ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 58341.6— 2020

ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

Учет фактически выработанного и оценка остаточного ресурсов

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2021

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» (АО «Концерн Росэнергоатом»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 322 «Атомная техника»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 декабря 2020 г. № 1407-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, оформление, 2021

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Общие положения 2
5 Порядок обоснования и установления ресурсных характеристик, порядок управления ресурсом и учета выработанного ресурса трансформаторного оборудования 3
6 Сбор, систематизация и хранение данных по трансформаторному оборудованию 14
7 Оценка остаточного ресурса трансформаторного оборудования 15
8 Порядок продления срока службы, выполнения работ по оценке технического состояния и остаточного ресурса трансформаторного оборудования 16
Приложение А (справочное) Перечень параметров, определяющих ресурс трансформаторного оборудования, для указания ресурсных характеристик 18
Приложение Б (обязательное) Методы, средства и обработка результатов тепловизионного контроля силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов и их вводов 19
Приложение В (обязательное) Контроль характеристик трансформаторного масла силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов 21
Приложение Г (обязательное) Измерение вибрации трансформатора 25
Приложение Д (обязательное) Проверка степени увлажнения твердой изоляции 27
Приложение Е (справочное) Формы предоставления сведений для формирования электронного эксплуатационного дела изделия по трансформатору 28
Приложение Ж (справочное) Расчет остаточного ресурса трансформаторного оборудования 30
Библиография 32

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

Учет фактически выработанного и оценка остаточного ресурсов

Power transformers of nuclear power plants.
Accounting for actually worked out and estimation of residual resource

Дата введения — 2021—02—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на силовые высоковольтные маслонаполненные трансформаторы с высоковольтными вводами, в том числе автотрансформаторы, шунтирующие реакторы с высоковольтными вводами, сухие трансформаторы с кабельными и шинными выводами, относящиеся к классам безопасности 2, 3 по классификации [1], эксплуатируемые на блоках атомных станций с водо-водяными энергетическими реакторами, канальными реакторами большой мощности, энергетическими гетерогенными петлевыми реакторами и реакторами на быстрых нейтронах и включенные в программу управления ресурсом оборудования и трубопроводов блока атомной станции (далее — трансформаторное оборудование).

1.2 Настоящий стандарт устанавливает требования к учету фактически выработанного ресурса и оценке остаточного ресурса трансформаторного оборудования.

1.3 Настоящий стандарт предназначен для применения в составе комплекса стандартов «Учет фактически выработанного ресурса и оценка остаточного ресурса» при эксплуатации блоков атомной станции, в том числе при подготовке к выводу из эксплуатации и при продлении срока эксплуатации блоков атомных станций.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 3484.1 Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний

ГОСТ 3484.3 Трансформаторы силовые. Методы измерений диэлектрических параметров изоляции

ГОСТ 3484.5 Трансформаторы силовые. Испытания баков на герметичность

ГОСТ 9105 Целлюлоза. Метод определения средней степени полимеризации

ГОСТ 11677 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

ГОСТ 20243 Трансформаторы силовые. Методы испытаний на стойкость при коротком замыкании

ГОСТ IEC 61198 Масла изоляционные нефтяные. Методы определения 2-фурфурола и родственных соединений

ГОСТ Р 55187 Вводы изолированные на номинальные напряжения свыше 1000 В переменного тока. Общие технические условия

ГОСТ Р 55191 Методы испытаний высоким напряжением. Измерение частичных разрядов

ГОСТ Р 56511 Контроль неразрушающий. Методы теплового вида. Общие требования

ГОСТ Р 58341.1 Элемент блока атомной станции. Порядок управления ресурсом

ГОСТ Р ИСО 13372 Контроль состояния и диагностика машин. Термины и определения

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указате-

Издание официальное

лю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения. Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р ИСО 13372, [2], [3], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **автотрансформатор:** Трансформатор, две или более обмоток которого гальванически связаны так, что они имеют общую часть.

3.2 **масляный трансформатор:** Трансформатор с жидким диэлектриком, в котором основной изолирующей средой и теплоносителем служит трансформаторное масло.

3.3 **модернизация:** Усовершенствование, улучшение, обновление элемента, его приведение в соответствие с новыми требованиями и нормами, техническими условиями.

3.4 **силовой трансформатор:** Трансформатор, предназначенный для преобразования электрической энергии в электрических сетях и в установках, предназначенных для приема и использования электрической энергии.

3.5 **сухой трансформатор:** Трансформатор, в котором основной изолирующей средой служит атмосферный воздух, или другой газ, или твердый диэлектрик, а охлаждающей средой — атмосферный воздух.

3.6 **трансформатор:** Статическое электромагнитное устройство, имеющее две индуктивно связанные обмотки или более и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока.

3.7 **шунтирующий реактор:** Реактор параллельного включения, предназначенный для компенсации емкостного тока.

3.8 **эксплуатирующая организация:** Организация, созданная в соответствии с законодательством Российской Федерации, признанная в порядке и на условиях, установленных Правительством Российской Федерации, соответствующим органом управления использованием атомной энергии и способная эксплуатировать ядерную установку, радиационный источник или пункт хранения и осуществлять, собственными силами или с привлечением других организаций, деятельность по размещению, проектированию, сооружению, эксплуатации и выводу из эксплуатации ядерной установки, радиационного источника или пункта хранения, а также деятельность по обращению с ядерными материалами и радиоактивными веществами.

3.9 **электронное дело изделия:** Систематизированная совокупность данных, формируемая в автоматизированной системе управления данными об изделии на стадиях разработки и производства, сопровождаемая на последующих стадиях жизненного цикла изделия и включающая сведения об особенностях конструкции изделия, его изготовлении, техническом обслуживании, ремонте, модификации, а также о техническом состоянии изделия и его составных частей.

4 Общие положения

4.1 Учет фактически выработанного ресурса (далее — выработанный ресурс) и оценка остаточного ресурса трансформаторного оборудования являются частью работ по управлению ресурсом, которые проводят с целью:

- обеспечения надежной эксплуатации трансформаторного оборудования в течение назначенного срока службы;
- обеспечения требуемого технического состояния, ресурсных характеристик и требуемой надежности трансформаторного оборудования в течение назначенного срока службы;

- своевременного выполнения мероприятий по контролю технического состояния и управлению ресурсом трансформаторного оборудования в течение назначенного срока службы;
- обеспечения периодической оценки соответствия текущих ресурсных характеристик трансформаторного оборудования требованиям, установленным в нормативных документах и конструкторской документации.

4.2 Общие принципы и требования к процедурам управления ресурсом трансформаторного оборудования установлены ГОСТ Р 58341.1.

5 Порядок обоснования и установления ресурсных характеристик, порядок управления ресурсом и учета выработанного ресурса трансформаторного оборудования

5.1 Порядок установления и обоснования ресурсных характеристик трансформаторного оборудования

5.1.1 Учет выработанного ресурса трансформатора включает в себя:
- установление и обоснование ресурсных характеристик трансформаторного оборудования для технических параметров, определяющих ресурс;
- непрерывный и периодический контроль установленных ресурсных характеристик, включая контроль и оценку технического состояния конструктивных элементов трансформатора.

5.1.2 В соответствии с требованиями [2] в конструкторской документации на трансформаторное оборудование, включаемое в программу управления ресурсом, должны быть установлены и обоснованы ресурсные характеристики и критерии оценки ресурса. Ресурсные характеристики трансформаторного оборудования (далее — ресурсные характеристики) приводят в паспортах (формулярах) на оборудование.

5.1.3 Обоснование и установление ресурсных характеристик трансформаторного оборудования, которое сконструировано до ввода в действие [2], выполняет эксплуатирующая организация с учетом рекомендаций [3]. Ресурсные характеристики вносят в паспорта (формуляры) оборудования.

5.1.4 Перечень технических параметров, определяющих ресурс трансформаторного оборудования, для которых устанавливают ресурсные характеристики, приведен в приложении А.

5.1.5 Выбор технических параметров, определяющих ресурс трансформаторного оборудования, обосновывают с учетом:
- перечня технических параметров и их значений, приведенных в конструкторской документации, подлежащих контролю в процессе эксплуатации;
- опыта конструирования, изготовления, монтажа, ввода в эксплуатацию, эксплуатации и вывода из эксплуатации трансформаторного оборудования;
- результатов опытной эксплуатации прототипов (головных образцов);
- результатов испытаний образцов оборудования на ускоренное старение;
- механизмов старения и деградации трансформаторного оборудования.

5.1.6 Для установления и обоснования ресурсных характеристик используют:
- ресурсные характеристики, приведенные в конструкторской документации, в том числе паспортах на трансформаторное оборудование;
- результаты оценки технического состояния и остаточного ресурса трансформаторного оборудования, которую проводят для обоснования продления срока службы трансформаторного оборудования;
- расчетные обоснования ресурсных характеристик;
- рекомендации [3];
- результаты измерений при непрерывном и периодическом контроле ресурсных характеристик при выполнении программ управления ресурсом.

5.1.7 Конструкторская (проектная) организация на стадии проектирования должна определять и обосновывать предельные значения технических параметров, определяющих ресурс трансформаторного оборудования по каждой из установленных для этого оборудования ресурсной характеристике в соответствии с требованиями [2], документов по стандартизации, включенных в сводный перечень документов по стандартизации в области использования атомной энергии.

5.2 Порядок управления ресурсом и учета выработанного ресурса трансформаторного оборудования

5.2.1 Общие принципы и требования к процедурам управления ресурсом трансформаторного оборудования устанавливают в соответствии с ГОСТ Р 58341.1.

5.2.2 В соответствии с требованиями [2] и ГОСТ Р 58341.1 эксплуатирующая организация разрабатывает программу управления ресурсом, в которую включают трансформаторное оборудование в соответствии с рекомендациями [3].

5.2.3 Управление ресурсом, учет выработанного ресурса и определение остаточного ресурса трансформаторного оборудования проводят в рамках выполнения программ управления ресурсом в соответствии с ГОСТ Р 58341.1.

5.2.4 Результаты работ по выполнению программы управления ресурсом, а также работ по регламенту контроля технического состояния трансформаторного оборудования вносят в базу данных по управлению ресурсом и используют для учета выработанного и оценки остаточного ресурса.

