приложение В «Метод измерения тангенса угла диэлектрических потерь и емкости изоляции измерительных трансформаторов под рабочим напряжением мостовым методом»

Приложение Г «Метод диагностики измерительных трансформаторов по результатам анализа масла»

Приложение Д «Метод оценки состояния конденсаторов связи (для КС и НДЕ) по результатам тепловизионного контроля»

Приложение Е «Методы оценки состояния вентильных разрядников»

Приложение Ж «Метод оценки состояния ограничителей перенапряжений по результатам тепловизионного контроля»

Приложение З «Метод оценки состояния контактов ВЧ – заградителей по результатам тепловизионного контроля»

Приложение И «Литературные источники»