5.2.5 Срок службы трансформаторного оборудования на этапе эксплуатации сокращают в следующих случаях:

- при выявлении по результатам эксплуатации и результатам измерений ускоренной деградации, которая может привести к ускоренному исчерпанию ресурсных характеристик;
- повреждениях, которые могут привести к ускоренному исчерпанию ресурсных характеристик;
- выявлении новых механизмов деградации, которые требуют изменения ресурсных характеристик или введения дополнительных ресурсных характеристик, которые могут быть исчерпаны раньше установленного срока службы.

5.2.6 Срок службы трансформаторного оборудования продлевают, если по результатам эксплуатации и результатам измерений при контроле выявлено, что ресурсные характеристики на момент истечения установленного срока службы не будут выработаны. Продление срока службы проводят в соответствии с требованиями раздела 8.

5.2.7 Организацию работ по управлению ресурсом и учету выработанного ресурса трансформаторного оборудования осуществляет эксплуатирующая организация.

5.3 Мониторинг ресурсных характеристик трансформаторного оборудования

5.3.1 Для целей периодической оценки технического состояния трансформаторного оборудования, учета фактически выработанного ресурса трансформаторного оборудования и выявления действия механизмов старения и деградации осуществляют мониторинг ресурсных характеристик трансформаторного оборудования, включая контроль технического состояния и диагностирование конструктивных элементов трансформаторного оборудования. Мониторинг ресурсных характеристик выполняют для трансформаторного оборудования, включенного в программу управления ресурсом оборудования, ресурс которого подлежит управлению. Мониторинг ресурсных характеристик трансформаторного оборудования осуществляют в рамках технического обслуживания и ремонта (ТОиР) оборудования.

5.3.2 Организацию работ по мониторингу ресурсных характеристик трансформаторного оборудования осуществляет эксплуатирующая организация с привлечением заводов-изготовителей и организаций, выполнивших конструирование (проектирование) этого трансформаторного оборудования.

5.3.3 Мониторинг ресурсных характеристик трансформаторного оборудования включает следующие этапы:

- проверку наличия необходимой технической документации;
- проверку соблюдения условий эксплуатации;
- проведение анализа эксплуатационной надежности;
- проверку соблюдения регламента ТОиР;
- проведение визуального осмотра конструктивных элементов трансформаторного оборудования, измерений текущих значений контролируемых параметров, определяющих ресурс (ресурсные характеристики) в соответствии с 5.4.1;
- сопоставление результатов визуального осмотра элементов трансформаторного оборудования, результатов измерений текущих значений контролируемых параметров, определяющих ресурс, с критериями оценки технического состояния в соответствии с 5.4.1;
- оформление документов по результатам проведенного мониторинга.

5.3.4 При проведении мониторинга ресурсных характеристик учитывают следующую информацию:

- паспортные данные трансформаторного оборудования;
- данные о техническом состоянии трансформаторного оборудования на начальный момент эксплуатации;
- данные о текущем техническом состоянии трансформаторного оборудования с результатами измерений и обследований;
- данные мониторинга фактических условий эксплуатации трансформаторного оборудования;
- результаты расчетов, оценок, предварительных прогнозов и заключений.

5.3.5 Контроль и измерение параметров технического состояния, влияющих на ресурс трансформаторного оборудования, проводят в течение всего срока эксплуатации атомной станции.

Результаты проведенного трансформаторного оборудования оформляют документально, с регистрацией результатов проведения измерений, результатов измерений при испытаниях, контроле (включая акты и протоколы с результатами измерений) для возможности последующей оценки остаточного ресурса и прогнозирования последующего процесса деградации.

5.3.6 По результатам проведенного мониторинга эксплуатирующая организация принимает решение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации трансформаторного оборудования, включая разработку мероприятий по уменьшению воздействия механизмов старения.

5.4 Оценка технического состояния трансформаторного оборудования

5.4.1 Оценку технического состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов формируют по состоянию основных конструктивных элементов, влияющих на ресурс, в том числе:

- обмоток и их изоляции;
- трансформаторного масла;
- системы регулирования напряжения [переключающие устройства регулирования под нагрузкой (РПН) или переключающее устройство без возбуждения];
- высоковольтных вводов.

Управление ресурсом остальных конструктивных элементов осуществляют в рамках ТОиР, в том числе:

- бака и расширителя;
- магнитопровода;
- предохранительных устройств;
- средств измерений;
- средств защиты масла от соприкосновения с окружающим воздухом;
- систем охлаждения;
- шкафов автоматического управления охлаждением (при их наличии);
- шунтов и заземляющих устройств.

Объем работ по оценке технического состояния и периодичность ее проведения определены программой управления ресурсом оборудования и трубопроводов и графиками проведения ТОиР оборудования.

Механизмы старения, определяющие параметры технического контроля, критерии оценки ресурса для основных конструктивных элементов трансформаторного оборудования, существенно влияющих на его ресурс, приведены в таблице 1.

Таблица 1 — Механизмы старения, определяющие параметры технического контроля, критерии оценки ресурса для основных конструктивных элементов трансформаторного оборудования

Наименование конструктивного элемента	Механизм старения	Физико-химические процессы, приводящие к деградации	Определяющий параметр технического состояния	Критерий оценки ресурса (показатель предельного состояния)
Обмотки трансформатора (изоляция)	Износ витковой изоляции	Термическая деструкция и дегидратация. Каталитический кислотный алкоголиз. Гидролиз. Термоокислительная деструкция	Степень полимеризации бумаги	Снижение степени полимеризации бумаги до значения менее 250 ед.
Обмотки трансформатора (изоляция)	Деформация обмоток	Термическая деструкция и дегидратация. Каталитический кислотный алкоголиз. Гидролиз. Термоокислительная деструкция	Значение сопротивления короткого замыкания трансформатора, измеренное в процессе эксплуатации и при капитальном ремонте	Превышение измеренного значения сопротивления значений предыдущих измерений более чем на 3 %
			Сопротивление изоляции обмоток	В соответствии с конструкторской документацией
			Тангенс угла диэлектрических потерь изоляции	Превышение значения тангенса угла диэлектрических потерь более чем на 50 % по сравнению с предыдущими измерениями
Переключающие устройства регулирования под нагрузкой	Изменение структуры материала	Механический износ	Нагрев поверхности при работе	В соответствии с таблицей Б.1 (приложение Б)
	Термическая деградация	Термическая деструкция	Динамические характеристики контактов	В соответствии с конструкторской документацией
			Сопротивление на всех ответвлениях РПН всех фаз	Значения сопротивления для трехфазных трансформаторов на одинаковых ответвлениях не должны отличаться более чем на 2 %
				Значение сопротивления для однофазных трансформаторов не должно отличаться более чем на 5 %
	Окисление трансформаторного масла	Термическая деструкция	Концентрация газов, растворенных в масле	В соответствии с таблицей В.3 (приложение В)
	Повышение влагосодержания в трансформаторном масле	Гидратация	Влагосодержание	В соответствии с таблицей В.3 (приложение В)

Окончание таблицы 1

Наименование конструктивного элемента	Механизм старения	Физико-химические процессы, приводящие к деградации	Определяющий параметр технического состояния	Критерии оценки ресурса (показатель предельного состояния)
Высоковольтные вводы	Износ изоляции	Термическая деструкция	Сопротивление изоляции	В соответствии с конструкторской документацией
			Нагрев поверхности при работе	В соответствии с таблицей Б.1 (приложение Б)
			Наличие сколов, трещин изоляции	Не более 4 % масс.
			Влагосодержание	Не допускается
Трансформаторное масло	Окисление	Термическая деструкция	Концентрация газов, растворенных в масле	В соответствии с таблицей Г.1 (приложение Г)
	Повышение влагосодержания	Гидратация	Влагосодержание	В соответствии с таблицей Г.1 (приложение Г)

Параметры, определяющие техническое состояние трансформаторного оборудования в зависимости от проявления эффектов старения конструктивных элементов трансформаторного оборудования, приведены в таблице 2.

Таблица 2 — Параметры, определяющие техническое состояние трансформаторного оборудования

Контролируемый эффект старения конструктивного элемента	Параметр, определяющий техническое состояние
Изменение электрических свойств обмоток трансформаторов, шунтирующих реакторов	Значения сопротивления короткого замыкания трансформатора, измеренные в процессе эксплуатации и при капитальном ремонте. Сопротивление изоляции обмоток. Тангенс угла диэлектрических потерь изоляции
Изменение физико-механических, физико-химических характеристик трансформаторного масла	Концентрация газов, растворенных в масле; влагосодержание
Изменение физико-механических свойств витковой изоляции трансформаторов, шунтирующих реакторов	Степень полимеризации изоляционной бумаги
Изменение физико-механических , физико-химических свойств материалов переключающих устройств	Температура поверхности при работе. Динамические характеристики контактов. Сопротивление на всех ответвлениях переключающих устройств всех фаз
Изменение физико-механических , физико-химических свойств материалов высоковольтных вводов	Сопротивление изоляции. Температура поверхности при работе. Наличие сколов, трещин изоляции. Влагосодержание

5.4.2 Оценку технического состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов проводят в несколько этапов:

- анализ конструкторской документации на предмет выявления конструктивных особенностей трансформаторного оборудования;
- проведение измерений или исследований на работающем силовом трансформаторе, автотрансформаторе или шунтирующем реакторе;
- проведение измерений или исследований на выведенном в ремонт (без вскрытия) силовом трансформаторе, автотрансформаторе или шунтирующем реакторе;

- проведение измерений или исследований на выведенном в ремонт (со вскрытием) силовом трансформаторе, автотрансформаторе или шунтирующем реакторе при капитальном ремонте или проведении комплексного обследования.

5.4.3 На каждом этапе оценки технического состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов составляют протокол по каждому узлу с указанием:

- проведенных исследований и измерений [указывают наименование (номер) метода (методики) измерений и результаты измерений контролируемых параметров];
- заключения о возможности дальнейшей эксплуатации или необходимости дальнейшего исследования технического состояния трансформаторного оборудования;

Допускается составление одного общего протокола оценки технического состояния с указанием:

- проведенных исследований и измерений (методы и результаты измерений) по каждому узлу;
- заключения по каждому узлу о возможности дальнейшей эксплуатации или необходимости дальнейшего исследования технического состояния трансформаторного оборудования.

5.4.4 Оценка технического состояния маслонаполненного трансформаторного оборудования

5.4.4.1 Оценку технического состояния обмоток силового трансформатора, автотрансформатора, шунтирующего реактора формируют по следующим показателям:

- состояние изоляции обмоток;
- состояние усилий прессовки обмоток.

Для оценки технического состояния обмоток проводят измерения и исследования на работающем, выведенном в ремонт (без вскрытия и со вскрытием) силовом трансформаторе, автотрансформаторе или шунтирующем реакторе.

На работающем силовом трансформаторе, автотрансформаторе, шунтирующем реакторе проводят следующие исследования обмоток — измерение величины и интенсивности, локации частичных разрядов в соответствии с ГОСТ Р 55191. Контроль изоляции обмоток по характеристикам частичных разрядов распространяется на трансформаторы классов напряжений от 110 до 750 кВ.

Предельные значения при неоднократно повторяющихся частичных разрядах, возникающих в различных периодах воздействующего напряжения за длительность одного цикла регистрации частичных разрядов от 1 с до 1 мин, при этом регулярность частичных разрядов 50 % от цикла регистрации и уровень частичных разрядов — не менее 10 нКл. Относительная скорость нарастания интенсивности частичных разрядов в изоляции — 50 % в месяц. Относительная скорость роста мощности частичных разрядов — более 10 % в неделю при появлении устойчивой динамики роста частичных разрядов, амплитуде максимального импульса от частичного разряда более 5 нКл.

На работающем силовом трансформаторе, автотрансформаторе, шунтирующем реакторе проводят следующие исследования обмоток:

- выполняют контроль распределения температурных зон на обмотках трансформатора с применением средств контроля в инфракрасном диапазоне в соответствии с приложением Б. Нормы нагрева и их предельные значения — по таблице Б.1 (приложение Б);
- выполняют хроматографический анализ газов, растворенных в масле в соответствии с приложением В с применением средств контроля (измерений) в инфракрасном диапазоне в соответствии с ГОСТ Р 56511. Нормы и предельные значения соотношения концентраций растворенных газов в соответствии с таблицей В.1 (приложение В);
- измеряют концентрации фурановых соединений масла в соответствии с ГОСТ IEC 61198. Нормы и предельные значения концентрации фурановых соединений — в соответствии с техническими условиями на трансформаторное масло;
- выполняют измерения вибрационных характеристик в соответствии с приложением Г. Нормы и предельные значения характеристик вибрации — в соответствии с таблицей Г.1 (приложение Г).

На выведенном в ремонт (без вскрытия) силовом трансформаторе, автотрансформаторе, шунтирующем реакторе проводят следующие исследования обмоток:

- осуществляют измерение характеристик изоляции обмоток (сопротивление изоляции обмоток, измеренное через 15 и 60 с после появления на трансформаторе напряжения, тангенс угла диэлектрических потерь и емкость) в соответствии с ГОСТ 20243 и ГОСТ 3484.3. Для участка изоляции обмоток высшего напряжения — низшего напряжения кроме вышеуказанных характеристик изоляции измеряют

также сопротивление изоляции через 10 мин. Измерение проводят в соответствии с конструкторской документацией;

- измеряют для трансформаторов мощностью 125 000 кВт и более сопротивление короткого замыкания в соответствии с ГОСТ 11677 и конструкторской документацией. Измерение сопротивления короткого замыкания выполняют после воздействия на трансформатор тока короткого замыкания, превышающего 70 % расчетного значения, установленного конструкторской документацией, а также при комплексном диагностическом обследовании. Изменение сопротивления короткого замыкания не должно превышать 3 % от значений предыдущего измерения;

- осуществляют измерение величины сопротивления обмоток постоянному току в соответствии с ГОСТ 3484.1. Расхождение значений сопротивления обмоток, измеренных на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре, не должно превышать 2 % для трехфазных (при условии, если не указано иное значение в конструкторской документации) и отличаться более чем на 5 % от исходных значений для однофазных трансформаторов (при условии, если не указано иное значение в конструкторской документации);

- измеряют тангенс угла диэлектрических потерь изоляции обмоток в соответствии с ГОСТ 3484.3. Величина тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток не должна превышать предыдущие значения более чем на 50 %.

Для измерения тангенса угла диэлектрических потерь изоляции допустимо применение, в частности, метода диэлектрической спектроскопии.

Метод диэлектрической спектроскопии основан на измерении тангенса угла диэлектрических потерь (tgδ) и емкости на дискретных частотах в диапазоне от 0,01 до 1000 Гц. Это дает возможность определять состояние изоляции ввода при развертке по частоте, что обеспечивает возможность четкого определения проблем, связанных с влажностью, загрязнением твердой изоляции или иными дефектами внутренней структуры.

Полученные кривые зависимостей tgδ и емкости от частоты испытательного напряжения обрабатывают с помощью специализированного программного обеспечения.

Примечание — Измерения, средства измерений, их составные части, программное обеспечение, методики (методы) измерений должны удовлетворять требованиям [4];

- осуществляют контроль влажности твердой изоляции в соответствии с приложением Д. Нормы и предельные значения влагосодержания изоляции — в соответствии с приложением Д.

На выведенном в ремонт (со вскрытием) силовом трансформаторе, автотрансформаторе, шунтирующем реакторе проводят следующие исследования обмоток:

- определяют степень полимеризации образцов бумажной изоляции, взятой из наиболее нагретой части (верх фазы «В» внутри витковой изоляции) в соответствии с ГОСТ 9105.

Отбор образцов твердой изоляции производят в том случае, если по косвенным методам оценки имеются достаточные основания ожидать значительного износа твердой изоляции.

Косвенную оценку состояния твердой изоляции осуществляют по следующим показателям:

- наличие в трансформаторном масле фурановых производных, в том числе фурфурола;

- результаты хроматографического анализа растворенных в масле фурановых соединений, газов CO и CO_2 в соответствии с приложением В;

- результаты физико-химического анализа масла в соответствии с техническими условиями организации-изготовителя;

- результаты измерения диэлектрических параметров изоляции [сопротивление изоляции обмоток, измеренное через 60 с после появления на трансформаторе напряжения, тангенса угла диэлектрических потерь (tgδ)].

Ресурс бумажной изоляции обмоток считают исчерпанным при полимеризации бумаги, равной 250 ед. и менее.

Примечание — Степень полимеризации исходной (новой) изоляции должна быть не менее 1250 ед. При нормальном состоянии изоляции степень полимеризации находится в пределах от 600 до 800 ед.

На выведенном в ремонт (со вскрытием) силовом трансформаторе, автотрансформаторе, шунтирующем реакторе проводят следующие исследования обмоток:

- осуществляют внешний осмотр на предмет отсутствия соприкосновения междуфазовой изоляции с обмотками и отводами;

- осуществляют проверку отклонения от вертикальности столбов прокладок, крепления отводов, состояния паек контактных соединений, затяжки гаек разъемных соединений отводов;
- определяют состояние бакелитовых цилиндров, экранов вводов, крепления реек изоляционных барьеров и экранов;
- проверяют отсутствие замыканий между прессующими кольцами (при раздельной прессовке), между прессующими кольцами и активной сталью магнитопровода, а также касания изоляционными цилиндрами и рейками прессующих колец;
- определяют степень загрязнения изоляции обмоток металлосодержащими частицами. Предельное значение загрязнения — 5 %.

5.4.4.2 Заключение о техническом состоянии трансформаторного масла формируют по результатам проведения анализа растворенных газов и состоянию изоляционных свойств масла, на основании которых можно оценить техническое состояние всей изоляционной системы.

Для оценки технического состояния трансформаторного масла проводят измерения и исследования на работающем силовом трансформаторе, автотрансформаторе или шунтирующем реакторе по стандартам и техническим условиям на трансформаторные масла и по методике организации — изготовителя трансформаторного масла.

На работающем трансформаторе, автотрансформаторе, шунтирующем реакторе проводят следующие исследования:
- хроматографический анализ газов, растворенных в масле, в соответствии с приложением В;
- физико-химический анализ масла в соответствии с техническими условиями организации-изготовителя;
- испытание на стабильность масла в соответствии с техническими условиями организации-изготовителя.

5.4.4.3 Оценку технического состояния РПН формируют по следующим показателям:
- механическое состояние переключающих устройств;
- состояние изоляции переключающих устройств.

Для оценки технического состояния переключающих устройств РПН проводят измерения и исследования на работающем, выведенном в ремонт (со вскрытием и без вскрытия) силовом трансформаторе, автотрансформаторе.

На работающем силовом трансформаторе, автотрансформаторе проводят следующие исследования:
- хроматографический анализ газов, растворенных в масле, в соответствии с приложением В. Нормы и предельные значения соотношения концентраций растворенных газов — в соответствии с таблицей Г.3 (приложение Г);
- тепловизионное исследование распределения температурных зон по поверхности РПН в соответствии с ГОСТ Р 56511 и приложением Б. Нормы нагрева и их предельные значения — по таблице Б.1 (приложение Б);
- проверка уровня масла в баке контакторов внешним осмотром (уровень масла должен быть в пределах отметок, нанесенных на маслоуказателе),
- проверка внешнего состояния доступных осмотру элементов устройства РПН.

На выведенном в ремонт (без вскрытия) силовом трансформаторе, автотрансформаторе при условии вскрытия верхней крышки РПН проводят следующие исследования (при капитальном ремонте):
- снимают круговую диаграмму работы контактов РПН, характеристики которой должны находиться в пределах, установленных организацией-изготовителем;
- проводят измерение динамических характеристик работы контактов контактора. РПН считается выдержавшим испытание, если динамические характеристики находятся в пределах, установленных организацией-изготовителем;
- проводят измерение сопротивления на всех ответвлениях РПН всех фаз в соответствии с конструкторской документацией, сопротивление не должно отличаться для трехфазных трансформаторов на одинаковых ответвлениях более чем на 2 %, а для однофазных трансформаторов не должно отличаться более чем на 5 % от исходных (заводских) значений;
- проводят измерения переходного сопротивления контактов в соответствии с конструкторской документацией.

Для оценки состояния РПН без вскрытия верхней крышки могут применять программно-аппаратные измерительные комплексы, в частности в РПН.

Примечание — Измерения, средства измерений, их составные части, программное обеспечение, методики (методы) измерений должны удовлетворять требованиям [4].

Оценку технического состояния переключающих устройств без возбуждения формируют по показателям механического состояния переключающих устройств при отключении трансформатора от питающей сети, в том числе:

- состояние контактного узла и привода;
- состояние контактных пружин, проверка усилия, развиваемого контактными пружинами в переключающих устройствах без возбуждения барабанного типа.

5.4.4.4 Оценку технического состояния высоковольтных вводов формируют по состоянию их изоляции. Для оценки технического состояния высоковольтных вводов проводят измерения и исследования на работающем, выведенном в ремонт (без вскрытия и со вскрытием) силовом трансформаторе, автотрансформаторе или шунтирующем реакторе.

На работающем силовом трансформаторе, автотрансформаторе, шунтирующем реакторе проводят следующие исследования высоковольтных вводов:

- измерение величины и интенсивности, локацию частичных разрядов в соответствии с ГОСТ Р 55191. Предельные значения характеристик частичных разрядов по 5.4.4.1;
- контроль распределения температурных зон по поверхности изолятора высоковольтных вводов с применением средств контроля в инфракрасном диапазоне в соответствии с ГОСТ Р 55187 и с приложением Б. Нормы нагрева и их предельные значения — по таблице Б.1 (приложение Б);
- измерение характеристик изоляции вводов под рабочим напряжением. Нормы и предельные значения характеристик изоляции — в соответствии с конструкторской документацией.

На выведенном в ремонт (без вскрытия) силовом трансформаторе, автотрансформаторе, шунтирующем реакторе проводят следующие исследования высоковольтных вводов:

- внешний осмотр состояния изолятора вводов на наличие сколов и трещин;
- измерение сопротивления изоляции, характеристик изоляции вводов при подаче испытательного напряжения от постороннего источника;
- отбор масла на хроматографический анализ газов, растворенных в масле. Нормы и предельные значения соотношения концентраций растворенных газов в соответствии с таблицей В.2 (приложение В);
- измерение характеристик изоляции вводов.

5.4.4.5 Оценку технического состояния магнитопровода формируют в рамках ТОиР по следующим показателям состояния:

- изоляции между листами активной стали;
- изоляции между активной сталью и стяжными элементами;
- прессовки активной стали и закрепления магнитопровода в баке.

Для оценки технического состояния магнитопровода проводят измерения и исследования на работающем, выведенном в ремонт (без вскрытия и со вскрытием) силовом трансформаторе, автотрансформаторе или шунтирующем реакторе.

На работающем силовом трансформаторе, автотрансформаторе, шунтирующем реакторе проводят следующие измерения магнитопровода:

- контроль распределения температурных зон по поверхности бака трансформатора с применением средств контроля в инфракрасном диапазоне в соответствии с ГОСТ Р 56511 и приложением Б. Нормы нагрева и их предельные значения — по таблице Б.1 (приложение Б);
- хроматографический анализ газов, растворенных в масле в соответствии с приложением В. Нормы и предельные значения соотношения концентраций растворенных газов в соответствии с таблицей В.2 (приложение В);
- измерения вибрационных характеристик в соответствии с приложением Г. Нормы и предельные значения характеристик вибрации — в соответствии с таблицей Г.1 (приложение Г).

На выведенном в ремонт (без вскрытия) силовом трансформаторе, автотрансформаторе проводят следующие измерения, характеризующие состояние магнитопровода:

- измерение сопротивления короткого замыкания в соответствии с ГОСТ 11677;
- измерение потерь и тока холостого хода в соответствии с ГОСТ 3484.1.

На выведенном в ремонт (со вскрытием) силовом трансформаторе, автотрансформаторе, шунтирующем реакторе проводят следующие исследования магнитопровода:

- внешний осмотр на наличие местных перегревов, забоин и шлакообразования;

- измерение сопротивления изоляции стяжных шпилек относительно магнитной системы в соответствии с конструкторской документацией; измеренные значения должны быть не менее 2 МОм;

- измерение сопротивления изоляции ярмовых балок относительно магнитной системы (при снятых заземляющих шинках) или измерение сопротивления изоляции полубандажей и подъемных пластин относительно активной стали магнитопровода (у магнитных систем безшпилечной конструкции) в соответствии с конструкторской документацией, сопротивление изоляции ярмовых балок должно быть не менее 0,5 МОм;

- внешний осмотр состояния схемы заземления магнитопровода (заземляющих шинок и качества их установки).

5.4.4.6 Для маслонаполненного трансформаторного оборудования заключение о техническом состоянии бака и расширителя формируют в рамках ТОиР по механическому состоянию бака и расширителя.

Для оценки технического состояния бака и расширителя проводят измерения и исследования на работающем и выведенном в ремонт (со вскрытием) силовом трансформаторе, автотрансформаторе или шунтирующем реакторе.

На работающем трансформаторе, автотрансформаторе, шунтирующем реакторе проводят следующие исследования:

- контроль магнитного поля вдоль разъема бака трансформатора для контроля эффективности магнитных шунтов. Отсутствие точек, в которых показания прибора различаются на порядок и более от остальных, свидетельствует об отсутствии аномальных явлений в исследуемой зоне бака;

- тепловизионное исследование распределения температурных зон в соответствии с ГОСТ Р 56511 и приложением Б. Нормы нагрева и их предельные значения — по таблице Б.1 (приложение Б);

- внешний осмотр бака и расширителя на отсутствие течи масла вдоль разъема бака трансформатора и сварочных швов.

На выведенном в ремонт трансформаторе (после вскрытия) проводят следующие исследования:

- проверка состояния (изоляции от бака) магнитных шунтов внутри бака трансформатора (шунтирующего реактора);

- испытание бака на маслоплотность и герметичность в соответствии с ГОСТ 3484.5. Трансформатор считается маслоплотным, если осмотром после испытания течь масла не обнаружена;

- оценка толщины стенки бака в части контроля технического состояния поверхности металла, мембраны выхлопной трубы, гравийной засыпки маслоприемников трансформаторов (шунтирующих реакторов).

5.4.4.7 Заключение о техническом состоянии предохранительных устройств формируют в рамках ТОиР по следующим показателям:

- механическое состояние предохранительных устройств;
- состояние изоляции обмотки электромагнита и соединительных проводов.

Для оценки технического состояния предохранительных устройств проводят измерения и исследования на выведенном в ремонт силовом трансформаторе, автотрансформаторе или шунтирующем реакторе.

На выведенном в ремонт (без вскрытия) силовом трансформаторе, автотрансформаторе, шунтирующем реакторе проводят следующие исследования и измерения:

- проверка состояния соединений и пружин предохранительного клапана;

- проверка состояния и крепления соединительных проводов, электромагнита и кнопки отсечного клапана;

- измерение сопротивления изоляции обмотки электромагнита и соединительных проводов;

- проверка:
  - срабатывания отсечного клапана,
  - целостности мембраны выхлопной трубы или предохранительного клапана,
  - работы реле давления и защитного реле,
  - значения установок и положения контактов газового реле,
  - срабатывания отключающего и сигнального элемента газового реле;

- измерение сопротивления и испытания изоляции электрических цепей реле по отношению к земле и между цепями газового реле;

- проверка срабатывания газового реле;

- контроль установки срабатывания по скорости потока масла газового реле.

5.4.4.8 Для оценки технического состояния средств защиты масла от соприкосновения с окружающим воздухом в рамках ТОиР проводят измерения и исследования на выведенном в ремонт силовом трансформаторе, автотрансформаторе или шунтирующем реакторе.

На выведенном в ремонт силовом трансформаторе, автотрансформаторе, шунтирующем реакторе проводят следующие исследования:

- внешний осмотр герметичности соединений, установки азотной защиты масла;
- внешний осмотр внутренней поверхности гибкой оболочки пленочной защиты масла;
- проверка маслоплотности термосифонных и адсорбционных фильтров;
- внешний осмотр сорбента, отбор проб и химический анализ сорбента в термосифонных и адсорбционных фильтрах и воздухоосушителе;
- контроль состояния масляных фильтров на предмет загрязнения и зашламления;
- проверка состояния адсорбера в осушителях и в адсорбционных фильтрах.

5.4.4.9 Заключение о техническом состоянии системы охлаждения формируют в рамках ТОиР по следующим показателям:

- механическое состояние системы охлаждения;
- электротехническое состояние системы охлаждения.

Для оценки технического состояния системы охлаждения проводят измерения и исследования на работающем силовом трансформаторе, автотрансформаторе или шунтирующем реакторе.

На работающем трансформаторе, автотрансформаторе, шунтирующем реакторе проводят следующие исследования:

- контроль температуры и уровня масла в маслоохладителе внешним осмотром;
- измерение вибрационных характеристик в соответствии с приложением Г;
- измерение сопротивления изоляции статорных обмоток электродвигателей маслонасосов и дутьевых вентиляторов;
- контроль распределения температурных зон по поверхности бака трансформатора с применением средств контроля в соответствии с ГОСТ Р 56511 и приложением Б. Нормы нагрева и их предельные значения — по таблице Б.1 (приложение Б),
- измерение пофазного тока, потребляемого маслонасосами;
- внешний осмотр системы охлаждения на маслоплотность;
- проверка состояния вентилятора и крыльчаток системы охлаждения силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов.

5.4.4.10 Заключение о техническом состоянии шкафов автоматического управления охлаждением формируют в рамках ТОиР.

На работающем трансформаторе, автотрансформаторе, шунтирующем реакторе проводят следующие исследования:

- внешний осмотр шкафов автоматического управления и проверка исправности их заземления;
- тепловизионный контроль состояния контактных соединений во время работы в соответствии с приложением Б. Нормы нагрева и их предельные значения — по таблице Б.1 (приложение Б).

На выведенном в ремонт (без вскрытия) силовом трансформаторе, автотрансформаторе, шунтирующем реакторе проводят следующие исследования:

- измерение сопротивления изоляции электрических цепей;
- проверка срабатывания автоматики управления охлаждением.

5.4.4.11 Оценка технического состояния контрольно-измерительных приборов и автоматики

Технические параметры контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА), подлежащих контролю с точки зрения управления ресурсом для отдельной единицы трансформаторного оборудования КИПиА, методы их контроля и предельные состояния устанавливают в соответствии с конструкторской документацией на данную единицу трансформаторного оборудования.

5.4.5 Оценка технического состояния сухих трансформаторов

Оценку технического состояния сухих трансформаторов проводят в соответствии с 5.4.4.1 в части контроля распределения температурных зон обмоток и в части контроля сопротивления изоляции или в соответствии с конструкторской документацией на трансформаторы, если в конструкторской документации приведены другие условия испытаний.

Сопротивление изоляции сухих трансформаторов при температуре обмоток от 20 °С до 30 °С должно быть для трансформаторов с номинальным напряжением:

- не выше 1 кВ включительно — не менее 100 МОм;
- выше 1 до 6 кВ включительно — не менее 300 МОм;

- выше 6 кВ — не менее 500 МОм.

Измерение сопротивления изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем, прессующих колец, ярмовых балок и электростатических экранов сухих трансформаторов производят также при текущем ремонте.

5.4.6 Для оценки технического состояния шунтов и заземляющих устройств в рамках ТОиР проводят следующие исследования:

- внешний осмотр;
- измерение наличия металлосвязей;
- определяют сопротивление шунта/заземляющего устройства;
- определение:
  - напряжения на шунте/заземляющем устройстве,
  - распределения потенциалов и токов промышленной частоты по элементам шунта/заземляющего устройства при установившихся токах короткого замыкания,
  - тепловой устойчивости шунтов, заземлителей, заземляющих проводников и экранов кабелей,
  - коррозионного состояния шунтов, заземляющих проводников и заземлителей.

6 Сбор, систематизация и хранение данных по трансформаторному оборудованию

6.1 На атомных станциях организовывают сбор, обработку, систематизацию, анализ и хранение информации по исходным и фактическим значениям параметров, определяющих установленные ресурсные характеристики силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов, по отказам и нарушениям в работе, а также по режимам работы, включая переходные режимы, испытания, в том числе предаварийные ситуации и аварии. Указанная информация хранится в течение всего срока службы оборудования в формате, позволяющем в случае необходимости оперативно на этапе эксплуатации сравнить исходные и фактические значения параметров, определяющих ресурсные характеристики трансформаторного оборудования.

6.2 Электронное дело формируют с момента выдачи трансформаторного оборудования в монтаж, куда вводят следующие данные:

- все паспортные данные на трансформаторное оборудование;
- данные изготовителей и монтажных организаций о наличии или отсутствии отклонений от конструкторской документации на трансформаторное оборудование и технологию его изготовления, а также о ремонтах, дополнительных испытаниях;
- сведения о наличии или отсутствии отклонений от конструкторской документации и на трансформаторное оборудование при его хранении и транспортировании;
- технические характеристики имеющихся отклонений (при их наличии) при изготовлении, хранении, транспортировании и монтаже;
- параметры испытаний трансформаторного оборудования при вводе в эксплуатацию;
- параметры качества масла, в том числе прошедшего очистку и регенерацию;
- данные по опыту эксплуатации трансформаторного оборудования;
- данные непрерывных или периодических измерений фактических условий эксплуатации трансформаторного оборудования;
- данные по повреждениям, их накоплению и развитию, отказам и нарушениям в работе;
- результаты мониторинга ресурсных характеристик и их сравнение с критериями оценки ресурса;
- данные по оценкам остаточного ресурса трансформаторного оборудования, эксплуатируемого в период дополнительного срока эксплуатации.

6.3 Мониторинг фактических условий эксплуатации трансформаторного оборудования должен включать в себя контроль следующих параметров:

- температуры, атмосферного давления, влажности в местах размещения трансформаторного оборудования;
- уровней радиационного воздействия; сейсмических условий площадки; вибрационных характеристик;
- степени нагружения трансформаторного оборудования в процессе эксплуатации;
- электромагнитной обстановки в местах размещения трансформаторного оборудования;

- характеристик внешних воздействий, включая аварийные, в том числе воздействий, возникших в результате перехода в аварийное состояние близлежащего энергоемкого оборудования, обладающего значительными массогабаритными характеристиками;
- результатов профилактических испытаний;
- неисправностей, их характера и способов устранения;
- количества и значения систематических и аварийных перегрузок;
- количества включений и отключений.

Примеры оформления сведений и данных для электронного дела изделия приведены в приложении Е.

7 Оценка остаточного ресурса трансформаторного оборудования

7.1 Общие положения

7.1.1 Оценку остаточного ресурса силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов выполняет эксплуатирующая организация с привлечением заводов-изготовителей и организаций, выполнивших конструирование (проектирование) указанного оборудования.

7.1.2 При оценке остаточного ресурса необходимо учитывать режимы работы и условия эксплуатации трансформаторного оборудования с момента его ввода в эксплуатацию.

7.1.3 Оценку остаточного ресурса составных частей трансформаторного оборудования проводят сравнением полученных значений выработанного ресурса трансформаторного оборудования с назначенным ресурсом, указанным в технической документации организации-изготовителя (технических условиях, руководствах по эксплуатации), и прогнозом поведения параметров, определяющих ресурс трансформаторного оборудования.

7.1.4 Оценку остаточного ресурса трансформаторного оборудования осуществляют расчетно-аналитическими и/или экспериментальными методами. Оценку остаточного ресурса осуществляют при капитальном ремонте или проведении комплексного обследования; по результатам оценки остаточного ресурса подтверждается характер изменения ресурсных характеристик трансформаторного оборудования.

7.1.5 Расчетно-аналитическую оценку проводят путем периодического проведения анализа результатов непрерывных или периодических измерений с оформлением отчетов по прогнозированию поведения оборудования с целью расчетных подтверждений текущего состояния и оценки остаточного ресурса оборудования. Периодичность проведения оценки определена по ГОСТ Р 58341.1 и [3]. При проведении анализа допустимо использовать экспертные методы оценки, признанные и принятые в электроэнергетике, в частности метод частотных характеристик.

7.2 Порядок определения остаточного ресурса трансформаторного оборудования расчетно-аналитическими методами

7.2.1 Остаточный ресурс трансформаторного оборудования определяют исходя из результатов оценки технического состояния трансформаторного оборудования по 5.4.4 для маслонаполненного трансформаторного оборудования, по 5.4.5 для сухих трансформаторов и изменения значений контролируемых параметров, полученных при регулярных наблюдениях за период эксплуатации трансформаторного оборудования. Критериями, позволяющими оценивать техническое состояние, являются как предельные (пороговые) значения контролируемых параметров, так и устойчивые тенденции их изменения.

7.2.2 Модель зависимости определяющих параметров от времени эксплуатации выбирают исходя из характера их изменения при проведении непрерывного и периодического контроля оборудования, находящегося в эксплуатации.

7.2.3 Примеры расчета остаточного ресурса для маслонаполненного и сухого трансформаторов, находящихся в эксплуатации, приведены в приложении Ж.

8 Порядок продления срока службы, выполнения работ по оценке технического состояния и остаточного ресурса трансформаторного оборудования

8.1 Работы по оценке технического состояния и остаточного ресурса трансформаторного оборудования при продлении срока службы проводят в соответствии с ГОСТ Р 58341.1.

8.2 Программа обследования и оценки технического состояния трансформаторного оборудования, разрабатываемая при проведении процедуры продления срока службы, должна включать:

- перечень конструктивных элементов трансформаторного оборудования, подлежащих оценке технического состояния и остаточного ресурса;
- параметры оценки технического состояния и остаточного ресурса трансформаторного оборудования и его конструктивных элементов, включая использование результатов непрерывного и периодического контроля определяющих параметров оборудования;
- порядок и объем работ;
- ответственных лиц и исполнителей, выполняющих работы по программе.

8.3 Программа обследования и оценки технического состояния трансформаторного оборудования должна включать следующие этапы:

- анализ нормативной, конструкторской документации по трансформаторному оборудованию;
- анализ конструктивных особенностей;
- анализ документации по результатам эксплуатационного контроля, данных по дефектам, наработкам и отказам, оценка интенсивности развития имеющихся дефектов, повреждений по результатам контроля за предыдущие сроки эксплуатации;
- анализ условий и режимов эксплуатации трансформаторного оборудования с учетом данных по эксплуатации, включая:
  1) определение наиболее нагруженных конструктивных элементов,
  2) выявление повреждающих факторов и механизмов старения,
  3) анализ температурного режима в местах расположения оборудования;
- визуальный и измерительный контроль неразрушающими методами, включая непосредственный осмотр трансформаторного оборудования, осмотр и оценку состояния обмоток и их изоляции, высоковольтных вводов, бака трансформатора (для маслонаполненного оборудования), магнитопровода, переключающих устройств, предохранительных устройств, системы охлаждения, шкафов автоматического управления системой охлаждения, анализ состояния трансформаторного масла (для маслонаполненного оборудования);
- анализ качества ремонта за период эксплуатации, включая рассмотрение и анализ отчетной документации по ТОиР трансформаторного оборудования, проверка комплектности и состояния запасных частей;
- проверка наличия и состояния средств диагностики;
- анализ документации по итогам реализованных мероприятий по модернизации трансформаторного оборудования за период эксплуатации.

8.4 Оценку технического состояния и остаточного ресурса трансформаторного оборудования проводят на основании:

- данных по наличию и достаточности необходимой документации для осуществления эксплуатации, проведения ТОиР, обеспечивающих поддержание трансформаторного оборудования в работоспособном состоянии;
- данных по соблюдению периодичности проведения ТОиР, определенной графиками ТОиР, результатов ранее проведенных ТОиР;
- результатов сравнения фактических режимов и условий эксплуатации трансформаторного оборудования с режимами и условиями эксплуатации, установленными в конструкторской документации;
- данных по отказам оборудования за время эксплуатации;
- сравнения значений параметров технического состояния трансформаторного оборудования, определенных в разделе 5, с критериями оценки ресурса, указанными в таблице 1, и данными, приведенными в конструкторской документации;
- результатов сравнения фактической наработки трансформаторного оборудования за время эксплуатации с ресурсными характеристиками, указанными в конструкторской документации.

8.5 При продлении срока службы трансформаторного оборудования рассматривают результаты измерений определяющих параметров, полученных в результате непрерывного и периодического контроля в соответствии с разделом 5, и их устойчивые тенденции изменения, полученные за период эксплуатации, при регулярных наблюдениях следующих основных конструктивных элементов:

- обмоток и их изоляции;
- трансформаторного масла;
- системы регулирования напряжения (РПН или переключающие устройства без возбуждения);
- высоковольтных вводов;
- бака и расширителя;
- магнитопровода;
- предохранительных устройств;
- систем охлаждения.

8.6 При оценке технического состояния и остаточного ресурса трансформаторного оборудования следует применять опыт эксплуатации данного или аналогичного оборудования на разных блоках атомных станций, а также учитывать аналитические данные разработчиков и изготовителей оборудования, базы данных экспертных систем по изучению определяющих параметров развития дефектов и аварийных ситуаций.

8.7 По результатам работ по оценке технического состояния и остаточного ресурса трансформаторного оборудования выполняют подготовку и оформление:

- обоснования возможности продления назначенного срока службы трансформаторного оборудования, в котором делают выводы о техническом состоянии, обосновывают ресурсные характеристики и срок службы трансформаторного оборудования;
- заключения о техническом состоянии, остаточном ресурсе и продлении срока службы трансформаторного оборудования;
- решения о продлении срока службы, в котором устанавливают срок службы, ресурсные характеристики и условия дальнейшей эксплуатации трансформаторного оборудования.

Приложение А
(справочное)

Перечень параметров, определяющих ресурс трансформаторного оборудования, для указания ресурсных характеристик

В А.1—А.7 перечислены параметры, определяющие ресурс трансформаторного оборудования.

А.1 Характеристики физико-химических и механических свойств изоляции.

А.2 Электрические параметры изоляции.

А.3 Состояние обмоток трансформатора.

А.4 Показатели качества трансформаторного масла.

А.5 Толщина стенки бака масляного трансформатора.

А.6 Сопротивление контактных соединений аппаратуры управления.

А.7 Прочность и вибростойкость оборудования.

Приложение Б
(обязательное)

Методы, средства и обработка результатов тепловизионного контроля силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов и их вводов

Б.1 При тепловизионном контроле трансформаторного оборудования следует применять тепловизоры с разрешающей способностью не выше 0,1 °С, предпочтительно со спектральным диапазоном от 8 до 12 μм (область относительной спектральной прозрачности атмосферы).

Б.2 Оценку теплового состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов и их токоведущих частей проводят путем сравнения измеренных значений температуры в пределах фазы, между фазами, с заведомо исправными участками, в зависимости от условий работы и конструкции, которая может быть осуществлена:

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

При выполнении измерений должны быть соблюдены следующие условия:

- тепловизор следует ориентировать относительно нормали к поверхности измерения:
  1) для металлических поверхностей — в пределах от 0 °С до 40 °С,
  2) для окрашенных поверхностей и диэлектриков — в пределах от 0 °С до 60 °С;
- измерения необходимо проводить в сухую, безветренную погоду при положительных температурах, предпочтительно в наиболее жаркий период — от 20 °С до 25 °С и скорости ветра не более 2 м/с;
- в предшествующие измерениям сутки не должны выпадать осадки, а день должен быть солнечным;
- термографирование трансформаторов следует проводить не ранее 3 ч 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 от 10 до 12 ч возможно более близкая к номинальному значению;
- анализ термограмм и термографических информационных функций следует проводить по тождественным областям поверхности бака и фарфоровой покрышки;
- элементы конструкций баков должны быть окрашены, и в этом случае необходимо ориентироваться на коэффициент излучения покрытия.

Б.3 Оценку состояния контактных соединений проводят путем сравнения температуры однотипных контактов, находящихся в одинаковых условиях по нагрузке и охлаждению, а также сравнения температуры контактного соединения и сплошных участков тоководов:

- при контроле контактных соединений тепловизор следует располагать как можно ближе к ним (расстояние от 30 до 40 м является предельным при такого рода измерениях) или пользоваться объективами с углом обзора не менее 7°;
- измерения не следует проводить во время дождя, скорость ветра не должна превышать 4 м/с, при больших скоростях ветра следует вводить поправки;
- измеренные значения температур или перегрева следует корректировать с учетом нагрузки, излучательной способности измеренных объектов и атмосферных условий;
- выявление дефектов контактных соединений необходимо проводить при нагрузках, близких к номинальному значению, при значении тока нагрева менее 0,5 номинального значения измерения проводить не рекомендуется;
- рекомендуемая периодичность проведения измерений — один раз в год, а также после проведения ремонта оборудования и ревизии контактных соединений;
- характеристикой контакта, определяющей его техническое состояние, является значение превышения температуры контактного соединения значения температуры сплошных участков тоководов;
- при отбраковке контактных соединений рекомендуется для эксплуатирующего персонала использовать критерии отбраковки, приводимые в таблице Б.1 (в таблице под словом «превышение» имеется в виду значение превышения температуры контактного соединения относительно значения температуры сплошных участков тоководов).

Таблица Б.1 — Температурные критерии оценки технического состояния контактных соединений

Техническое состояние	Критерии оценки состояния	Предельный срок устранения дефекта
Норма	Превышение менее 5 °С	—
Рабочее — норма с отклонениями	Превышение в пределах от 5 °С до 35 °С	Во время планово-предупредительных ремонтов
Рабочее — норма со значительными отклонениями	Превышение в пределах от 35 °С до 85°С включ.	В течение 6 мес

Приложение В
(обязательное)

Контроль характеристик трансформаторного масла силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов

В.1 При оценке технического состояния маслонаполненного трансформаторного оборудования по результатам отбора проб масла из бака рекомендуют использовать хроматографический анализ газов, растворенных в масле, как метод контроля состояния изоляции, дополняющий результаты измерений сопротивления изоляции, тангенса угла диэлектрических потерь, частичных разрядов, термограмм, физико-химических и электрических характеристик масла. 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 оценивают как «Ухудшенное».

В.2 Анализы проб масла из баков силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов проводят в соответствии с требованиями конструкторской документации. Допустимые значения концентрации растворенных в масле газов приведены в таблице В.1.

Таблица В.1 — Допустимые концентрации растворенных в масле газов

Трансформаторное оборудование	Концентрация газов, % об						
	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
Трансформаторы напряжением 110—500 кВ (со свободным дыханием)	0,01	0,01	0,001	0,01	0,005	0,06	$\frac{0,6}{0,8}$
Трансформаторы напряжением 750 кВ	0,003	0,003	0,001	0,002	0,001	0,05	0,40
Реакторы напряжением 750 кВ	0,01	0,003	0,001	0,001	0,002	0,05	0,40
Примечание — Для CO_2 в числителе приведены значения для трансформаторов при сроке эксплуатации не более 10 лет, в знаменателе — свыше 10 лет.							

В.3 Оценка технического состояния маслонаполненного трансформаторного оборудования по контролю проб масла по газохроматографии и влагосодержанию представлена в таблице В.2, оценка технического состояния оборудования по контролю проб масла высоковольтных герметичных вводов — в таблице В.3. Возможно также проведение анализа мутности масла, концентрации ионола и наличия механических примесей.

Таблица В.2 — Оценка технического состояния трансформатора по результатам контроля проб масла по газохроматографии и влагосодержанию

Классификация технического состояния	Наличие и степень развития дефекта	Значение относительной концентрации	Рекомендации по дальнейшей эксплуатации	Значения содержания соединений по результатам газохроматографии, % об							
				C_2H_6	CH_4	C_2H_4	C_2H_2	H_2	CO	CO_2	H_2O
Ухудшенное состояние	Критический дефект	1	Ограничение эксплуатационных воздействий, учащенный контроль, планирование ремонта	Концентрации одного или нескольких газов превышают допустимые значения; относительная скорость нарастания концентрации одного или нескольких газов по результатам трех последовательных отборов (через месяц) превышает 10 %			Концентрации порядка допустимых		Локальный «перегрев твердой изоляции» CO более 0,05 %, CO_2/CO менее 5		От 15 до 25 г/т
Рабочее — норма со значительными отклонениями	Значительный дефект	От 0,5 включ. до 1	Ограничение по эксплуатации, дополнительная диагностика	Концентрации одного или нескольких газов от 0,5 до 1; относительная скорость нарастания концентрации одного или нескольких газов по результатам не менее трех последовательных отборов не превышает 10 % или имеет во времени нерегулярный характер			Концентрации менее допустимых значений		Старение твердой изоляции, режимные перегрузки по мощности CO_2/CO более 13, превышение допустимых концентраций по CO_2		От 10 до 15 г/т
Рабочее — норма с отклонениями	Малозначительный дефект	От 0,2 до 0,5	Эксплуатация с выполнением отдельных диагностических мероприятий	Относительная концентрация одного или нескольких газов от 0,2 до 0,5			Концентрации менее граничных		Концентрации менее граничных		Менее 10 г/т
Норма	Отсутствие явных дефектов	Менее 0,2	Эксплуатация в соответствии с действующей конструкторской документацией	Относительная концентрация газов менее 0,2			Концентрации менее граничных		Концентрации менее граничных		Менее 5 г/т

Примечания

1 Значение относительной концентрации определяется отношением: измеренная концентрация/предельно допустимая концентрация.

2 Критерии вывода в ремонт включенных в сеть маслонаполненных силовых трансформаторов (предельные состояния):

- относительная скорость нарастания концентрации водорода более 1000 % в месяц (без учета достижения значения допустимой концентрации);
- повышение содержания диоксида углерода [CO^2/CO более 30 и влагосодержания более 30 г/т (значительный износ изоляции)].

Таблица В.3 — Оценка технического состояния высоковольтных герметичных вводов по результатам проб масла

Классификация технического состояния	Классификация технического состояния	Рекомендации по дальнейшей эксплуатации	Характер дефекта	Класс напряжения	Значения содержания соединений по результатам газохроматографии, % об.			
					H_2	CH_4, C_2H_6	C_2H_2	ΣC_xH_y
Неисправное состояние	Ухудшенное состояние	Немедленное прекращение работы или эксплуатация в режиме специального контроля	Искровые процессы, термическая деструкция масла. Разряды по внутренней поверхности фарфоровой покрышки	От 110 до 220 кВ	Более 0,0005	Более 0,0001	Более 0,0005	Более 0,03
				От 330 до 750 кВ	Более 0,0005	Более 0,0001	Более 0,0005	Более 0,015
	Рабочее — норма со значительными отклонениями	Ограничение эксплуатационных воздействий, более частый контроль, планирование замены	Искровые процессы. Разряды по внутренней поверхности фарфоровой покрышки	От 110 до 220 кВ	Более 0,0005	Менее 0,0001	Более 0,0005	Более или равно 0,03
				От 330 до 750 кВ	Более 0,0005	Менее 0,0001	Более 0,0005	Более или равно 0,015
Исправное состояние	Рабочее — норма с отклонениями	Эксплуатация с выполнением отдельных диагностических мероприятий	Искровые процессы в масле или на острых кромках	От 110 до 220 кВ	Более 0,0005	Менее 0,0001	Менее 0,0005	Менее 0,03
				От 330 до 750 кВ	Более 0,0005	Менее 0,0001	Менее 0,0005	Менее 0,015
	Норма	Эксплуатация в соответствии с конструкторской документацией	Дефекты отсутствуют	От 110 до 220 кВ	Менее 0,0005	Менее 0,0001	Менее 0,0001	Менее 0,03
				От 330 до 750 кВ	Менее 0,0005	Менее 0,0001	Менее 0,0001	Менее 0,015

В.4 В нормально работающем РПН состав газов в контакторе соответствует дуговому разложению масла. Основными газами в этом случае являются водород H_2 и ацетилен C_2H_2.

Концентрация этилена C_2H_4 составляет от 20 % до 30 % от концентрации ацетилена, а отношение концентраций газов, появляющихся при разложении масла вследствие нагрева метана CH_4, этана C_2H_6 и этилена C_2H_4 — менее 50 % от концентрации ацетилена.

При наличии источника нагрева основными газами являются бутан, пропан, пропилен, этан, метан и при температуре нагрева выше 500 °С — этилен. Для диагностики повреждения контактов соотношение концентрации газов P_1, P_2, появляющихся вследствие дуговых разрядов, вычисляют по формулам:

$$P_1 = A(C_2H_2)/A(C_2H_4); \quad (В.1)$$

$$P_2 = (A(CH_4)+A(C_2H_6)+A(C_2H_2))/A(C_2H_4), \quad (В.2)$$

где $A(CH_4)$, $A(C_2H_6)$, $A(C_2H_2)$, $A(C_2H_4)$ — концентрации соответствующих газов, %.

Критерии оценки технического состояния РПН по составу растворенных газов приведены в таблице В.4.

Таблица В.4 — Критерии оценки технического состояния РПН по соотношению газов, определенных с помощью хроматографического анализа

Отношение газов	Требует внимания	Возможно повреждение
P_1	Более 1	Более 3
P_2	Более 0,8	Более 2

Контроль технического состояния устройств РПН по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле, проводят в трансформаторах собственных нужд блоков, а также в трансформаторах с РПН, у которых число переключений менее 30 в месяц.

Рекомендуют следующий порядок действий:

- перед включением в работу новых или прошедших ремонт трансформаторов или автотрансформаторов проводят отбор проб из баков контакторов РПН и определяют начальную концентрацию растворенных газов;
- в процессе эксплуатации пробы для проведения хроматографического анализа растворенных в масле газов отбирают при соотношении газов P_1, P_2 менее 0,6 через 6 мес для трансформаторов собственных нужд и ежегодно для других трансформаторов, а также перед выводом трансформатора в ремонт;
- если отношение концентрации газов соответствует определению «требует внимания», устанавливают периодичность контроля не реже одного раза в месяц.

Приложение Г
(обязательное)

Измерение вибрации трансформатора

Г.1 Методы (методики) измерений

Измерение значений вибрационных характеристик проводят на поверхности бака вдоль периметра по его высоте: на уровнях краев и середины обмоток. Точки измерений выбирают с использованием следующих принципов:

- точки должны быть расположены между ребрами жесткости трансформатора;
- расстояние между точками не должно превышать 1 м;
- точки должны быть расположены по малым осям трансформатора напротив обмоток.

Измерения на дне бака проводят по большой оси трансформатора, по осям кареток со стороны высокого напряжения и низкого напряжения, между ребрами жесткости под стержнями магнитопровода.

Характеристиками, определяемыми для каждой точки, являются следующие:

- значение виброускорения;
- среднеквадратичное значение виброскорости;
- значение размаха виброперемещения;
- спектр виброускорений;
- спектр виброскоростей.

Примечания

1 Виброускорение характеризует силы, действующие на бак, зависящие от состояния внутренних элементов трансформатора. Значение виброускорения измеряют в частотном диапазоне 0—1000 (10—1000) Гц.

2 Виброскорость характеризует энергию вибрации данного элемента и воздействие этого элемента на окружающие предметы. Значение виброскорости используют для оценки состояния бака и воздействия трансформатора на элементы фундамента, навесное оборудование, окружающую среду. Рассчитывают среднеквадратичное значение виброскорости в частотном диапазоне 0—1000 (10—1000) Гц.

3 Виброперемещение — нормы на эту величину (менее 100 мкм) связаны с прочностными характеристиками бака, сварных швов и воздействием трансформатора на фундамент. Среднеквадратичное значение максимального размаха виброперемещений измеряют в частотном диапазоне 0—1000 (10–1000) Гц.

4 Спектр виброускорений позволяет разделить вибрации, вызванные распрессовкой обмоток или магнитопровода, и вибрации навесного оборудования. Спектр виброускорений измеряют в частотном диапазоне 0—1000 Гц.

5 Спектр виброскорости, как правило, менее широкий, чем спектр виброускорений, и зависит от жесткости бака. Спектр виброскорости измеряют в частотном диапазоне 0—1000 Гц.

Г.2 Критерии оценки

Оценку технического состояния проводят путем сопоставления спектрального состава виброскорости [*Fast Fourier Transform* (*FFT*)] в одинаковых точках баков разных фаз. При этом трансформатор, имеющий минимальный уровень вибрации, принимают за эталонный и далее производят сопоставление *FFT* испытуемого трансформатора с *FFT* в этой же точке эталонного трансформатора. Оценку технического состояния проводят по таблице Г.1 и измеряют в децибелах.

Таблица Г.1 — Оценка технического состояния трансформатора, шунтирующего реактора по контролю виброскорости с анализом спектра

Техническое состояние	Разность уровня вибрации бака в сравнении с эталонным (метод *FFT* преобразования)		
	на частоте 100 Гц	на частоте 150 Гц	на частоте 200 Гц
Рабочее — норма	Менее 4 дБ	Менее 5 дБ	Менее 6 дБ
Рабочее — норма с отклонениями	От 4 до 8 дБ	От 5 до 10 дБ	От 6 до 10 дБ
Рабочее — норма со значительными отклонениями	Более 8 дБ	Более 10 дБ	Более 10 дБ

Примечания

1 Для параметра виброскорости уровень 0 дБ соответствует абсолютному значению 10^{-6} мм/с.

2 Для параметра виброускорения уровень 0 дБ соответствует абсолютному значению 10^{-6} м/с^2.

Состояние каждого трансформатора оценивают индивидуально с учетом состояния его фундамента, способа установки на фундамент, особенностей эксплуатации.

Необходимость дополнительного анализа определяют исходя из измеренных значений следующих параметров:

- виброускорение — более 10 м/с^2;
- виброскорость — более 10 мм/с;
- виброперемещение — более 100 мкм.

При проведении дополнительного анализа также используют данные следующих исследований:

- измерение виброхарактеристик при одной нагрузке и различных температурах;
- измерение виброхарактеристик при одной температуре и различных нагрузках;
- анализ изменения распределения значений виброхарактеристик вдоль бака;
- изменение спектра виброхарактеристик.

При анализе результатов измерений учитывают характер следующих параметров:

- данные о изменении распределения значений виброхарактеристик вдоль бака;
- данные о изменении спектров виброхарактеристик в каждой точке.

При оценке механического состояния трансформатора рекомендуют учитывать также результаты измерений сопротивления короткого замыкания, переходных характеристик или частотного анализа.

Приложение Д
(обязательное)

Проверка степени увлажнения твердой изоляции

Д.1 Степень увлажнения твердой изоляции определяют в случае получения неудовлетворительного результата анализа трансформаторного масла на влагосодержание.

Степень увлажнения твердой изоляции оценивают по характеру изменения влагосодержания масла после прогрева трансформатора до температуры от 60 °С до 70 °С и по выдержке при этой температуре в течение 3 сут.

Д.2 Перед началом прогрева на каждом адсорбционном фильтре перекрывают один кран для исключения протока масла и адсорбции влаги из масла силикагелем фильтров. Устанавливают следующие настройки термосигнализатора: 70 °С — сигнал, 80 °С — отключение.

Процесс нагрева трансформатора регулируют путем отключения части вентиляторов системы охлаждения. Скорость повышения температуры при нагреве — не более 5 °С/ч. Стабильность температуры при выдержке обеспечивают путем изменения числа работающих вентиляторов.

В процессе прогрева каждый час регистрируют следующие параметры:

- температуру верхних слоев масла в баке трансформатора и окружающего воздуха;
- уровень масла в расширителе;
- давление масла во вводах;
- состояние системы охлаждения (количество включенных вентиляторов);
- выявленные замечания.

Отбор проб масла из бака трансформатора для измерения влагосодержания производят перед прогревом, при достижении температуры выдержки (65 °С) и через 12, 24, 48 и 72 ч после достижения температуры выдержки.

После окончания проверки степени увлажнения краны адсорбционных фильтров необходимо открыть.

Д.3 Уровень влагосодержания картона W после выдержки в течение 3 сут при температуре от 60 °С до 70 °С вычисляют по формуле

$$W = W_0 + 10\Delta W, \qquad (Д.1)$$

где W_0 — влагосодержание картона в условиях равновесия до прогрева;

ΔW — прирост влагосодержания масла за время выдержки при температуре от 60 °С до 70 °С.

Растворимость воды, г/т, в характерных маслах, применяемых в отечественных трансформаторах, при температуре 60 °С и 70 °С составляет соответственно: для масла марки ГК — 200 и 280; для масла марки Т-750 — 260 и 370, для масла марки ТКП — 320 и 435.

Д.4 Оценку состояния увлажненного трансформатора проводят по результатам испытаний:

- «сухой» трансформатор — влагосодержание твердой изоляции находится в пределах от 0,5 % до 1,0 %; не выявлено существенного изменения влагосодержания масла при изменении температуры (остается ниже 15 г/т); относительное влагосодержание масла — не более 3 % при температуре от 60 °С до 70 °С;
- «нормальный» трансформатор — влагосодержание твердой изоляции находится в пределах от 1,0 % до 1,5 %; слабое (не более чем в 2 раза) повышение влагосодержания масла после прогрева;
- относительное влагосодержание масла — не более 5 % при температуре от 60 °С до 70 °С;
- «увлажненный» трансформатор — относительное влагосодержание масла в диапазоне минимальных рабочих температур превышает 50 %;
- «влажный» трансформатор — влагосодержание твердой изоляции превышает 3 %.

Для контроля влагосодержания изоляции допустимо применение, в частности, метода диэлектрической спектроскопии, описанного в разделе 5.

Приложение Е
(справочное)

Формы предоставления сведений для формирования электронного эксплуатационного дела изделия по трансформатору

Е.1 Форма оформления сведений о трансформаторе приведена в таблице Е.1.

Таблица Е.1 — Сведения о трансформаторе

Наименование	Данные
1 Атомная станция	
2 Номер блока	
3 Цех-владелец	
4 Система	
5 Станционное обозначение	
6 Класс безопасности (по НП-001-15)	
7 Организация-изготовитель	
8 Организация-поставщик	
9 Техническое условие на поставку	
10 Дата ввода в эксплуатацию	
11 Марка/модель трансформатора	
12 Номинальная мощность трансформатора, кВт	
13 Номинальная мощность обмоток ВН, НН, кВт	
14 Вид регулирования напряжения	
15 Номинальная частота тока, Гц	
16 Схема и группа соединения обмоток	
17 Номинальное напряжение обмоток ВН, НН, кВ	
18 Номинальный ток обмоток ВН, НН, А	
19 Потери короткого замыкания, кВт	
20 Потери холостого хода, кВт	
21 Ток холостого хода, %	
22 Вид системы охлаждения	
23 Показатели надежности:	
24 Наработка на отказ, ч	
25 Назначенный ресурс до капитального ремонта, ч	
26 Назначенный срок службы, годы	
27 Критерии отказов	
28 Критерий предельного состояния	
29 Условия эксплуатации	

Е.2 Форма оформления сведений по наработке трансформатора приведена в таблице Е.2.

Таблица Е.2 — Сведения по наработке трансформатора

Станционное обозначение трансформатора	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации	Объемы и периодичность испытаний
—	—	—	—	—

Е.3 Форма оформления данных по техническому обслуживанию и ремонту трансформатора приведена в таблице Е.3.

Таблица Е.3 — Данные по техническому обслуживанию и ремонту трансформатора

Станционное обозначение трансформатора	Дата проведения ТОиР	Вид ТОиР	Детали, узлы, замененные при ТОиР	Документы, на основании которых выполнялись ТОиР	Примечание
—	—	—	—	—	—

Е.4 Форма оформления сведений об отказах и повреждениях трансформатора приведена в таблице Е.4.

Таблица Е.4 — Сведения об отказах и повреждениях трансформатора

Станционное обозначение оборудования	Дата отказа, повреждения	Краткое описание отказа, повреждения	Причины непосредственные, коренные	Источник информации
—	—	—	—	—

Приложение Ж
(справочное)

Расчет остаточного ресурса трансформаторного оборудования

Ж.1 Расчет остаточного ресурса маслонаполненного трансформатора

Срок службы L и остаточный ресурс маслонаполненного трансформатора $L_{ост}$ при отсутствии дефектов и повреждений оценивают на основе изменения степени полимеризации бумажной изоляции.

Срок службы трансформатора L, ч, вычисляют по формуле

$$L = (1/K) \cdot (1/СП_0 - 1/СП_к), \quad (Ж.1)$$

где K — коэффициент старения, зависящий от температуры и состояния бумажной изоляции;

$СП_0$ — степень полимеризации бумажной изоляции неработавшего трансформатора;

$СП_к$ — степень полимеризации бумажной изоляции в конце срока службы трансформатора.

Ж.2 Остаточный ресурс трансформатора, проработавшего t часов, вычисляют по формуле

$$L_{ост} = 1/K \cdot (1/СП_t - 1/СП_к), \quad (Ж.2)$$

где $СП_t$ — степень полимеризации бумажной изоляции трансформатора, проработавшего t часов.

Оценку остаточного ресурса проводят исходя из снижения степени полимеризации к концу срока службы трансформатора до 250 ед. Для оценки остаточного ресурса определяют степень полимеризации наиболее нагретых зон твердой изоляции.

На рисунке Ж.1 приведена рекомендуемая зависимость коэффициента старения K от температуры и состояния бумажной изоляции и масла.

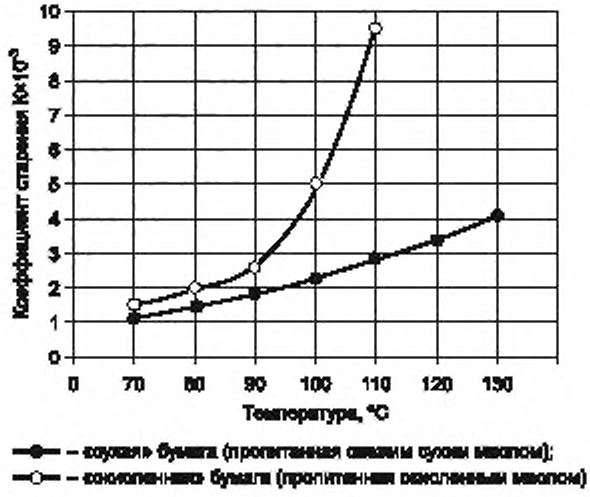

Рисунок Ж.1 — Зависимость коэффициента старения от температуры и состояния бумажной изоляции

Ж.3 Пример расчета остаточного ресурса

Для трансформатора, находящегося в эксплуатации, значение степени полимеризации образца картона составило 800 ед. Согласно рисунку Ж.1 его коэффициент старения при условии дальнейшей работы с окисленным маслом при температуре 90 °С равен $K = 2{,}52*10^{-8}$.

Остаточный ресурс $L_{ост} = (1/200–1/800) / 2{,}52*10^{-8} = 1{,}49*105$ ч, т. е. $L_{ост} \approx 17$ лет.

Ж.4 Фактический конец срока службы трансформатора (момент достижения предельного состояния) определяют при наличии как минимум одного из указанных факторов:

- снижения степени полимеризации бумажной изоляции до 200—250 ед.;
- наличия необратимых дефектов в конструкции;

- экономической нецелесообразности продолжения эксплуатации трансформатора в связи с низкими технико-экономическими характеристиками.

Ж.5 Расчет остаточного ресурса сухого трансформатора (на примере трансформатора типа ТСЗА 1000/10)

Остаточный ресурс сухого трансформатора (до окончательного вывода из эксплуатации) определен старением изоляции. Старение изоляции вызывает снижение значения напряжения пробоя изоляции. При этом скорость старения существенным образом зависит от температуры. В качестве критерия оценки остаточного ресурса выбраны показатели температурного режима работы. Максимальная температура обмоток трансформаторов (класс изоляции всех обследованных трансформаторов — *F*) составляет 155 °С. Температура обмоток трансформаторов в рабочем режиме не превышает 42 °С (по результатам тепловизионного контроля). Остаточный ресурс $L_{ост}$ вычисляют по формуле

$$L_{ост} = T_{сл} - K_{исп}(G_{тек} - G_{вв}), \quad (Ж.3)$$

где $K_{исп} = 2((t_{экспл} - T_{max})/T\Delta)$,

$T_{сл}$ = 25 лет — установленный срок службы;

$t_{экспл}$ = 42 °С — температура обмоток при эксплуатации;

t_{max} = 155 °С — температура максимальная для изоляции класса *F*;

$t\Delta$ = 20 — дельта, при которой ресурс уменьшается вдвое;

$G_{тек}$ — текущий год эксплуатации (для расчета принят 2020 г.);

$G_{ВВ}$ — год ввода в эксплуатацию (для расчета принят 2003 г.);

$K_{исп} = 2\ [(42–155)/20] = 0,02$;

$L_{ост} = 25 – 0,02(2020 – 2003) \approx 24$ года.

Ж.6 Результат расчета по доминирующему механизму старения изоляции обмоток трансформатора показал, что с учетом соответствия всех контролируемых параметров установленным критериям и нормам срок эксплуатации трансформатора сухого типа ТСЗА 1000/10 при существующем режиме ТОиР по консервативному прогнозированию может быть продлен на 24 года при сохранении режимов и условий эксплуатации.

Библиография

[1] Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии НП-001–15 — Общие положения обеспечения безопасности атомных станций

[2] Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии НП-096–15 — Требования к управлению ресурсом оборудования и трубопроводов атомных станций. Основные положения

[3] Руководство по безопасности при использовании атомной энергии РБ-136–17 — Установление и методы мониторинга ресурсных характеристик электротехнического оборудования атомных станций

[4] Метрологические требования к измерениям, эталонам единиц величин, стандартным образцам, средствам измерений, их составным частям, программному обеспечению, методикам (методам) измерений, применяемым в области использования атомной энергии (утверждены приказом Госкорпорации «Росатом» от 31 октября 2013 г. № 1/10-НПА)

УДК 621.314.21:006.354 ОКС 29.180

Ключевые слова: трансформатор, продление ресурса, выработанный ресурс, остаточный ресурс, автотрансформатор, шунтирующий реактор

Редактор *Л.С. Зимилова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *Л.С. Лысенко*
Компьютерная верстка *М.В. Лебедевой*

Сдано в набор 11.01.2021. Подписано в печать 20.01.2021 Формат 60×84¼. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 4,18. Уч.-изд. л. 3,70.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru