Приложение 1
к приказу ПАО «РусГидро»
от 02.12.2020 №1025

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ ГИДРОГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ-РУСГИДРО»
(ПАО «РУСГИДРО»)

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ. ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

СТО РусГидро 02.01.124-2020

Издание официальное

Москва – 2020

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», а общие положения при разработке и применении стандарта организации – в ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН	Публичным акционерным обществом «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро» (ПАО «РусГидро»)
2 ВНЕСЕН	Департаментом технического регулирования и экологии в соответствии с рекомендацией Комиссии по техническому регулированию ПАО «РусГидро» (протокол от 28.08.2020 № 9)
3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Приказом ПАО «РусГидро» от 02.12.2020 №1025
4 ВВЕДЕН	взамен стандарта организации СТО РусГидро 02.01.124-2015 «Силовые трансформаторы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования», утвержденного приказом ПАО «РусГидро» от 03.11.2017 № 766

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «РусГидро»

Содержание

1. Область применения.....1
2. Нормативные ссылки.....2
3. Термины и определения, обозначения и сокращения.....3
4. Общие требования к технической эксплуатации силовых трансформаторов.....5
5. Режимы работы силовых трансформаторов.....7
5.1. Включение в сеть и параллельная работа силовых трансформаторов 7
5.2. Допустимые повышения напряжения и защита от перенапряжений. 8
5.3. Нагрузочная способность силовых трансформаторов.....9
5.4. Работа систем охлаждения силовых трансформаторов.....10
5.5. Работа устройств РПН.....12
6. Техническая документация.....12
7. Оценка технического состояния силовых трансформаторов....14
8. Испытания силовых трансформаторов.....17
9. Техническое обслуживание и ремонт силовых трансформаторов (ТОиР).....20
9.1. Требования к организации ТОиР.....20
9.2. Особенности ТОиР трансформаторов.....22
9.3. Особенности ремонта и ТО РПН.....24
9.4. Подготовка к периодам особой эксплуатации.....24
10. Действие персонала при неисправностях и возгораниях силовых трансформаторов.....25
Приложение 1.....28
Приложение 2.....30
Приложение 3.....44
Приложение 4.....45
Приложение 5.....46
Приложение 6 Технические документы, подлежащие применению при ремонте трансформаторов в целом(рекомендуемый образец). 47
6.1 Протокол испытания силовых трансформаторов, автотрансформаторов и масляных реакторов.....47
А.2 Результаты хроматографического анализа газов, растворенных в масле51

А.3 Результаты физико-химического анализа масла.....54
А.4 Результаты анализа твердой изоляции.....57
Приложение 7.....59
Приложение 8.....80
Приложение 9.....85
Приложение 10.....99
Библиография.....101

Введение

Стандарт организации СТО РусГидро 02.01.124-2020 «Силовые трансформаторы. Организация технической эксплуатации. Нормы и требования» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации».

Стандарт является нормативным техническим документом ПАО «РусГидро» (далее – Общество).

При разработке Стандарта применены требования действующих в электроэнергетике нормативно-технических документов или отдельных разделов этих документов. В Стандарт включены апробированные, подтвержденные опытом рекомендации по эксплуатации силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «РусГидро»

СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ. ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 09.12.2020

1. Область применения

1.1.Настоящий Стандарт устанавливает требования к организации технической эксплуатации силовых сухих, масляных трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и трансформаторов собственных нужд (далее – силовые трансформаторы), установленных на производственных объектах Общества.

1.2.Стандарт предназначен для обязательного применения в Обществе, включая его филиалы. Подконтрольные организации (далее – ПО) Общества применяют положения Стандарта после его утверждения локальным нормативным документом (актом) (далее – ЛНД (А)) соответствующей подконтрольной организацией.

1.3.Любые сторонние организации и физические лица обязаны выполнять требования Стандарта в случаях, если такие лица выполняют работы (оказывают услуги) в области его применения по договорам, заключенным с Обществом и (или) с его филиалами, подконтрольными организациями и соответствующее обязательство включено в заключаемые с ними договоры.

1.4.Обязательность применения требований и норм Стандарта ограничена их деятельностью на объектах, расположенных в Российской Федерации, владельцами или инвесторами (застройщиками) которых является Общество и (или) его подконтрольные организации.

1.5.Применение требований Стандарта для целей зарубежной экономической деятельности определяется соответствующим международным соглашением.

1.6.При введении в действие (внесении изменений) в нормативные правовые и (или) нормативные технические акты, а также при внесении организациями-изготовителями оборудования изменений в конструкторскую документацию, требования которых отличаются от приведенных в Стандарте, следует руководствоваться требованиями вновь введенных (измененных) документов до внесения в Стандарт соответствующих изменений.

2. Нормативные ссылки

В Стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы:

Постановление Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (далее – ПТФЭС);

Постановление Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 №86 «Об утверждении Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, а также о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу совершенствования порядка вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации» (далее – Постановление №86);

Приказ Минэнерго России от 04.10.2022 №1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. №757, от 12 июля 2018 г. №548» (далее – ПТЭ);

Приказ Минтруда России от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (далее – ПОТЭУ);

Приказ Минэнерго России от 25.10.2017 №1013 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» (далее – Правила ТОиР);

Приказ Минэнерго России от 14.05.2019 №465 «Об утверждении Правил проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики»;

Приказ Минэнерго России от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. №229 (с изменениями на 3 августа 2023 года)»;

Приказ Минэнерго России от 26.07.2017 №676 (в редакции приказа Минэнерго России от 17.03.2020 № 192) «Об утверждении Методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. №229 (с изменениями на 4 октября 2022 года)»;

Приказ Минэнерго России от 27.12.2017 №1233 «Об утверждении методики

проведения оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон»;

Приказ Минэнерго России от 19.02.2019 № 123 «Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа»;

ГОСТ Р 52719-2007 «Национальный стандарт Российской Федерации. Трансформаторы силовые. Общие технические условия»;

СТО РусГидро 02.01.112-2015 «Гидроэлектростанции. Энергетические масла и маслохозяйства. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»;

СТО РусГидро 01.02.115-2019 «Приёмка и ввод в эксплуатацию. Правила приёмки и ввода в эксплуатацию полностью законченных строительством объектов и отдельных этапов строительства»;

СТО РусГидро 00.01.113-2015 «Организация управления проектами технического перевооружения и реконструкции действующих объектов гидроэнергетики».

Примечание – при пользовании Стандартом целесообразно проверить действие всех ссылочных документов в информационной системе общего пользования, стандартов – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году, СТО ПАО «РусГидро» – по официальному регулярно обновляемому перечню применяемых нормативных документов. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании Стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3. Термины и определения, обозначения и сокращения

В Стандарте используются следующие термины и определения, обозначения и сокращения:

3.1.Термины и определения.

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

3.1.2.**возбуждение трансформатора**: Создание основного магнитного поля трансформатора путем подключения одной или нескольких обмоток к одной или нескольким сетям, или другим источникам с соответствующими номинальными напряжениями и частотой.

3.1.3.**изоляция трансформатора**: Совокупность изоляционных деталей и заполняющей трансформатор изоляционной среды, исключающая замыкание металлических частей трансформатора, находящихся во время его работы под напряжением, с заземленными частями, а также частей, находящихся под разными потенциалами, между собой.

3.1.4.**комплексное диагностическое обследование:** Комплекс мероприятий, проводимый по специальным программам для получения объективной и достоверной информации о техническом состоянии оборудования, его функциональных узлов и систем расширенными методами диагностирования с целью определения его пригодности к эксплуатации по правилам, установленным НТД, разработки рекомендаций по рациональной эксплуатации и ремонту.

3.1.5.**обмотка трансформатора**: Совокупность витков, образующих электрическую цепь, в которой суммируются электродвижущие силы, наведенные в витках, с целью получения высшего, среднего или низшего напряжения трансформатора или с другой целью.

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

3.1.7.**частичный разряд**: Электрический разряд, который шунтирует лишь часть изоляции между электродами, находящимися под разными потенциалами.

3.2.Обозначения и сокращения.

3.2.1. **АСУ ТП –** автоматизированная система управления технологическим процессом.

3.2.2. **БАУ РПН –** блок автоматического управления приводом РПН.

3.2.3. **ВН -** высшее напряжение.

3.2.4. **Д (ONAF[1]) –** принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла.

3.2.5. **ПДЗ –** предельно допустимое значение.

3.2.6. **ПО –** подконтрольная организация Общества.

3.2.7. **ДЦ (OFAF[1]) –** принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла.

3.2.8. **ИТС –** индекс технического состояния

3.2.9. **КДО -** комплексное диагностическое обследование

3.2.10. **М (ONAN[1]) –** естественная циркуляция воздуха и масла.

3.2.11. **НЦ (ODWF[1]) –** принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла.

3.2.12. **ОПН –** ограничители перенапряжений нелинейный.

[1] По IEC для трансформаторов иностранного производства

3.2.13. **САУ –** система автоматического управления

3.2.14. **Устройство ПБВ, ПБВ –** устройство переключения ответвлений обмоток без возбуждения.

3.2.15. **Устройство РПН, РПН –** устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой.

3.2.16. **Ц (OFWF[1]) –** принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла.

4. Общие требования к технической эксплуатации силовых трансформаторов.

4.1.Организация технической эксплуатации силовых трансформаторов должна обеспечивать их надежное функционирование и повышение безопасности их работы.

4.2.Обеспечение технической эксплуатации силовых трансформаторов на объектах Общества должно быть организовано путем:

4.2.1.своевременного выполнения мероприятий по вводу в работу силовых трансформаторов в соответствии с требованиями ПТФЭС, ПТЭ, иных обязательных требований к надежности и безопасности в сфере электроэнергетики, СТО РусГидро 01.02.115-2019;

4.2.2.безопасного использования силовых трансформаторов по функциональному назначению в соответствии с нормативными правовыми актами, устанавливающими обязательные требования к надежности и безопасности в сфере электроэнергетики, положениями местных инструкций, разработанных на основании требований нормативных правовых актов, документации завода-изготовителя и настоящего Стандарта;

4.2.3.формирования и ведение технической документации, разработанной в соответствии с ПТФЭС, ПТЭ, Требованиями к ведению и хранению документации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления и раздела 6 Стандарта;

4.2.4.осуществления оперативно-технологического управления в соответствии с требованиями, установленными ПТФЭС, ПТЭ и разделом 5 Стандарта;

4.2.5.проведения мероприятий по техническому обслуживанию, ремонту и испытаниям в соответствии с требованиями Правил ТОиР, раздела 8 Стандарта и Приложений 7 - 10;

4.2.6.обеспечения модернизации, технического перевооружения силовых трансформаторов при наличии оснований, предусмотренных разделом 9 и

приложением 1 Стандарта, в порядке, установленном СТО РусГидро 00.01.113-2015;

4.2.7.обеспечения консервации силовых трансформаторов в соответствии с требованиями завода-изготовителя, а в случае отсутствия установленных требований - в соответствии с требованиями [2] в части, не относящейся к предмету градостроительного законодательства;

4.2.8.обеспечение вывода из эксплуатации силовых трансформаторов в соответствии с процедурами, предусмотренными Постановлением №86, на основании решения комиссии по техническому освидетельствованию в случаях:

-критического состояния силового трансформатора и его ресурсоопределяющих узлов, предусмотренных Приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676;

-выявления дефектов и недостатков конструкции, препятствующих нормальной эксплуатации в соответствии с нормативными правовыми актами, нормативно технической документацией и Технической политикой Группы РусГидро, устранение которых невозможно либо экономически нецелесообразно в рамках процедур ремонта либо модернизации.

4.3.Оценка готовности трансформаторов к работе в отопительный сезон должна осуществляться с учетом требований приказа Минэнерго России от 27.12.2017 №1233.

4.4.Техническое освидетельствование трансформаторов должно осуществляться в соответствии с требованиями пункта 8 ПТЭ в порядке, установленном Приказом Минэнерго России от 14.05.2019 №465.

4.5.Требования к пожарной безопасности и комплектование первичными средствами пожаротушения должны выполняться согласно [3].

4.6.Дополнительные требования по технической эксплуатации трансформаторов:

4.6.1.Все силовые трансформаторы должны иметь окраску и надписи в соответствии с требованиями пункта 465 ПТЭ.

4.6.2.На трансформаторах должна быть выполнена нумерация маслонасосов, запорной арматуры, охладителей, нанесены наименования шкафов и сборок, нанесены стрелки, указывающие направление движения жидкостей в трубопроводах систем охлаждения.

4.6.3.Для контроля уровня масла в силовом трансформаторе на маслоуказателе должны быть нанесены контрольные метки для следующих температур масла:

- минус 45°С, плюс 15°С, плюс 40°С – для категории исполнения У1;
- минус 60°С, плюс 15°С, плюс 40°С – для категории исполнения УХЛ1, ХЛ1.

4.6.4.Трансформаторы должны работать с постоянно включенной системой защиты масла от окисления и увлажнения: воздухоосушителями, термосифонными, адсорбционными фильтрами, азотной и пленочной защитой.

4.6.5.Масляные трансформаторы 1 МВА и более и шунтирующие реакторы должны быть снабжены фильтрами: термосифонными – при видах систем охлаждения Д, адсорбционными – при остальных видах систем охлаждения.

4.6.6.В силовых трансформаторах с принудительной циркуляцией масла совместно с адсорбционными фильтрами для задержки механических частиц должны применяться маслоочистительные фильтры, установленные в трубопроводе напорной линии системы охлаждения данных трансформаторов.

4.6.7.Система маслоприемников, маслоотводов и маслосборников при необходимости должна быть обеспечена принудительным обогревом для исключения перемерзания маслоприемных воронок из маслосборников в зимнее время.

4.6.8.Силовые трансформаторы необходимо эксплуатировать с включенной релейной защитой и защитой от грозовых и коммутационных перенапряжений согласно требованиям, установленным разделом XL, XLII ПТЭ и положениями местных инструкций.

4.6.9.Эксплуатация устройств газовой защиты должна осуществляться на основании требований, отраженных в местной инструкции по эксплуатации с учетом требований завода изготовителя.

4.6.10.На трансформаторах должна быть обеспечена возможность контроля целостности мембраны предохранительной трубы при осмотре трансформатора.

4.6.11.Горловина выхлопной трубы не должна быть направлена в сторону путей прохода персонала, близлежащего оборудования и сооружений, водной поверхности и источников огня и искрообразования. В исключительных случаях допускается установка отбойных щитов с целью сбора выбросов масла в маслоприёмник.

5. Режимы работы силовых трансформаторов.

5.1. Включение в сеть и параллельная работа силовых трансформаторов

5.1.1.Включение в сеть силового трансформатора должно осуществляться толчком на полное напряжение.

5.1.2.Включение силового трансформатора на номинальную нагрузку с учетом температуры окружающего воздуха должно осуществляться в порядке, установленном пунктом 478 ПТЭ.

5.1.3.Первое включение под напряжение силовых трансформаторов следует проводить толчком 2-3 раза, если иное не установлено руководством по эксплуатации завода изготовителя, после чего силовой трансформатор должен быть оставлен в работе на холостом ходу не менее чем на 2 ч. При отсутствии замечаний к работе трансформатора в установленный период времени трансформатор может быть поставлен под нагрузку.

5.1.4.Силовые трансформаторы, работающие в блоке с генератором, могут включаться вместе с генератором подъёмом напряжения с нуля.

5.1.5.Параллельная работа трансформаторов допускается при условии:

а) тождественности групп соединения обмоток;

б) равенства коэффициентов трансформации (с предельными отклонениями согласно ГОСТ Р 52719-2007);

в) равенства напряжений короткого замыкания (с предельными отклонениями согласно ГОСТ Р 52719-2007);

г) недопущения нагружением током, превышающим допустимый ток для данной обмотки;

д) соотношения мощностей трансформаторов не более 1:3 (мощность обоих трансформаторов не должна быть различной более чем в 3 раза);

е) проведения предварительной фазировки трансформаторов (согласование фаз всех рабочих элементов электрической цепи со стороны высокого и низкого напряжения).

5.1.6.Допускается параллельная работа двух- и трехобмоточных трансформаторов на всех обмотках, а также двухобмоточных с трехобмоточными, если ни одна из обмоток параллельно включенных трансформаторов не нагружается более ее допустимой нагрузки.

5.1.7.Включение трансформаторов на параллельную работу допустимо только после предварительной фазировки.

5.1.8.При параллельной работе силовых трансформаторов, снабженных устройствами РПН с БАУ РПН, должны быть дополнительно обеспечены вывод БАУ РПН из работы и сигнализация неисправности при рассогласовании коэффициентов трансформации силовых трансформаторов.

5.2. Допустимые повышения напряжения и защита от перенапряжений.

5.2.1. Условия допустимых повышений напряжения при продолжительной работе силового трансформатора и кратковременных повышений напряжения частотой 50 Гц должны определяться в соответствии с документацией завода-изготовителя с учетом требований раздела XXXIII ПТЭ.

5.2.2. При отсутствии информации в документации завода-изготовителя следует руководствоваться ПТЭ, ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая

система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений», ГОСТ 1516.3-96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции».

5.2.3. Защита силовых трансформаторов (включая защиту нейтралей) от перенапряжений должна осуществляться посредством ограничителей перенапряжений (далее – ОПН) в соответствии с требованиями раздела XLII ПТЭ.

5.2.4. Защита неиспользуемых обмоток низшего напряжения, расположенных первыми от магнитопровода, может быть выполнена установкой ОПН соответствующего напряжения на каждой фазе.

5.2.5. Режим заземления нейтралей трансформаторов должен определяться в порядке, установленном пунктами 110 и 481 ПТЭ.

5.2.6. В нейтрали силового трансформатора, изоляция которой не допускает разземления, а также автотрансформатора установка разъединителей не допускается.

5.2.7. Значения, продолжительность и количество повышений напряжения длительностью 20 мин и более подлежат обязательной регистрации оперативным персоналом. При наличии системы мониторинга силовых трансформаторов данные значения должны регистрироваться автоматически.

5.3. Нагрузочная способность силовых трансформаторов.

5.3.1. Требования к нагрузочной способности силовых трансформаторов определяются в соответствии с приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81. В отношении трансформаторного оборудования, на которое не распространяются требования указанного документа, нагрузочная способность определяется в соответствии с документацией завода-изготовителя.

5.3.2. При повышении температуры и продолжительных перегрузках с возможным повышенным износом изоляции, а также и при кратковременных аварийных перегрузках, должны быть приняты меры по усилению охлаждения силовых трансформаторов. Указанные меры должны быть отражены в местной инструкции по эксплуатации.

5.3.3. В автотрансформаторах, к обмоткам низкого напряжения которых подключены генераторы, синхронные компенсаторы или фазоповоротные трансформаторы (ФПТ), должен быть организован контроль тока общей части обмотки высшего напряжения.

5.3.4. На неиспользуемых третичных обмотках трехобмоточных автотрансформаторов с соотношением напряжений ВН/СН менее 2 (в первую очередь при сочетаниях классов напряжений 750/500, 500/330 и 330/220 кВ)

должен проводиться контроль возбуждения магнитной системы общей части обмотки высшего напряжения.

5.3.5. Если однофазные силовые трансформаторы, соединенные в трехфазную группу, имеют разные напряжения КЗ (Uк) (отношение максимального значения Uк к минимальному более 1,2), контроль тока должен вестись по фазе с минимальным напряжением КЗ.

5.3.6. При необходимости увеличения нагрузки трансформатора сверх допустимых значений, рассчитанных в соответствии с Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (утверждены приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81), и ее поддержания необходимо проверить возможность увеличения допустимых кратностей перегрузки расчетом по следующим методикам:

– ГОСТ 14209-85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки»;

– IEEE Std C57.91-2011 «Guide for Loading Mineral-Oil Immersed Transformer»;

– МЭК 60076-7:2018 «Трансформаторы силовые. Часть 7. Руководство по нагрузке масляных силовых трансформаторов».

Результаты расчета по указанным методикам могут быть использованы в качестве допустимых по решению технического руководителя

5.4. Работа систем охлаждения силовых трансформаторов.

5.4.1.Требования к эксплуатации системы охлаждения и температурному режиму работы узлов силового трансформатора должны соответствовать требованиям ПТЭ и документации завода-изготовителя.

5.4.2.Порядок включения устройств охлаждения силовых трансформаторах с принудительной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения ДЦ) и с принудительной циркуляцией воды и масла (система охлаждения Ц) должен соответствовать требованиям пункта 469 ПТЭ. Принудительная циркуляция масла должна быть непрерывной независимо от нагрузки. Порядок включения (отключения) системы охлаждения должен быть определен в местной инструкции по эксплуатации на основании требований завода-изготовителя.

5.4.3. Нагрев силового трансформатора должен контролироваться по температуре верхних слоев масла, а в случае наличия систем мониторинга или первичных датчиков, контроль должен вестись также по температуре наиболее нагретой точки обмотки. Температура верхних слоев масла должна измеряться термометрами или термосигнализаторами. Температура наиболее нагретой точки обмотки при наличии системы мониторинга трансформатора должна

определяться расчетом по температуре охлаждающей среды и току нагрузки или первичными датчиками.

5.4.4.Допускается работа силовых трансформаторов, имеющих систему охлаждения ДЦ или Ц, при полном или частичном отключении вентиляторов или прекращении циркуляции воды с сохранением циркуляции масла с нагрузкой до номинальной включительно, если в документации завода-изготовителя не установлено иное.

5.4.5.Порядок включения системы циркуляции воды должен соответствовать требованиям пункта 471 ПТЭ, если иное не оговорено в документации завода-изготовителя.

5.4.6.Маслоохладители с подключенными абсорбционными фильтрами должны включаться в работу в приоритетном порядке.

5.4.7.Для силовых трансформаторов с системой охлаждения Д допускается работа с отключенным дутьем, если температура верхних слоев масла не превышает 55°С и нагрузка меньше номинальной. Дутье должно включаться автоматически при достижении температуры масла 55°С или при достижении номинальной нагрузки вне зависимости от температуры масла, если иное не оговорено в документации завода-изготовителя.

Дутье должно автоматически отключаться при снижении температуры масла до 50°С, если при этом нагрузка меньше номинальной или иное не оговорено в документации завода-изготовителя.

5.4.8.Маслонасосы силовых трансформаторов с охлаждением ДЦ и Ц должны включаться при температуре масла не ниже минус 25°С, а насосы с экранированным статором (серии ЭТЦЭ) – при температуре не ниже минус 20°С.

5.4.9.При номинальной нагрузке разность температур масла на входе и выходе из охладителя Ц (НЦ) должна быть не менее 10°С, если иное не установлено заводской инструкцией по эксплуатации.

5.4.10.В зимнее время во избежание замораживания воды в трубках охладителей систем Ц и НЦ включение водяного насоса должно осуществляться после прогрева масла и достижения им температуры не ниже 15°С на входе в охладитель.

5.4.11.При включении в работу силового трансформатора с охлаждением Ц, НЦ первым должен включаться маслонасос, а затем водяной (либо отрываться задвижки по охлаждающей воде), отключаться в обратном порядке.

5.4.12.При наличии в системе охлаждения Ц, НЦ пускового насоса, при температуре ниже минус 10°С сначала должен включаться пусковой насос, затем рабочие насосы.

5.4.13.В зимнее время при отключении силового трансформатора с системами охлаждения Ц, НЦ должен быть обеспечен спуск воды из охладителей или утепление их во избежание замораживания.

5.4.14.Условия работы силовых трансформаторов с отключённым дутьём должны быть отражены в местной инструкции по эксплуатации с учетом требований завода изготовителя.

5.5. Работа устройств РПН.

5.5.1. Параметры настройки автоматического режима работы РПН и положения ответвлений ПБВ трансформаторов должны определяться техническим руководителем филиала (ПО) с учетом требований пункта 127 ПТФЭС и 467 ПТЭ.

5.5.2. В схеме управления устройств РПН должны быть постоянно включены блокировки, не позволяющие:

- производить переключение устройства при токе, превышающем допустимый ток для данного переключающего устройства;
- возникновении рассогласования положений у однофазных устройств РПН;
- при понижении температуры масла в контакторе резисторных устройств РПН ниже минус 25°С.

5.5.3. Допустимые условия оперирования переключающими устройствами РПН силовых трансформаторов в зависимости от температуры верхних слоев масла установлены пунктом 479 ПТЭ.

5.5.4.Запрещается переключение устройств РПН силового трансформатора, находящегося под напряжением, вручную (рукояткой).

5.5.5. При работе силовых трансформаторов, снабженных устройством БАУ РПН, должны быть обеспечены вывод БАУ РПН из работы и выдача сигнализации неисправности при:

- невыполнении команды на переключение (застревании контактов избирателя в промежуточном положении, неисправности приводного механизма);
- выходе из строя БАУ РПН;
- исчезновении питания привода устройства РПН и БАУ РПН.

5.5.6. Требования к эксплуатации РПН должны быть отражены в местной инструкции по эксплуатации силового трансформатора.

6. Техническая документация

6.1. На каждый новый силовой трансформатор необходимо иметь документацию завода-изготовителя, соответствующую ГОСТ Р 52719-2007.

6.1.1. При поставке силового трансформатора должна прилагаться следующая документация:

- паспорт;
- паспорта комплектующих изделий;
- протоколы заводских испытаний;
- руководство по транспортированию, разгрузке, хранению, монтажу и вводу в эксплуатацию;
- руководство по эксплуатации;
- технические описания и руководства по эксплуатации и ремонту важнейших составных частей в соответствии с нормативной документацией на силовые трансформаторы конкретных видов;
- сертификаты соответствия контрольно-измерительной аппаратуры и трансформаторного масла.

6.1.2. Паспорт силового трансформатора должен содержать основные технические данные и характеристики, которые установлены ГОСТ Р 52719-2007.

6.2. Исполнительная документация на трансформатор должна включать:

- акты разгрузки и установки на фундамент;
- акты осмотра комплектующих перед монтажом;
- протоколы монтажных испытаний;
- промежуточные технические акты;
- акты промывки системы охлаждения;
- акты скрытых работ;
- акты приемки после монтажа.

6.3. Эксплуатационная документация должна включать:

- местную инструкцию по эксплуатации силовых трансформаторов;
- протоколы испытаний силового трансформатора, вводов, масла, устройств РПН;
- акты осмотра активной части;
- ремонтную документацию, включая технологические карты ремонтов;
- протоколы (отчеты) по комплексным диагностическим обследованиям, в случае их проведения;
- акты расследования нарушений в работе энергообъекта, связанных с данным силовым трансформатором;
- акты технического освидетельствования силового трансформатора;
- карту хроматографического анализа газов, растворенных в масле;
- карту физико-химического анализа масла;
- эксплуатационную карту (Приложение 3);
- журнал учета количества переключений РПН.

6.4. В Филиалах (ПО), в которых имеются трансформаторы (автотрансформаторы), находящиеся на особом (учащенном) контроле, и работающие с отклонениями от заводских параметров и НТД, должен быть

сформирован график учащенного контроля, а также перечень выявленных отклонений и мероприятий по их устранению по форме Приложения 4.

6.5. Форматы документов, оформляемых в процессе технической эксплуатации трансформаторов, приведены в приложениях 6.

7. Оценка технического состояния силовых трансформаторов

7.1.С целью определения возможности работы с номинальными параметрами, планирования мероприятий по ТОиР, принятия решения о возможности продления срока службы силовых трансформаторов должна быть организована работа по оценке технического состояния.

7.2.При проведении оценки технического состояния в процессе технической эксплуатации, должны выполняться функции мониторинга (контроля) технического состояния силовых трансформаторов:

7.2.1.постоянный мониторинг технического состояния силовых трансформаторов должен осуществляться оперативным персоналом, (данные обходов и осмотров оборудования, журнал дефектов, суточные ведомости). Объем постоянного мониторинга технического состояния должен определяться местными инструкциями с учетом уровня автоматизации.

7.2.2.периодический мониторинг технического состояния силовых трансформаторов должен осуществляться специалистами служб, ответственность которых устанавливается ЛНД (А) Общества. Объем периодического мониторинга должен определяться требованиями раздела 8 Стандарта и Приложения 2.

7.2.3.автоматизированный мониторинг технического состояния должен осуществляться средствами САУ и АСУ ТП. Объем автоматизированного мониторинга должен определяться проектной документацией.

7.2.4.КДО.

7.3.В целях реализации функции постоянного и периодического мониторинга оперативным персоналом и специалистами служб главного инженера должен осуществляться осмотр трансформаторов в соответствии с утвержденным графиком.

7.4.Работающие силовые трансформаторы следует осматривать с соблюдением требований безопасности, установленных приказом Минтруда России от 15.12.2020 № 903н.

7.5.Очередные осмотры силовых трансформаторов (без их отключения) должны производиться в следующие сроки:

7.5.1. в электроустановках с постоянным дежурным персоналом – не реже 1 раз в сутки;

7.5.2. в электроустановках без постоянного дежурного персонала – не реже 1 раза в месяц, на трансформаторных пунктах – не реже 1 раза в 6 месяцев;

7.5.3. в темное время суток для выявления разрядов и коронирования в электроустановках с постоянным дежурным персоналом не реже 1 раза в месяц в электроустановках без постоянного дежурного персонала в соответствии с местными инструкциями, но не реже 1 раза в 6 месяцев.

7.6.При осмотрах силовых трансформаторов должно контролироваться:

-состояние изоляторов, вводов, ОПН, разъединителей заземления нейтрали;

- отсутствие трещин, перекосов, сколов, загрязнений, течей масла, следов электрической дуги, коронирования;

-состояние индикаторного силикагеля в воздухоосушителях, наличие масла в масляном затворе;

-целостность мембраны предохранительной трубы;

-отсутствие посторонних шумов и вибраций;

-целостность соединений и перемычек от трансформатора к заземляющим устройствам и между конструктивными частями трансформатора;

-исправность системы охлаждения, давление масла и воды, исправность сигнализации циркуляции масла, охлаждающей воды, останова вентиляторов, включения резервного охладителя или источника питания;

-исправность системы обогрева для сухих трансформаторов;

-уровень масла в расширителях бака силового трансформатора, устройства РПН и вводов;

-давление масла в герметичных вводах;

-отсутствие газа в газовом реле;

-содержание газов и воды, растворенных в трансформаторном масле (при наличии приборов контроля);

-наличие ЧР за наблюдаемый период (при наличии приборов контроля);

-исправность коммутационных аппаратов и устройств обогрева шкафов автоматики охлаждения трансформатора;

-разность температур масла на входе и выходе из охладителя Ц (НЦ);

-состояние гравийно-щебёночной засыпки маслоприёмника под силовым трансформатором или огнепреграждающего барьера горловины маслоприёмника;

-исправность систем пожаротушения;

-исправность заземления трансформатора;

-уровень водомасляной смеси в баке аварийного слива масла (в маслоприёмнике);

-состояние окраски и наличие диспетчерских/оперативных наименований.

7.7.При осмотрах реакторных устройств РПН (устройств РПН с токоограничивающими реакторами) необходимо обращать внимание на следующее:

-соответствие положений на указателях в приводном механизме и щите управления;

-соответствие положений на указателях приводных механизмов параллельно работающих силовых трансформаторов;

-строгое соответствие фиксированному положению приводного механизма;

-уровень масла в баке контакторов;

-внешнее состояние доступных осмотру элементов устройства РПН.

7.8.Осмотр резисторных устройств РПН (быстродействующих устройств РПН с токоограничивающими резисторами) необходимо выполнять на отключенном трансформаторе и обращать внимание на следующее:

-соответствие положений на указателях в приводном механизме и щите управления;

-соответствие положений на указателях приводных механизмов на устройствах РПН, имеющих пофазное управление, и параллельно работающих силовых трансформаторов;

-соответствие фиксированному положению приводных механизмов в пределах допусков по лимбу;

-наличие необходимого уровня масла в отсеке расширителя или баке контакторов;

-уплотнение заглушек и разъемов (течи масла недопустимы);

-состояние защитной мембраны бака контактора;

-работу обогревателей в приводах и шкафах управления обогревом (в зимний период);

-внешнее состояние доступных осмотру элементов устройства РПН.

7.9.Внеочередные осмотры трансформаторов должны проводиться:

-после грозы и сильного ветра или при резком понижении температуры окружающей среды (уделяя особое внимание контролю уровня масла в расширителе), работы газовой защиты на сигнал и при каждом отключении силового трансформатора действием защит;

-при усиленном загрязнении трансформаторов, связанном с наличием в зоне установки источников выбросов загрязняющих веществ;

-при прогнозируемом наступлении неблагоприятных природных явлений в регионе, которые могут привести к массовому отключению линий электропередачи и электросетевого оборудования (массовые грозовые явления, обильные ливневые дожди, ураганный ветер, обильные снегопады, сопровождающиеся интенсивным налипанием снега на провода, грозозащитные

тросы, опоры воздушных линий электропередачи и на оборудование объектов электроэнергетики, гололедообразование на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи, резкое изменение метеорологических условий, в том числе изменение температуры окружающего воздуха за пределы значений климатических параметров для данного региона, применяемых в соответствии с законодательством РФ о градостроительной деятельности при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений);

7.10.Оценка технического состояния трансформаторов и планирование технических воздействий в отношении трансформаторов напряжением 35 кВ и выше осуществляется в порядке, установленном приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, с учетом результатов постоянного и периодического мониторинга, а также автоматизированного мониторинга (при наличии). Предельно допустимые значения контролируемых параметров принимаются в соответствии с требованиями Приложений 2, 7 - 10.

7.11.Оценка технического состояния должна проводиться не реже одного раза в год, а также:

- до начала и после завершения ремонта и модернизации;
- по результатам проведения испытаний и измерений параметров, учитываемых при определении индекса технического состояния.
- в случаях, оговоренных в ПТЭ, при отключении трансформаторов действием защит от внутренних повреждений.

7.12.Оценка динамики изменения значений параметров технического состояния трансформаторов с прогнозом изменения ИТС и срока достижения критического состояния, должна выполняться в соответствии с требованиями, установленными ЛНД (А) Общества.

7.13.Оценка технического состояния трансформаторов должна осуществляться путем сопоставления фактических значений параметров технического состояния функциональных узлов, полученных по результатам испытаний, со значениями, установленными нормативной и технической документацией.

7.14.Результатом оценки технического состояния должно являться определение возможных внутренних дефектов трансформатора, а также значений фактического и прогнозного индексов технического состояния силового трансформатора и его функциональных узлов.

8. Испытания силовых трансформаторов

8.1. Испытания силовых трансформаторов должны выполняться при:

- вводе в эксплуатацию (П);

- капитальном ремонте (К);
- текущем ремонте (Т);
- М – в межремонтный период (М).

8.2. Объем и периодичность испытаний и измерений определяется в соответствии с требованиями, приведёнными в Приложениях 7, 8, 9, 10.

8.3.Выявление дефектов силового трансформатора по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов должно проводиться согласно методическим указаниям [1].

8.4. Объем испытаний для выявления неисправности трансформатора должен определятся техническим руководителем филиала (ПО), исходя из предполагаемого характера дефекта.

8.5. Испытания должны проводиться по утвержденной программе.

8.6. Результаты испытаний должны быть оформлены протоколом. В протоколе должны быть указаны все величины, необходимые для сравнения результатов измерений с результатами заводских, монтажных или предыдущих измерений и их сравнение с нормируемыми величинами. В протоколе указывается соответствие или несоответствие результатов конкретным пунктам нормативной документации.

8.7. В качестве исходных значений контролируемых параметров при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования должны приниматься значения, указанные в паспорте или протоколе заводских испытаний.

8.8. При эксплуатационных испытаниях, включая испытания при выводе в капитальный ремонт, в качестве исходных должны приниматься значения параметров, определенные испытаниями при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования.

8.9. Результаты испытаний, выполненных после ремонта должны сравниваться с результатами, полученными при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования.

8.10. После ремонта или модернизации, связанных с заменой обмоток, в качестве исходных для контроля в процессе дальнейшей эксплуатации должны приниматься значения, полученные по окончании ремонта (модернизации).

8.11. В отношении трансформаторов, по которым отсутствуют значения параметров, измеренные при вводе в эксплуатацию нового оборудования, в качестве исходных следует принимать значения, указанные в паспорте или протоколе заводских испытаний, либо наиболее ранние значения, полученные при испытаниях в процессе эксплуатации.

8.12. Протоколы испытаний должны храниться в течение всего времени эксплуатации силового трансформатора.

8.13. Если трансформатор простоял в отключённым состоянии более трёх месяцев, перед опробованием силового трансформатора должна быть проведена проверка характеристик масла, изоляционных характеристик трансформатора, сопротивления обмоток постоянному току.

8.14. Проверка масла из бака контакторов устройств РПН должна выполняться с учетом рекомендаций заводов-изготовителей.

Масло из бака контакторов устройств РПН должно испытываться на пробивное напряжение после определенного числа переключений, указанного в паспорте или руководстве по эксплуатации данного устройства РПН, но не реже 1 раза в год, если иное не указано в конструкторской документации (паспорте или руководстве по эксплуатации) данного устройства РПН. Минимальное пробивное напряжение указано в таблице 1, если иное не указано организацией-изготовителем устройства РПН. При снижении пробивного напряжения масла ниже указанного в таблице 1, а также после числа переключений, оговоренного в руководстве по эксплуатации организации-изготовителя, масло должно быть заменено.

Таблица 1 – Пробивное напряжение трансформаторного масла в баке контакторов

Тип устройства РПН[2]	Пробивное напряжение, кВ, не менее	
	в эксплуатации	до заливки
РНТ, РНО	22	30
РНОА на 35 кВ	30	40
РНОА на 110 кВ	35	50
РНОА на 220-330 кВ	40	50
РС	25	40
SAV, SCV, SDV	30	50

8.15. Масло на количественное влагосодержание должно испытываться в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации, а при их отсутствии – в соответствии с нормами Таблицы П.9.4. При влагосодержании выше нормы масло должно быть заменено.

8.16. Для устройств РПН типа 3РНОА-110/1000, установленных на автотрансформаторах типа АТДЦТН-200000/220/110, АТДЦТН-200000/330/110 и АТДЦТНГ-125000/220, вследствие наличия возможных перегревов контактов избирателя с последующим пробоем масляных промежутков, а также разложения масла и выпадения шлама от подогревателей необходимо при каждом текущем

[2] Расшифровка аббревиатуры типа РПН: РН-регулятор напряжения, О - однофазный, Т - трехфазный, А - с активным сопротивлением.

ремонте проводить отбор проб масла из избирателя для хроматографического анализа газов, растворенных в масле.

8.17. Для вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов классом напряжения 110 кВ и выше, а также трансформаторов классом напряжения 110 кВ и выше, прошедших капитальный ремонт или ревизию активной части с подъемом колокола, значения концентраций растворенных в масле газов по результатам ХАРГ не должны превышать 25% от граничных значений, определенных таблицей 2 РД 153-34.0-46.302-00.

9. Техническое обслуживание и ремонт силовых трансформаторов (ТОиР)

9.1.Требования к организации ТОиР

9.1.1.Организация и проведение технического обслуживания и ремонта должны осуществляться в соответствии с Правилами ТОиР и требованиями настоящего стандарта.

9.1.2.При выполнении ремонтов должны соблюдаться меры безопасности, установленные ПОТЭУ.

9.1.3.Выбор сроков и объемов воздействий в рамках ремонта определяется с учетом результатов оценки технического состояния, в том числе прогнозных величин ИТС, в соответствии с Приложением 1 и результатов диагностики в соответствии с Приложением 2.

9.1.4.Перечень трансформаторов, ремонт которых осуществляется по техническому состоянию, должен устанавливаться распорядительным документом Общества с соблюдением условий, отраженных в Правилах ТОиР.

9.1.5.Порядок перехода на ремонт по техническому состоянию определяется ЛНД (А) Общества с учетом следующих требований:

-в качестве средств технического диагностирования и автоматизированной системы контроля за техническим состоянием оборудования должна рассматриваться совокупность АСУТП, САУ и систем автоматизированного мониторинга и диагностирования силовых трансформаторов, предусмотренных проектом, параметрическая информация которых должна сводиться в единой базе данных;

- Единая база данных должна позволять получать значения параметров, предусмотренных Приложением 2 и Методикой оценки технического состояния.

9.1.6.В случае отсутствия достаточного объема информации от автоматизированных систем диагностирования трансформаторов должны использоваться данные постоянного и периодического мониторинга состояния силовых трансформаторов.

9.1.7.Для трансформаторов, включенных в перечень в соответствии с пунктом 9.1.4, должна быть утверждена инструкция, определяющая порядок планирования технических воздействий и реализации контроля технического состояния в рамках осуществления ремонта по техническому состоянию.

9.1.8.Периодичность, методы, объемы и система показателей технического состояния, необходимые для определения фактического состояния силового трансформатора при ремонте по техническому состоянию, устанавливаются в соответствии с настоящим стандартом. Уточнение положений стандарта с учетом специфики оборудования и условий эксплуатации должно оформляться инструкцией по осуществлению ремонта по техническому состоянию, разрабатываемой в филиале (ПО) Общества.

9.1.9. Периодичность процедур контроля технического состояния при ремонте по техническому состоянию определяются с учетом положений раздела 8 Стандарта в рамках планирования годового и перспективного графиков ремонта.

9.1.10.Планирование сроков ремонта трансформаторов при ремонте по техническому состоянию осуществляется с учетом следующих требований:

9.1.10.1. при несоответствии критериям, указанным в Приложении 2 должен быть предусмотрен ремонт в сроки, указанные для соответствующего критерия. Состав воздействий планируется в объеме, необходимом для устранения зафиксированного или прогнозируемого дефекта;

9.1.10.2. плановое включение воздействий в рамках среднесрочного планирования производственных программ осуществляется на основании требований Приложения 1. Сроки и объем воздействий в рамках планового ремонта определяются на основании фактического и прогнозного ИТС в отношении функциональных узлов;

9.1.10.3. для трансформаторов напряжением до 35 кВ планирование сроков ремонта и объемов воздействий осуществляется на основании Приложения 2.

9.1.11.Плановые сроки проведения модернизации (технического перевооружения) формируются на основании прогнозного ИТС оборудования и ресурсоопределяющих функциональных узлов.

9.1.12.При планово-предупредительном ремонте планирование сроков ремонта осуществляется в соответствии с Приложением 2 Правил ТОиР.

9.1.13.Перечень работ по техническому обслуживанию трансформаторов 35 кВ и выше и сроки их проведения приведены в Приложении №85 Правил ТОиР.

9.1.14.Текущий ремонт трансформаторов 35 кВ и выше должен включать в себя устранение следующих дефектов, поддающихся ликвидации на месте: чистка изоляторов и бака, доливка масла, смена сорбента в фильтрах, подтяжка болтовых

контактов, проверка (замена) подшипников двигателей системы охлаждения, отбор проб масла, прогонка устройства РПН или ПБВ, проведение измерений, испытаний. Объем текущего ремонта должен учитывать требования заводской инструкции по эксплуатации.

9.1.15.Капитальные ремонты трансформаторов, не включенных в перечень, формируемый в соответствии с пунктом 9.1.4. Стандарта, а также текущие ремонты должны выполняться с периодичностью, устанавливаемой техническим руководителем филиала (ПО) на основании требований нормативной и технической документации, инструкций изготовителей оборудования с учетом фактического технического состояния оборудования.

9.1.16.Типовой объем работ при капитальном ремонте силовых трансформаторов указан в приложении №88 к Правилам ТОиР.

9.1.17.Объем работ при капитальном ремонте по каждой единице оборудования должен формироваться индивидуально на основании фактического технического состояния. При этом в составе работ на трансформаторах с установленной предохранительной мембраной должна предусматриваться ее замена на предохранительный клапан. Возможность замены должна быть согласована с заводом-изготовителем либо иным заводом, осуществляющим производство трансформаторов аналогичного габарита и класса напряжения.

9.2. Особенности ТОиР трансформаторов

9.2.1.Перед включением силового трансформатора после монтажа или ремонта должны быть проверены:

- исправность манометров, уровень масла в маслоуказателе расширителя, в маслоуказателях маслонаполненных вводов, наличие давления в герметичных вводах;
- исправность систем охлаждения (состояние дутьевых вентиляторов, радиаторов охлаждения, циркуляционных насосов);
- работа термометров и термосигнализаторов. Проверка цепей термосигнализаторов должна проводиться путем перевода вручную стрелок-уставок максимальной и минимальной температуры;
- правильное положение кранов и задвижек системы охлаждения и кранов расширитель-бак контактора (все краны должны быть открыты);
- наличие и надежность заземлений;
- соответствие указателей положения всех переключателей;
- наличие и надежное подсоединение ОПН;
- состояние подсоединений всех цепей силовых и контрольных кабелей (вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть обязательно замкнуты на приборы или закорочены);
- отсутствие воздуха в газовом реле;

- положение переключателей, блоков и накладок на панели защиты трансформатора под запись в журнале дежурного;
- действие механизмов блокировки выключателей;
- фазировка трансформатора с сетью;
- включение силового трансформатора под напряжение с защитами, задействованными на отключение;
- включенное состояние системы мониторинга (при наличии);
- включенное состояние системы пожаротушения (при наличии);
- состояние окраски и наличие диспетчерских/оперативных наименований.

9.2.2.Включение силового трансформатора под напряжение производить не ранее чем через 12 ч после последней доливки масла для силовых трансформаторов 110-500 кВ и не ранее 48 часов после монтажа термосифонного или абсорбционного фильтров.

9.2.3. Перед опробованием трансформатора на холостом ходу необходимо произвести внешний осмотр трансформатора на отсутствие повреждений, протечек масла, посторонних предметов, пыли и грязи на внешней поверхности изоляторов вводов и баке. Убедиться в отсутствии скоплений воздуха под крышками термосифонных и абсорбционных фильтров.

9.2.4.Силовые трансформаторы напряжением 110 кВ и выше, вводимые в эксплуатацию впервые или после капитального ремонта, следует заливать (доливать) трансформаторным маслом под вакуумом согласно таблице 2.

Таблица 2 – Остаточное давление при заливке масла в силовые трансформаторы, впервые вводимые в эксплуатацию или после капитального ремонта

Класс напряжения трансформатора, кВ	Наличие плёночной защиты	Остаточное давление в баке, мм. рт. ст., не более
110, 150	Нет	410
110, 150	Да	5
220-500	Нет	10
220-500	Да	5

9.2.5.Свежие масла, подготовленные к заливке в новые трансформаторы, регенерированные и очищенные масла, подготовленные к заливке в трансформаторы после их ремонта и эксплуатационные масла, должны быть подвергнуты анализу согласно Приложению 9 и СТО РусГидро 02.01.112-2015.

9.2.6.Технология обработки масла (включая степень вакуумирования) при состарившейся твердой изоляции должна быть выбрана по решению технического руководителя филиала или ПО.

9.2.7.Фильтры непрерывной очистки должны заполняться гранулированным крупнозернистым силикагелем марки КСКГ с остаточным влагосодержанием не более 1 %, изготавливаемым в соответствии с ГОСТ 3956-76.

9.2.8.Замена сорбентов в термосифонных и адсорбционных фильтрах должна осуществляться в соответствии с требованиями ПТЭ.

9.2.9.При всех работах на контакторе и выносном разряднике необходимо проверять отсутствие воздуха в опорных изоляторах под разрядниками. После монтажа, каждой ревизии или длительного отключения силового трансформатора, а также в случае длительного отсутствия переключений РПН (более 6 месяцев) необходимо проводить прокрутку избирателя ответвлений по всем положениям не менее 5 раз для снятия пленки окислов с контактных поверхностей.

9.2.10.Трансформаторные масла должны иметь сертификаты качества или паспорта организации-изготовителя.

9.3. Особенности ремонта и ТО РПН

9.3.1.Ремонты устройств РПН, с выводом их из работы, должны осуществляться совместно с ремонтами силовых трансформаторов с учетом регламентного числа переключений, установленного в руководстве по эксплуатации организации-изготовителя на данный тип устройства РПН.

9.3.2.Замена масла и промывка контакторов РПН должна проводиться в соответствии с руководством по эксплуатации организации-изготовителя.

9.3.3.Ревизия и контроль состояния элементов схемы управления приводом и приводного механизма РПН должен осуществляться согласно руководству по эксплуатации организации-изготовителя.

9.3.4.При эксплуатации приводных механизмов ЕМ-1 устройств РПН серий SAV, SCV, SDV, изготовленных до 1983 года и установленных на трансформаторах АОДЦТН-167000/500/220, АТДЦТН-250000/500/110, следует:

9.3.5.обеспечивать герметичность шкафов, обращая внимание на уплотнения кабельных вводов и дверцы шкафа;

9.3.6.производить осмотры и чистку аппаратуры, установленной в шкафу, не реже 1 (одного) раза в год;

9.3.7.проводить проверку и очистку от коррозии магнитных пускателей (в случае выявления потери герметичности шкафов привода).

9.4. Подготовка к периодам особой эксплуатации

9.4.1.Перечень мероприятий применительно к трансформаторам, подлежащих выполнению при подготовке к отопительному сезону, пожароопасному сезону, периоду грозовой активности, половодно-паводковому периоду, сроки их исполнения и ответственные лица должны быть установлены распорядительным документом филиала Общества (ПО).

9.4.2.Перечень мероприятий формируется индивидуально для каждого объекта исходя из местных условий эксплуатации с учетом требований пункта 9.4.3. Стандарта.

9.4.3.Типовой перечень мероприятий при подготовке к периодам особой эксплуатации:

- проведение противоаварийных тренировок оперативного персонала по ликвидации аварий на трансформаторном оборудовании, в условиях низких температур наружного воздуха;
- проверку наличия и состояние авариного запаса для трансформаторного оборудования в соответствии с утвержденным перечнем;
- проверку уровня масла в трансформаторах и доливку при необходимости;
- проверку силикагеля в дыхательных фильтрах и замену при необходимости;
- тепловизионный контроль трансформаторов и контактных соединений;
- ревизию и опробование систем пожаротушения трансформаторов (при наличии);
- испытание и ревизию устройств защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений;
- проверку состояния устройств заземления и молниезащиты;
- проверку систем и емкостей аварийного слива масла.

9.4.4.Дополнительно при подготовке к отопительному сезону должны предусматриваться:

- утепление (при необходимости) пожарных гидрантов, использование которых предусмотрено при возникновении пожара на трансформаторе;
- осушение трубопроводов пожаротушения находящихся на открытом воздухе (при их наличии);
- ревизию и опробование систем обогрева и автоматики обогрева шкафов, сборок, приводов РПН, трубопроводов, маслоприёмных воронок.

10. Действие персонала при неисправностях и возгораниях силовых трансформаторов

10.1. При выявлении неисправности на трансформаторе в результате которой возможно возникновение аварии, оперативным персоналом должны быть приняты незамедлительные меры по предотвращению развития аварийной ситуации.

10.2. При выявлении неисправностей силовых трансформаторов, сотрудник, выявивший отклонения, обязан поставить в известность непосредственного руководителя. Сведения о неисправности должны быть зафиксированы.

10.3. При обнаружении неисправностей в силовых трансформаторах, устранение которой без отключения силового трансформатора невозможно, решение о выводе в ремонт должно приниматься техническим руководителем филиала/ПО (энергообъекта) по согласованию с соответствующим диспетчерским центром, если силовой трансформатор является объектом диспетчеризации или включен в схеме выдачи мощности генераторов, являющихся объектами диспетчеризации.

10.4. Действия персонала при срабатывании газового реле на сигнал должны осуществляться в соответствии с требованиями пункта 482 ПТЭ.

10.5. При медленном снижении уровня масла в расширителе ниже нормальной отметки или если уровень масла в расширителе не меняется в процессе снижения нагрузки или понижения температуры окружающего воздуха, должны быть приняты меры к выяснению и устранению причин неисправности. В случае необходимости, в сроки, установленные техническим руководителем филиала/ПО (энергообъекта), трансформатор должен быть выведен в ремонт для устранения неисправности и доливки масла.

10.6. В случае сильной течи масла и невозможности ее устранения на работающем трансформаторе трансформатор должен быть выведен в ремонт.

10.7. При снижении уровня масла (быстром или медленном) переводить цепь отключения газовой защиты на сигнал запрещается.

10.8. При работе реле уровня масла на сигнал трансформатор должен быть выведен из работы для выявления и устранения причины появления сигнала. После устранения неисправности и/или окончания доливки необходимо выпустить скопившийся воздух из газового реле и отсечного клапана, а также - из всех воздухоспускных пробок трансформатора.

10.9. При выявлении на гравийной засыпке следов масла должны быть организованы работы по ее промывке либо замене гравия на загрязнённых участках.

10.10. При увеличении уровня масла в расширителе силового трансформатора выше нормальной отметки и прохождении сигнала «Высокий уровень в расширителе» в процессе увеличения нагрузки или повышения температуры окружающего воздуха должны быть приняты меры к понижению температуры масла за счет включения резервных охладителей. В случае отсутствия возможности увеличения интенсивности работы системы охлаждения нагрузка на трансформатор должна быть снижена.

10.11. При появлении сигнала о повышении температуры масла или о прекращении циркуляции масла, воды или останова вентиляторов дутья обслуживающий персонал обязан выяснить причину неисправности и принять меры по ее устранению.

10.12. В случае отключения трансформатора (реактора) действием защит от внутренних повреждений его можно включать в работу только после осмотра, испытаний, анализа газа, масла и устранения выявленных нарушений.

10.13. В случае отключения трансформатора (реактора) защитами, причина срабатывания и действие которых не связано с его повреждением, он может быть включен вновь без проверок.

10.14. Если после отключения силового трансформатора газовой защитой проверка показала, что действие защиты вызвано внутренним повреждением, то повторное включение силового трансформатора запрещено.

10.15. Для трансформаторов, имеющих БАО РПН, действия персонала при неисправности БАО РПН должны быть установлены в местных инструкциях по эксплуатации.

10.16. При обнаружении признаков повреждения устройств РПН и ПБВ необходимо производить измерения активного сопротивления обмотки ВН:

- для устройств РПН без предизбирателя – на всех положениях;
- для устройства РПН с предизбирателем – на половине диапазона регулирования и в обоих положениях предизбирателя.

Значения сопротивлений, полученные на одинаковых ответвлениях разных фаз, не должны отличаться друг от друга более чем на 2% при одинаковой температуре. Если в паспорте силового трансформатора указано различие по фазам более 2%, то это должно быть учтено при сравнении и оговорено в протоколе измерений.

10.17. При обнаружении дефекта предохранительного клапана он подлежит замене, ремонт недопустим.

10.18. Силовые трансформаторы мощностью до 250 МВ·А с системами охлаждения ДЦ и Ц при аварийном прекращении искусственного охлаждения (прекращение работы вентиляторов при системе охлаждения ДЦ, циркуляции воды при системе охлаждения Ц или при одновременном прекращении работы водяных и масляных насосов при системе охлаждения Ц, вентиляторов и насосов при системе охлаждения ДЦ) должны быть выведены из работы, если иное не отражено в заводской документации.

10.19. При неисправной сигнализации не разрешается оставлять силовые трансформаторы с системами охлаждения ДЦ, Ц, НЦ в работе.

10.20. При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений (если он не отключился от действия релейной защиты) и заземлен.

10.21. При возникновении пожара на трансформаторе персонал должен руководствоваться и действовать согласно оперативному плану пожаротушения

[3,4], проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (при ее наличии) и вызвать пожарную охрану.

10.22. При тушении пожара следует принять меры для предотвращения распространения огня, исходя из создавшихся условий.

10.23. При невозможности ликвидировать пожар основное внимание должно быть уделено защите от огня расположенных рядом трансформаторов и другого неповрежденного оборудования, и сооружений.

10.24. Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из бака.

Приложение 1

Планирование технического воздействия исходя из индекса технического состояния

Диапазон индекса технического состояния	Вид технического состояния	Планирование технического воздействия
≤25	Критическое	Вывод из эксплуатации, техническое перевооружение и реконструкция
25 < и ≤50	Неудовлетворительное	Дополнительный объем (периодичность) испытаний и измерений определяется распоряжением технического руководителя филиала/ПО (энергообъекта). Техническое перевооружение в соответствии с порядком, предусмотренным ЛНД (А) Общества. При отдельном обосновании модернизация с заменой ресурсоопределяющих узлов. Воздействия с учетом величины критериев оценки в соответствии с Приложением 2.
50 < и ≤ 70	Удовлетворительное	Учащенный контроль (не реже 1 раз в 3 мес). Дополнительный объем (периодичность) испытаний и измерений определяется распоряжением технического руководителя филиала/ПО (энергообъекта). Срок очередного капитального(текущего) ремонта устанавливается не позднее года, в

		который прогнозируемый ИТС силового трансформатора или ресурсоопределяющего узла достигает величины 50. Объем работ планируется с учетом поддержания прогнозного ИТС силового трансформатора или ресурсоопределяющего функционального узла выше 50 в последующий межремонтный период, с учетом рекомендаций, установленных в Приложении 2.
70 < и ≤ 85	Хорошее	Выполнение испытаний и измерений в соответствии с требованиями Приложений 7 - 10. При ППР – периодичность в соответствии с Правилами ТОиР, объем воздействий в соответствии с дефектами, выявленными по итогам предремонтного обследования. При ремонте по техническому состоянию выполнение регламентных процедур в соответствии с требованиями НПА и документации завода-изготовителя в рамках технического обслуживания и плановых текущих ремонтах. При прогнозе снижения ИТС 50 функциональных узлов планирование воздействий в отношении только указанных узлов. Объем воздействия с учетом рекомендаций Приложения 2.
85 < и ≤ 100	Очень хорошее	Выполнение испытаний и измерений в соответствии с требованиями Приложений 7 - 10.

Приложение 2

Критерии оценки технического состояния силовых блочных трансформаторов

№ п/п	Измеряемый показатель	Периодичность контроля	В соответствии с требованиями НТД	Метод контроля	Номинальное значение	Предельное значение	Критерии оценки и методы воздействия Ф-фактическое значение, Н - нормативное (предельное) значение				
							0	1	2	3	4
1.	Испытание трансформаторного масла:										
1.1.	Пробивное напряжение для оборудования 110 кВ и выше (для оборудования до 35 кВ), кВ	1 раз в 2 года (1 раз в 4 года)	Приложение 9, п. 1 табл. П.9.4	ГОСТ 6581-75	55	45	Ф/Н < 1 повторный анализ при превышении ПДЗ вывод из работы в рамках месячного планирования, сушка масла	-	1 ≤ Ф/Н и Ф/(Н+5) < 1 Плановый вывод из работы в рамках годового планирования, сушка масла	-	1 ≤ Ф/(Н+5)
1.2.	Кислотное число, мгКОН/г	1 раза в 2 года	Приложение 9, п. 2 табл. П.9.4	ГОСТ 5985-79	0,02	0,25	1 ≤ Ф/Н повторный анализ при превышении ПДЗ вывод из работы в рамках годового планирования регенерация масла	-	0,4 ≤ Ф/Н < 1 плановый контроль	-	Ф/Н < 0,4
1.3.	Влагосодержание	1 раза в 4 года	Приложение 9, п. 4	РД 34.43.107-	15	25	1 < Ф/Н	0,8 < Ф/Н ≤ 1	0,6 < Ф/Н ≤ 0,8	Ф/Н ≤ 0,6	Ф/Н ≤ 0,6

	масла (текущее измерение), г/т		табл. П.9.4	95 ГОСТ 7822-75 ГОСТ 1547-84	(без пленочной защиты не регламентируется)	(30 без пеночной защиты)	вывод из работы в рамках месячного планирования, сушка масла, проведение ХАРГ для оценки состояния основной изоляции с учетом соотношения CO/CO2		Плановый вывод из работы в рамках годового планирования, сушка масла	и 0,2 ≤ (Ф - Фпред)/Фпред	и (Ф - Фпред)/Фпред < 0,2
1.4.	Температура вспышки в закрытом тигле, °С	1 раза в 2 года	Приложение 9, п. 3 табл. П.9.4	ГОСТ 6356-75	135	125	Ф < 125 вывод из работы в рамках месячного планирования, сушка масла	-	125 ≤ Ф и 5 ≤ (Ф - Фпред) Плановый вывод из работы в рамках годового планирования, сушка масла, выполнение хромотографического анализ масла	-	125 ≤ Ф и (Ф - Фпред) < 5
1.5.	Содержание механических примесей, %	1 раза в 4 года	Приложение 9, п. 5 табл. П.9.4	ГОСТ 6370-83	отсутствуют	-	имеются фильтрация масла	-	-	-	отсутствуют
1.6.	Содержание водорастворимых кислот и щелочей, мгКОН/г	1 раза в 4 года	Приложение 9, п. 7 табл. П.9.4	РД 34.43.105-89	0	0,014	1 < Ф/Н регенерация масла в рамках годового планирования воздействий	-	Ф/Н = 1 регенерация масла в рамках годового планирования воздействий	-	Ф/Н < 1
1.7.	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метилфенол или ионол)	1 раза в 4 года	Приложение 9, п. 8 табл. П.9.4	РД 34.43.105-89	-	Не менее 0,1 % массы	Ф/Н < 1 введение присадок при плановом текущем ремонте	-	1 = Ф/Н введение присадок при плановом текущем ремонте	-	1 < Ф/Н
1.8.	Содержание растворимого шлама, %	1 раза в 4 года	Приложение 9, п. 9 табл. П.9.4	РД 34.43.105-89	0	0,005	1 < Ф/Н регенерация масла в рамках годового	-	Ф/Н = 1 регенерация масла в рамках годового	-	Ф/Н < 1

							планирования воздействий		планирования воздействий		
1.9.	Тангенс угла диэлектрических потерь, %, при температуре 70°С/90°С трасформаторов 110 кВ	1 раза в 4 года	Приложение 9, п. 6 табл. П.9.4	ГОСТ 6581-75	8/12	10/15	1 ≤ Ф/Н регенерация масла в рамках годового планирования воздействий	0,9 ≤ Ф/Н <1 регенерация масла в рамках годового планирования воздействий	0,7 ≤ Ф/Н < 0,9 регенерация масла в рамках годового планирования воздействий	0,5 ≤ Ф/Н < 0,7 плановый контроль	Ф/Н < 0,5
1.9.	Тангенс угла диэлектрических потерь, %, при температуре 70°С/90°С трасформаторов 220-500 кВ	1 раза в 4 года	Приложение 9, п. 6 табл. П.9.4	ГОСТ 6581-75	5/8	7/10	1 ≤ Ф/Н регенерация масла в рамках годового планирования воздействий	0,9 ≤ Ф/Н <1 регенерация масла в рамках годового планирования воздействий	0,7 ≤ Ф/Н < 0,9 регенерация масла в рамках годового планирования воздействий	0,5 ≤ Ф/Н < 0,7 плановый контроль	Ф/Н < 0,5
2.	Влагосодержание твердой изоляции, %	Первый раз через 10-12 лет далее 1 раз в 4-6 лет	Приложение 9, п. 4 табл. П.9.4	РД 34.43.105-89	1	2	2< Ф вывод из работы, проведение ремонта с сушкой твердой изоляции	-	2 = Ф Выполнение ХАРГ и физ.хим. анализа масла для оценки состояния твердой изоляции	-	Ф < 2
3.	Тангенса угла диэлектрических потерь (tgd) изоляции обмоток	неудовлетворительные результаты испытаний масла, хроматографического анализа газов	Приложение 7, п. П.7.5	РД 34.43.105-89	исх (заводское, Ф0)	не менее 50 % исх	0,5 < (Ф-Ф0)/Ф0 вывод из работы, проведение КР	-	0,4 < (Ф-Ф0)/Ф0 ≤ 0,5 учащенный контроль	-	(Ф-Ф0)/Ф0 ≤ 0,4
4.	Протечки масла										
4.1.	Течь масла через сварные швы.	Ежемесячно	-	Визуальный осмотр	отсутствуют	-	имеется Устранение запотевания, капельных протечек в период плановых отключений, при интенсивной течи масла вывод из работы	-	-	-	отсутствует
4.2.	Течь масла через уплотнение разъема бака, маслопровода, фланцев	Ежемесячно	-	Визуальный осмотр	отсутствуют		имеется Устранение запотевания, капельных протечек в	-	-	-	отсутствует

							период плановых отключений, при интенсивной течи масла вывод из работы				
4.3.	Течь масла из под фланцев ввода	Ежемесячно	-	Визуальный осмотр	отсутствуют	-	имеется Устранение запотевания, капельных протечек в период плановых отключений, при интенсивной течи масла вывод из работы	-	-	-	отсутствует
4.4.	Течь масла из-под привода переключателя напряжения / уголового редуктора РПН	Ежемесячно	-	Визуальный осмотр	отсутствуют	-	имеется Устранение капельных протечек в период плановых отключений, при интенсивной течи масла вывод из работы	-	-	-	отсутствует норма
4.5.	Течь масла из-под сливной пробки.	Ежемесячно	-	Визуальный осмотр	отсутствуют	-	имеется Устранение дефекта без вывода из работы либо в рамках плановых отключений	-	-	-	отсутствует
5.	Аномальный локальный нагрев поверхности бака по результатам тепловизионного контроля.	1 раз в год	Приложение 7, п. П.7.20 [1] Б.3.3.15	РД 153-34.0-20.363-99	Равномерное распределение	-	Неравномерное распределение Вывод из работы для осуществления воздействий по результатам тепловизионного контроля	-	-	-	Равномерное распределение

6.	Хроматографический анализ газов, растворенных в масле для трансформаторов (автотрансформаторов) силовых (напряжением 110 кВ и выше)										
6.1.	Концентрация водорода H2	1 раз в 6 мес.		РД 34.46.303-98	-	0,01 % об.	1 ≤ (Ф/Н)H2 и 1 < (Ф/10)VH2 Повторный ХАРГ, выявление дефекта по соотношению концентрации газов	-	1 ≤ (Ф/Н)H2 и (Ф/10)VH2 ≤ 1 Учащенный контроль, выявление дефекта по соотношению концентрации газов	(Ф/Н)H2 < 1 и	(Ф/Н)H2 < 1 и
6.2.	Относительная скорость нарастания концентрации водорода V (H2)				-	10% /мес.				1 < (Ф/10)VH2 учащенный контроль,	(Ф/10)VH2 ≤ 1
6.3.	Концентрация метана CH4	1 раз в 6 мес.		РД 34.46.303-98	-	0,01 % об.	1 ≤ (Ф/Н)CH4 и 1 < (Ф/10)VCH4 Повторный ХАРГ, выявление дефекта по соотношению концентрации газов	-	1 ≤ (Ф/Н)CH4 и (Ф/10)VCH4 ≤ 1 Учащенный контроль, выявление дефекта по соотношению концентрации газов	(Ф/Н)CH4 < 1 и	(Ф/Н)CH4 < 1 и
6.4.	Относительная скорость нарастания концентрации метана V (CH4)				-	10% /мес.				1 < (Ф/10)VCH4 учащенный контроль,	(Ф/10)VCH4 ≤ 1
6.5.	Концентрация этилена C2H4	1 раз в 6 мес.	Приложение 7, п.П.7.2	РД 34.46.303-98	-	0,01 % об.	1 ≤ (Ф/Н)C2H4 и 1 < (Ф/10)VC2H4 Повторный ХАРГ, выявление дефекта по соотношению концентрации газов	-	1 ≤ (Ф/Н)C2H4 и (Ф/10)VC2H4 ≤ 1 Учащенный контроль, выявление дефекта по соотношению концентрации газов	(Ф/Н)C2H4 < 1 и	(Ф/Н)C2H4 < 1 и
6.6.	Относительная скорость нарастания концентрации этилена V (C2H4)				-	10% /мес.				1 < (Ф/10)VC2H4 учащенный контроль	(Ф/10)VC2H4 ≤ 1
6.7.	Концентрация этана C2H6	1 раз в 6 мес.	Приложение 7, п.П.7.2	РД 34.46.303-98	-	0,005 % об.	1 ≤ (Ф/Н)C2H6 и 1 < (Ф/10)VC2H6 Повторный ХАРГ, выявление	-	1 ≤ (Ф/Н)C2H6 и (Ф/10)VC2H6 ≤ 1 Учащенный контроль, выявление	(Ф/Н)C2H6 < 1 и	(Ф/Н)C2H6 < 1 и
6.8.	Относительная скорость нарастания концентрации этана V (C2H6)				-	10% /мес.				1 < (Ф/10)VC2H учащенный контроль	(Ф/10)VC2H6 ≤ 1

							дефекта по соотношению концентрации газов		дефекта по соотношению концентрации газов		
6.9. 6.10.	Концентрация ацетилена C2H2 Относительная скорость нарастания концентрации ацетилена V (C2H2)	1 раз в 6 мес.	Приложение 7, п.П.7.2	РД 34.46.303-98	- -	0,001 % об. % /мес.	1 ≤ (Ф/Н)C2H2 и 1 < (Ф/10)VC2H2 Повторный ХАРГ, выявление дефекта по соотношению концентрации газов	-	1 ≤ (Ф/Н)C2H2 и (Ф/10)VC2H2 ≤ 1 Учащенный контроль, выявление дефекта по соотношению концентрации газов	(Ф/Н)C2H2 < 1 и 1 < (Ф/10)VC2H2 учащенный контроль	(Ф/Н)C2H2 < 1 и (Ф/10)VC2H2 ≤ 1
6.11. 6.12.	Концентрация диоксида углерода CO2 (с пленочной защитой) Относительная скорость нарастания концентрации диоксида углерода V (CO2)	1 раз в 6 мес.	Приложение 7, п.П.7.2	РД 34.46.303-98	- -	0,2 % об. 10% /мес.	1 ≤ (Ф/Н)CO2 и 1 < (Ф/10)VCO2 и (1 ≤ (Ф/Н)H2 или 1 ≤ (Ф/Н)CH4 или 1 ≤ (Ф/Н)C2H4 или 1 ≤ (Ф/Н)C2H6 или 1 ≤ (Ф/Н)C2H6 или 1 ≤ (Ф/Н)C2H6) Выявление дефекта на основании соотношения газов ХАРГ. Проверка масла на	-	1 ≤ (Ф/Н)CO2 и (Ф/10)VCO2 ≤ 1 и (1 ≤ (Ф/Н)H2 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)CH4 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H4 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H6 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H6 < 1 и (Ф/Н)C2H6 < 1) Учащенный контроль	(Ф/Н)CO2 < 1 и 1 < (Ф/10)VCO2 и (1 ≤ (Ф/Н)H2 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)CH4 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H4 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H6 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H6 < 1 и (Ф/Н)C2H6 < 1)	(Ф/Н)CO2 < 1 и (Ф/10)VCO2 ≤ 1 и (1 ≤ (Ф/Н)H2 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)CH4 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H4 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H6 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H6 < 1 и (Ф/Н)C2H6 < 1)

							наличие влаги. Вывод из работы на основании результатов анализа соотношения газов.				
6.13. 6.14.	Концентрация оксида углерода CO (с пленочной защитой) Относительная скорость нарастания концентрации оксида углерода V (CO)	1 раз в 6 мес.	Приложение 7, п.П.7.2	РД 34.46.303-98	-	0,05 % об.	1 ≤ (Ф/Н)CO и 1 < (Ф/10)VCO и (1 ≤ (Ф/Н)H2 или 1 ≤ (Ф/Н)CH4 или 1 ≤ (Ф/Н)C2H4 или 1 ≤ (Ф/Н)C2H6 или 1 ≤ (Ф/Н)C2H6 или 1 ≤ (Ф/Н)C2H6) Выявление дефекта на основании ХАРГ по соотношению газов	-	1 ≤ (Ф/Н)CO и (Ф/10)VCO ≤ 1 и (1 ≤ (Ф/Н)H2 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)CH4 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H4 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H6 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H6 < 1 и (Ф/Н)C2H6 < 1) Учащенный контроль	(Ф/Н)CO < 1 и 1 < (Ф/10)VCO и (1 ≤ (Ф/Н)H2 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)CH4 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H4 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H6 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H6 < 1 и (Ф/Н)C2H6 < 1)	(Ф/Н)CO < 1 и (Ф/10)VCO ≤ 1 и (1 ≤ (Ф/Н)H2 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)CH4 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H4 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H6 < 1 и 1 ≤ (Ф/Н)C2H6 < 1 и (Ф/Н)C2H6 < 1)
	Соотношение CO2/CO	1 раз в 6 мес.		РД 153-34.0-46.302-00	5≤ CO2/CO≤13	CO2/CO ≤5; 13≤CO2/CO	CO2/CO ≤5; 13≤CO2/CO Повторный ХАРГ, выявление дефекта по соотношению концентрации				5≤ CO2/CO≤13

							газов				
6.15.	Общее газосодержание масла (с пленочной защитой)	1 раз в 6 мес.	Приложение 9, п. 10 табл. П.9.4	РД 34.43.107-95	-	4 % об.	4 < Ф Учащенный контроль, вывод из работы в рамках годового планирования с целью выявление причин попадания атмосферного воздуха в масло.	-	2 < Ф ≤ 4 учащённый контроль	-	Ф ≤ 2
6.16.	Отношения концентраций пар газов (C2H2/C2H4, CH4/H2, C2H4/C2H6), характерные для частичных разрядов с низкой плотностью энергии**	1 раз в 6 мес.	РД 153-34.0-46.302-00	РД 153-34.0-46.302-00	-	-	-	Выполняется условие: (ФС2Н2/ ФС2Н4) < 0,1 и (ФСН4/ФН2) < 0,1 и (ФС2Н4/ ФС2Н6) ≤ 1 и (1,5 ≤ ФС2Н2/НС2Н2 или 1,5 ≤ ФС2Н4/НС2Н4 или 1,5 ≤ ФСН4/НСН4 или 1,5 ≤ ФН2/НН2 или 1,5 ≤ ФС2Н6/НС2Н6) При отсутствии роста концентраций определяемых газов оставить	-	-	Не выполняется условие: (ФС2Н2/ ФС2Н4) < 0,1 и (ФСН4/ФН2) < 0,1 и (ФС2Н4/ ФС2Н6) ≤ 1 и (1,5 ≤ ФС2Н2/НС2Н2 или 1,5 ≤ ФС2Н4/НС2Н4 или 1,5 ≤ ФСН4/НСН4 или 1,5 ≤ ФН2/НН2 или 1,5 ≤ ФС2Н6/НС2Н6)

								в работе. Вывод из работы в рамках годового планирования графика отключений			
6.17.	Отношения концентраций пар газов (C2H2/C2H4, CH4/H2, C2H4/C2H6), характерные для частичных разрядов с высокой плотностью энергии**	1 раз в 6 мес.	РД 153-34.0-46.302-00	РД 153-34.0-46.302-00	-	-	Выполняется условие: 0,1 < (ФС2Н2/ФС2Н4) < 3,0 и (ФСН4/ФН2) < 0,1 и (ФС2Н4/ФС2Н6) ≤ 1 и (1,5 ≤ ФС2Н2/НС2Н2 или 1,5 ≤ ФС2Н4/НС2Н4 или 1,5 ≤ ФСН4/НСН4 или 1,5 ≤ ФН2/НН2 или 1,5 ≤ ФС2Н6/НС2Н6) При подтверждении роста концентраций определяемых газов вывод в ремонт в рамках годового планирования. При достижения ПДЗ концентрации	-	-	-	Не выполняется условие: 0,1 < (ФС2Н2/ФС2Н4) < 3,0 и (ФСН4/ФН2) < 0,1 и (ФС2Н4/ФС2Н6) ≤ 1 и (1,5 ≤ ФС2Н2/НС2Н2 или 1,5 ≤ ФС2Н4/НС2Н4 или 1,5 ≤ ФСН4/НСН4 или 1,5 ≤ ФН2/НН2 или 1,5 ≤ ФС2Н6/НС2Н6)

							и скорости нарастания определяемых газов вывод в рамках месячного планирования графика отключений				
6.18.	Отношения концентраций пар газов (C2H2/C2H4, CH4/H2, C2H4/C2H6), характерные для разрядов малой мощности**	1 раз в 6 мес.	РД 153-34.0-46.302-00	РД 153-34.0-46.302-00	-	-	Выполняется условие: 0,1 < (ФС2Н2/ФС2Н4) и 0,1 ≤ (ФСН4/ФН2) ≤ 1,0 и 1,0 ≤ (ФС2Н4/ФС2Н6) ≤ 3,0 и (1,5 ≤ ФС2Н2/НС2Н2 или 1,5 ≤ ФС2Н4/НС2Н4 или 1,5 ≤ ФСН4/НСН4 или 1,5 ≤ ФН2/НН2 или 1,5 ≤ ФС2Н6/НС2Н6) Учащенный контроль При подтверждении роста концентраций газов вывод в ремонт в рамках годового планирования.	-	-	-	Не выполняется условие: 0,1 < (ФС2Н2/ФС2Н4) и 0,1 ≤ (ФСН4/ФН2) ≤ 1,0 и 1,0 ≤ (ФС2Н4/ФС2Н6) ≤ 3,0 и (1,5 ≤ ФС2Н2/НС2Н2 или 1,5 ≤ ФС2Н4/НС2Н4 или 1,5 ≤ ФСН4/НСН4 или 1,5 ≤ ФН2/НН2 или 1,5 ≤ ФС2Н6/НС2Н6)

							При достижения ПДЗ концентрации и скорости нарастания определяемых газов вывод в рамках месячного планирования графика отключений				
6.19.	Отношения концентраций пар газов (C2H2/C2H4, CH4/H2, C2H4/C2H6), характерные для термических дефектов низких температур (150 - 300 °C)**	1 раз в 6 мес.	РД 153-34.0-46.302-00	РД 153-34.0-46.302-00	-		-	Выполняется условие: (ФС2Н2/ФС2Н4) < 0,1 и 1,0 ≤ (ФСН4/ФН2) и (ФС2Н4/ФС2Н6) < 1,0 и (1,5 ≤ ФС2Н2/НС2Н2 или 1,5 ≤ ФС2Н4/НС2Н4 или 1,5 ≤ ФСН4/НСН4 или 1,5 ≤ ФН2/НН2 или 1,5 ≤ ФС2Н6/НС2Н6) Учащенный контроль. При подтверждении роста концентраций определяемых газов вывод в ремонт в	-	-	Не выполняется условие: (ФС2Н2/ФС2Н4) < 0,1 и 1,0 ≤ (ФСН4/ФН2) и (ФС2Н4/ФС2Н6) < 1,0 и (1,5 ≤ ФС2Н2/НС2Н2 или 1,5 ≤ ФС2Н4/НС2Н4 или 1,5 ≤ ФСН4/НСН4 или 1,5 ≤ ФН2/НН2 или 1,5 ≤ ФС2Н6/НС2Н6)

								рамках месячного планирования графика отключений			
6.20.	Отношения концентраций пар газов (C2H2/C2H4, CH4/H2, C2H4/C2H6), характерные для термических дефектов средних температур (300 - 700 °C)**	1 раз в 6 мес.	РД 153-34.0-46.302-00	РД 153-34.0-46.302-00	-	-	Выполняется условие: (ФС2Н2/ФС2Н4) < 0,1 и 1,0 ≤ (ФСН4/ФН2) и 1,0 ≤ (ФС2Н4/Ф2Н6) ≤ 3 и (1,5 ≤ ФС2Н2/НС2Н2 или 1,5 ≤ ФС2Н4/НС2Н4 или 1,5 ≤ ФСН4/НСН4 или 1,5 ≤ ФН2/НН2 или 1,5 ≤ ФС2Н6/НС2Н6) При превышении ПДЗ концентрации и скорости нарастания определяемых газов аварийный вывод в ремонт. При не достижения ПДЗ концентрации и скорости нарастания	-	-	-	Не выполняется условие: (ФС2Н2/ФС2Н4) < 0,1 и 1,0 ≤ (ФСН4/ФН2) и 1,0 ≤ (ФС2Н4/Ф2Н6) ≤ 3 и (1,5 ≤ ФС2Н2/НС2Н2 или 1,5 ≤ ФС2Н4/НС2Н4 или 1,5 ≤ ФСН4/НСН4 или 1,5 ≤ ФН2/НН2 или 1,5 ≤ ФС2Н6/НС2Н6)

							определяемых газов вывод в рамках месячного планирования графика отключений				
6.21.	Отношения концентраций пар газов (C2H2/C2H4, CH4/H2, C2H4/C2H6), характерные для разрядов большой мощности**	1 раз в 6 мес.	РД 153-34.0-46.302-00	РД 153-34.0-46.302-00	-	-	Выполняется условие: 0,1 ≤(ФС2Н2/ФС2Н4)≤ 3 и 0,1 ≤ (ФСН4/ФН2) ≤ 1 и 3 ≤ (ФС2Н4/ФС2Н6) и (1,5 ≤ ФС2Н2/НС2Н2 или 1,5 ≤ ФС2Н4/НС2Н4 или 1,5 ≤ ФСН4/НСН4 или 1,5 ≤ ФН2/НН2 или 1,5 ≤ ФС2Н6/НС2Н6) Аварийный вывод трансформатора в ремонт	-	-	-	Не выполняется условие: 0,1 ≤(ФС2Н2/ФС2Н4)≤ 3 и 0,1 ≤ (ФСН4/ФН2) ≤ 1 и 3 ≤ (ФС2Н4/ФС2Н6) и (1,5 ≤ ФС2Н2/НС2Н2 или 1,5 ≤ ФС2Н4/НС2Н4 или 1,5 ≤ ФСН4/НСН4 или 1,5 ≤ ФН2/НН2 или 1,5 ≤ ФС2Н6/НС2Н6)
6.22.	Отношения концентраций пар газов (C2H2/C2H4, CH4/H2, C2H4/C2H6), характерные для термического	1 раз в 6 мес.	РД 153-34.0-46.302-00	РД 153-34.0-46.302-00	-	-	Выполняется условие: (ФС2Н2/ ФС2Н4)≤ 0,1 и 1,0 ≤	-	-	-	Не выполняется условие: (ФС2Н2/ ФС2Н4)≤ 0,1 и 1,0 ≤

	дефекта с t > 700 °С**						(ФСН4/ФН2) и 3 ≤ (ФС2Н4/ФС2Н6) и (1,5 ≤ ФС2Н2/НС2Н2 или 1,5 ≤ ФС2Н4/НС2Н4 или 1,5 ≤ ФСН4/НСН4 или 1,5 ≤ ФН2/НН2 или 1,5 ≤ ФС2Н6/НС2Н6) Аварийный вывод трансформатора в ремонт				(ФСН4/ФН2) и 3 ≤ (ФС2Н4/ФС2Н6) и (1,5 ≤ ФС2Н2/НС2Н2 или 1,5 ≤ ФС2Н4/НС2Н4 или 1,5 ≤ ФСН4/НСН4 или 1,5 ≤ ФН2/НН2 или 1,5 ≤ ФС2Н6/НС2Н6)

Приложение 3
(рекомендуемый образец)

Эксплуатационная карта № __

1. Наименование оборудования:
2. Оперативное наименование:
3. Тип:
4. Номинальный ток обмоток:
5. Номинальное напряжение обмоток:
6. Завод-изготовитель:
7. Заводской номер: _____.
8. Дата ввода в эксплуатацию: 01.10.2004.

Сведения о воздействиях на оборудование

Период выполнения работ	Вид и объем работ	№ акта, дата	Состав бригады ФИО	Подпись исполнителя

В таблицу заносятся сведения обо всех воздействиях на единицу оборудования (ремонты, высоковольтные испытания, анализ масла).

Приложение 4
(рекомендуемый образец)

Перечень оборудования, находящегося на особом (учащенном) контроле

Организация	Филиал	Объект	Тип обору-дования	Диспетчерское наименование	Текущий ИТС	Ресурсо-определяющий узел с ИТС<= 50	Выявленные отклонения в работе оборудования	Фактическое значение параметра	Мероприятия по устранению отклонений	Плановый срок реализации мероприятий	Статус исполнения мероприятий по состоянию на дату	Ответственные лица, контактные данные

Приложение 5
(рекомендуемый образец)

Журнал учета работы РПН трансформатора

_____

(диспетчерское наименование)

Дата	Количество операций за сутки	Общее количество операций	Фамилия	подпись

Приложение 6

Технические документы, подлежащие применению при ремонте трансформаторов в целом(рекомендуемый образец)

6.1 Протокол испытания силовых трансформаторов, автотрансформаторов и масляных реакторов

Наименование Лаборатории
Номер свидетельства

Заказчик:

Объект:

Дата измерений:

П Р О Т О К О Л №

ИЗМЕРЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Измерения электрооборудования произведены с соблюдением требований РД 34.45-51.300-97
"Объем и нормы испытаний электрооборудования" 6-е издание, с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.10.2006 г.

Причина измерений:

Тип :

Заводской №

Год выпуска:

Паспортные данные

Номинальная мощность трансформатора, кВА	
Номинальная частота сети, Гц	
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	

Номинальное напряжение обмоток НН, кВ	
Номинальный ток обмотки ВН, А	
Номинальный ток обмотки НН, А	
Потери короткого замыкания, кВт	

Результаты измерений после капитального ремонта

Обмотка	Фаза	ПБВ	t, °С	$R_{t=44}$, Ом	R_{60}, МОм	C_x, пФ	tgδ, %
ВН	A-N	1					
		2					
		3					
		4					
		5					
	B-N	1					
		2					
		3					
		4					
		5					
	C-N	1					
		2					
		3					
		4					
		5					
НН	a-b	-					
	b-c	-					
	c-a	-					

$Z_к$,Ом	A	
	B	
	C	
$P_{хх\ на\ малом\ напряжении}$,Вт	a-b	
	b-c	
	c-a	

Результаты измерений

Измерение сопротивления изоляции обмоток трансформатора

Обмотка	t, °C	R_{15}, МОм	R_{60}, МОм	$K_{абс.}$	$R_{60, прив.}$, МОм °C	ΔR_{60}%	Норма, %	$R_{60, прив.}$, МОм °C	Заключение
ВН							>-50		
НН							>-50		

Измерение характеристик изоляции трансформатора

Обмотка	t, °C	$C_{х. изм.}$, пФ	$\Delta C_{х.}$, %	$tg\delta_{изм.}$, %	$tg\delta_{прив.}$, % °C	$\Delta tg\delta$, %	Норма $tg\delta$, %	$tg\delta_{прив.}$, % 0 °C	Заключение
ВН							<50		
НН							<50		

Опыт холостого хода

Обмотка	~U, В	I, мА	$P_{хх}$, Вт	$\Delta P_{хх}$, %	Норма, %	Заключение
a-b					<30	
b-c					<30	
c-a					<30	

Опыт короткого замыкания

Обмотка	~U, В	I, А	$Z_к$, Ом	$\Delta Z_к$, %	Норма, %	Заключение
А					<3	
В					<3	
В					<3	

Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Обмотка	Фаза	ПБВ	t, °С	$R_{изм.}$, Ом	$R_{прив.}$, Ом °С	ΔR, %	Норма, %	$R_{прив.}$, Ом 20 °С	Заключение
ВН	A-N	1					-2/+2		
		2					-2/+2		
		3					-2/+2		
		4					-2/+2		
		5					-2/+2		
	B-N	1					-2/+2		
		2					-2/+2		
		3					-2/+2		
		4					-2/+2		
		5					-2/+2		
	C-N	1					-2/+2		
		2					-2/+2		
		3					-2/+2		
		4					-2/+2		
		5					-2/+2		
НН	a-b	-					-2/+2		
	b-c	-					-2/+2		
	c-a	-					-2/+2		

Измерение сопротивления изоляции активной части и магнитной системы

Объект измерения	$R_{изм.}$, Ом	Норма, МОм	Заключение
Активная часть		>2	
Магнитная система		>2	

Произведена проверка схемы заземления активной части.

Используемые приборы

№ п/п	Наименование прибора / зав. №	Тип прибора	Диапазон измерений	Класс точн.	№ аттестата и свидетельства о поверке	Дата аттестации (поверки)	
						последн.	очередн.

Климатические условия при проведении измерений: t= °С ; Ψ= % ; p= мм.рт.ст

Заключение о соответствии требованиям НТД **Результаты измерений соответствуют требованиям.**

	Подпись	*ФИО*	*Организация*	*Должность*	*Дата*
Замерил					
Проверил					

А.2 Результаты хроматографического анализа газов, растворенных в масле

П Р О Т О К О Л № _____
от «___»_____ 20___ г.
хроматографического анализа газов, растворенных в масле

Место установки:_____
Трансформатор:_____
Мощность: _____
Заводской № _____ Напряжение: _____ кВ
Изготовитель: _____ Дисп. № ___
Тип защиты масла: _____
Причина отбора: _____
Примечание: _____

Проба: шприц № _____
Дата анализа: _____
Дата отбора: _____
Место отбора: _____
Температура масла: ____ °С
Марка масла: _____

Таблица А.8

Наименование показателей		Единицы величин	Нормативные значения	Предыдущие значения	Результаты анализа	Метод испытания	Скорость нарастания	Паспортные (заводские) значения
Водород	H_2	ppm						
Метан	CH_4	ppm						
Ацетилен	C_2H_2	ppm						
Этилен	C_2H_4	ppm						
Этан	C_2H_6	ppm						
Окись углерода	CO	ppm						
Двуокись углерода	CO_2	ppm						
Общее газосодержание		%, об.						

Примечание: Состав работ и испытаний выполняется объеме, определяемом техническим руководителем ГЭС и может отличаться от приведенного в таблице А.8.

Нормативно-технические документы:

РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования»;

РД 153-34.0-46.302-00 «Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле»;

Документация предприятия-изготовителя.

Испытал _____

(должность, Ф.И.О., подпись, дата)

Заключение на соответствие требованиям НТД: _____

_____

Заключение:_____

_____

Измерения провели: _____ _____

(подпись) (И.О. Фамилия)

_____ _____

(подпись) (И.О. Фамилия)

Проверил: _____ _____

(подпись) (И.О. Фамилия)

А.3 Результаты физико-химического анализа масла

П Р О Т О К О Л № _____
физико-химического анализа масла

Место установки:_____ Проба: шприц № _____
Трансформатор:_____ Дата анализа: _____
Мощность: _____ Дата отбора: _____
Заводской № _____ Напряжение: _____ кВ Место отбора: _____
Изготовитель: _____ Дисп. № ___ Температура масла: ____ °С
Тип защиты масла: _____ Марка масла: _____
Причина отбора: _____
Примечание: _____

Таблица А.9

Наименование Показателей	Единицы величин	Нормативные значения	Предельные значения	Результаты анализа	Метод испытания	Сроки повторных испытаний	Предыдущие значения
Структурно-групповой состав: $C_a/C_p/C_N$	%						
Кислотное число	мг КОН/г						
Поверхностное натяжение при 25°С	10^{-3} Н/м						
Число омыления	мг КОН/г						
Содержание ингибиторов	% масс.						
Продукты старения по ИК-спектру	% усл.						
Коэффициент полярности (Вермана)	-						
Коэффициент светопоглощения	%						
Коэффициент	-						

преломления при 20°С							
Плотность при 20°С	г/см^3						
Вязкость кинематическая при 40°С	мм^2/с						
Содержание ароматических углеводородов	% масс.						
Содержание фурановых соединений	мг/кг						
Температура вспышки	°С						
Влагосодержание масла	%						
Механические примеси, в т.ч. количество в 100 см^3 масла: 5-10 мкм 10-25 мкм 25-50 мкм 50-100 мкм > 100 мкм ∑ частиц > 5 мкм	г/т						

Окончание таблицы А.9

tg δ при: 20°С 50°С 70°С 90°С	 % % % %					
Удельное объемное сопротивление при 20°С	Ом·м					
Диэлектрическая проницаемость при 20°С	-					
Пробивное напряжение среднее значение	кВ					

Примечание: Состав работ и испытаний выполняется объеме, определяемом техническим руководителем ГЭС и может отличаться от приведенного в таблице А.9

Нормативно-технический документ:
РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

Заключение на соответствие требованиям НТД: _____
_____

Испытал _____
(должность, Ф.И.О., подпись, дата)

Измерения провели: _____ _____
(подпись) (И.О. Фамилия)

_____ _____
(подпись) (И.О. Фамилия)

Проверил: _____ _____
(подпись) (И.О. Фамилия)

А.4 Результаты анализа твердой изоляции

П Р О Т О К О Л № _____

от «___»_____ 20___ г.
анализа твердой изоляции

Место установки: _____ Проба: №_____
Трансформатор: _____ Дата анализа: _____
Мощность: _____ Дата отбора: _____
Заводской № _____ Напряжение: ____ кВ Место отбора: _____
Изготовитель: _____ Дисп. № ___ Температура масла: ___ °С
Тип защиты масла: _____ Марка масла: ___
Причина отбора: _____
Примечание: _____

Таблица А.10

Наименование показателей	Единицы величин	Нормативные значения	Результаты анализа	Метод испытания
Степень полимеризации	- -			
Остаточный ресурс по СП	% %			
Влагосодержание изоляции	%			
Влагосодержание сорбента	%			

Нормативно-технический документ:
РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования»

Остаточный ресурс, в процентах, рассчитан по формуле:

$$100 * \frac{СПизм - СПпред.}{СПисх. - СПпред.}$$

где:
СПисх – исходная степень полимеризации (картон 1900);
СПизм – измененная степень полимеризации;
СПпред. – предельная степень полимеризации (330).
Заключение на соответствие требованиям НТД: _____
_____

Заключение: _____
_____

Измерения провели: _____ _____
(подпись) (И.О. Фамилия)

_____ _____
(подпись) (И.О. Фамилия)

Проверил: _____ _____
(подпись) (И.О. Фамилия)

Приложение 7

Объем и периодичность испытаний силовых трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов

П.7.1 П. Определение условий включения трансформаторов.

П.7.1.1 Контроль при вводе в эксплуатацию новых трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный или восстановительный ремонт со сменой обмоток и изоляции (первое включение).

Контроль осуществляется в соответствии с требованиями настоящего раздела, инструкций изготовителей и рекомендациями [9-11].

П.7.1.2 Контроль при вводе в эксплуатацию трансформаторов, прошедших капитальный ремонт в условиях эксплуатации (без смены обмоток и изоляции).

Контроль осуществляется в соответствии с требованиями настоящего раздела и указаниями, изложенными в [12].

П.7.2 П, К, М. Хроматографический анализ газов, растворенных в масле

Контроль производится:

- для класса напряжения 35 кВ - у блочных трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и трансформаторов, имеющих среднегодовую нагрузку не менее 50% от номинальной при наличии соответствующей методики отбора проб анализа газов, растворенных в масле, при этом в качестве граничных значений принимаются значения для трансформаторов 110 кВ;
- для классов напряжения 110 кВ и выше - у всех трансформаторов.

При необходимости техническим руководителем субъекта электроэнергетики может быть определен дополнительный перечень трансформаторов напряжением 35 кВ, подлежащих контролю и диагностированию по результатам ХАРГ в масле.

Методики отбора проб, подготовки и проведения хроматографического анализа газов, растворенных в масле приведены в [13] и [14].

Примечание: Возможно применение других аттестованных методов анализа растворенных в масле газов.

Состояние трансформаторного оборудования рекомендуется оценивать путем сопоставления измеренных данных с граничными значениями концентрации газов в масле, по скорости роста концентрации газов в масле, по соотношениям концентраций диагностических газов (пар газов) и графическому критерию с учетом эксплуатационных факторов

в соответствии с рекомендациями [1] и других действующих нормативных документов по диагностированию силовых трансформаторов.

Для шунтирующих реакторов оценка состояния по результатам анализа газов, растворенных в масле, производится по инструкциям изготовителей.

Анализ растворенных в масле газов должен осуществляться в следующие сроки:

- трансформаторы напряжением 35 кВ (блочные трансформаторы, трансформаторы собственных нужд и трансформаторы, имеющие среднегодовую нагрузку не менее 50% от номинальной) после включения их в работу - в течение первых 3 суток, через 1 и 6 мес. после включения и далее - не реже 1 раза в 6 мес.;

- все трансформаторы напряжением 35 кВ, независимо от нагрузки, после включения их в работу следует контролировать в течение первых 3 суток;

- все трансформаторы 35 кВ и выше - перед вводом в работу, перед началом и после завершения капитального и восстановительного ремонта трансформатора и/или работ с маслом;

- трансформаторы напряжением 110 кВ и выше после включения их в работу - в течение первых 3 суток, через 7, 15 дней, 1, 3 и 6 месяцев после включения и далее - не реже 1 раза в 6 мес.

Для трансформаторов с предполагаемым дефектом периодичность отбора проб масла устанавливается в каждом конкретном случае, исходя из состава и концентрации газов, скорости их нарастания в соответствии с рекомендациями [1] и настоящего подраздела.

П.7.3 П, К, М. Оценка влажности твердой изоляции

Производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше.

Допустимое значение влагосодержания твердой изоляции вновь вводимых трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, - не выше 1%, а эксплуатируемых трансформаторов - не выше 2% по массе.

Для трансформаторов, отработавших установленные нормативно технической документацией сроки, допускается значение влагосодержания твердой изоляции трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, - 2%, а эксплуатируемых трансформаторов - 4% по массе.

Определение влагосодержания твердой изоляции трансформаторов проводится:

- перед вводом трансформаторов в эксплуатацию и при капитальном ремонте при появлении признаков увлажнения, установленных измерениями и/или при продолжительности пребывания активной части трансформатора на воздухе, превышающей установленные в пункте 9.1 [12];

- в период выполнения капитального ремонта, предусматривающего проведение работ по подсушке/промывке твердой изоляции. Технология контроля степени осушенности твердой изоляции (порядок отбора проб/образцов изоляции, точки отбора и порядок интерпретации данных) определяется с учетом выбранной технологии обработки изоляции трансформаторов в период капитального ремонта и излагается в описательной части технологии процесса сушки и промывки твердой изоляции, являющейся неотъемлемой составляющей проекта производства работ на выполнение капитального ремонта трансформатора.

Определение влагосодержания твердой изоляции трансформаторов проводится приоритетно по анализу влагосодержания заложенных в бак образцов изоляции (при их наличии).

В процессе эксплуатации трансформатора допускается оценка влагосодержания твердой изоляции расчетным путем по результатам измерения тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток и масла, произведенных на прогретом до 60°С трансформаторе, согласно рекомендациям [15], [16].

Использование в расчетах тангенса угла диэлектрических потерь масла проводится при показателях масла, удовлетворяющих пунктам 1, 2, 4, 6, 7, 9 Таблицы П.9.4 Приложения 9 настоящего Стандарта.

Отбор проб масла на влагосодержание рекомендуется проводить в период максимальных ожидаемых значений, с прогретого не менее чем до 60°С работающего трансформатора.

Допускается производить оценку влагосодержания твердой изоляции иными инструментальными методами, реализуемыми без вскрытия бака трансформатора.

Влагосодержание твердой изоляции в процессе эксплуатации допускается не определять, если влагосодержание масла, проба которого отобрана из трансформатора, прогретого до 60°С, не превышает 10 г/т.

В случае нарушения условий транспортирования или хранения трансформатора при пусконаладочных испытаниях дополнительно проводится проверка влагосодержания образцов изоляции согласно [15].

На основании решения технического руководителя или заключения КДО возможно проведение дополнительных испытаний и измерений.

П.7.4 Измерение сопротивления изоляции

П.7.4.1 П, К, Т, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток

Измерение сопротивления изоляции обмоток трансформаторов производится по ГОСТ 3484.3-88.

Сопротивление изоляции обмоток измеряется мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции каждой обмотки вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов, прошедших

капитальный ремонт, приведенное к температуре испытаний, при которой определялись исходные значения (п.8.7-п.8.11), должно быть не менее 50%
по отношению к значениям, указанным изготовителем. В случае отсутствия значений изготовителя - по отношению к первично измеренным значениям.

Пересчет значений R_{60} изоляции к температуре паспортного измерения производится по коэффициентам в соответствии с Таблицей П.7.1.

Таблица П.7.1.

Значения коэффициентов пересчета R_{60} изоляции

Наименование параметра	Разность температур исходных и измеренных данных Δt, °С											
	1	2	3	4	5	6	7	10	15	20	25	30
Коэффициент пересчета значений R_{60}, K_2.	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,28	1,34	1,50	1,84	2,25	2,75	3,40

При температуре измерения изоляции выше исходной пересчёт производится по формуле R_{60}/K_2, (R_{60} – снижается); при температуре измерения изоляции ниже исходной - $R_{60}\cdot K_2$, (R_{60} – возрастает).

Для значений Δt, не указанных в Таблице П.7.1 K_2 определяется как произведение нескольких значений коэффициентов для температур, арифметическая сумма которых равна Δt.

Для трансформаторов на напряжение до 35 кВ включительно мощностью до 10000 кВА и дугогасящих реакторов сопротивление изоляции обмоток должно быть не ниже 300 МОм при температуре обмотки 20°С.

При вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации сопротивление изоляции измеряется как по схемам, применяемым изготовителем (по ГОСТ 3484.3-88), так и дополнительно - по зонам изоляции (например, ВН - корпус, НН - корпус, ВН - НН) с подсоединением вывода «экран» мегаомметра
к свободной обмотке или баку. В процессе эксплуатации допускается проводить только измерения по зонам изоляции.

Измерения по зонам производят для трансформаторов напряжением 110 кВ и более. Измерения производят на трансформаторе, залитом маслом, через 0,5-2 суток после заливки. В трансформаторах с принудительной циркуляцией масла в этот период следует произвести перемешивание масла путем включения насосов.

Измерение сопротивления изоляции обмоток должно производиться при температуре изоляции не ниже:

а) 10°С - у трансформаторов напряжением до 150 кВ включительно;

б) 20°С - у трансформаторов напряжением 220-750 кВ;

в) близкой (разница не более 5°С) к температуре, указанной в паспорте - для шунтирующих реакторов.

В случае необходимости прогрев трансформаторов производить, руководствуясь инструкцией по прогреву.

В процессе эксплуатации измерения сопротивления изоляции обмоток трансформаторов производятся при проведении капитальных ремонтов (до и после), текущих ремонтов (при расшиновке трансформатора), КДО и неудовлетворительных результатах испытаний масла (область "риска", П. 9.3.1) и/или хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле, но не реже 1 раза в 3 года.

Результаты измерений сопротивления изоляции обмоток в процессе эксплуатации, включая динамику их изменения, должны учитываться при комплексном рассмотрении данных всех испытаний.

Измерения сопротивления изоляции масляных трансформаторов 6-10 кВ мощностью 1000 кВА в процессе эксплуатации производятся при неудовлетворительных результатах испытаний масла по пунктам 1-5, 7 Таблицы П.9.4 настоящего стандарта.

П.7.4.2 П, К. Измерение сопротивления изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали и электростатических экранов относительно обмоток
и магнитопровода.

Измерения должны производиться в случае осмотра активной части трансформатора или через специальный проходной изолятор на баке трансформатора (при его наличии). Используются мегаомметры на напряжение 1000 В.

Примечание: На трансформаторах, имеющих проходной изолятор, измерения проводятся в межремонтный период при появлении дефектов электрического и/или термического характера, выявленных по результатам анализа растворенных в масле газов.

Измеренные значения сопротивления изоляции стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали, должны быть не менее 2 МОм, а сопротивление изоляции ярмовых балок не менее 0,5 МОм.

П.7.4.3 П, К, М. Диагностика обмоток трансформатора методом FRA [13, 39] проводится для впервые вводимых в эксплуатацию трансформаторов,

а также – для вновь введённых после капитального ремонта трансформаторов, изготовленных после 2020 года.

В процессе эксплуатации контроль методом FRA производится по решению технического руководителя на основании текущей оценки технического состояния трансформатора с учётом приоритета требований Таблицы 1 и Таблицы П.9.4.

П.7.5 П, К, Т, М. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь (tgδ) изоляции обмоток

Измерения тангенса угла диэлектрических потерь (tgδ) изоляции обмоток трансформаторов производятся по ГОСТ 3484.3-88 для трансформаторов напряжением 110 кВ и выше.

По решению технического руководителя измерения могут производиться на масляных трансформаторах напряжением 35 кВ и ниже.

Значения изоляции обмоток вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, приведенные в соответствии с рекомендациями [11] к температуре испытаний, при которой определялись исходные значения (п.8.7-п.8.11), с учетом влияния масла не должны отличаться от значений, указанных изготовителем в сторону ухудшения более чем на 50%.

Таблица П.7.2.

Значения коэффициентов пересчета tgδ изоляции

Наименование параметра	Разность температур исходных и измеренных данных Δt, °С											
	1	2	3	4	5	6	7	10	15	20	25	30
Коэффициент пересчета значений tgδ, K_1.	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,18	1,21	1,31	1,51	1,75	2,00	2,30

При температуре измерения изоляции выше исходной пересчёт производится по формуле tgδ K_1, (tgδ – возрастает); при температуре измерения изоляции ниже исходной - tgδ /K_1, (R_{60} – снижается).

Для значений Δt, не указанных в Таблице П.7.2 K_1 определяется как произведение нескольких значений коэффициентов для температур, арифметическая сумма которых равна Δt.

Измеренные (при температуре изоляции 20°С и выше) значения изоляции обмоток вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, не превышающие 1%, считаются удовлетворительными и их сравнение с исходными данными не требуется.

Для трансформаторов, отработавших установленные нормативно технической документацией сроки, допускается максимальное значение tgδ изоляции обмоток, измеренного при 20°С, не более 1,5%.

При вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации tgδ изоляции измеряется как по схемам, применяемым изготовителем, так и

дополнительно по зонам изоляции (например, ВН - корпус, НН - корпус, ВН - НН)
с подсоединением вывода "экран" измерительного моста к свободным обмоткам или баку. В процессе эксплуатации допускается проводить только измерения по зонам изоляции.

Измерение обмоток должно производиться при температуре изоляции не ниже:

а) 10°С - у трансформаторов напряжением до 150 кВ включительно;

б) 20°С - у трансформаторов напряжением 220-750 кВ;

в) 60°С - для всех трансформаторов при выполнении оценки влагосодержания твёрдой изоляции расчётным путём.

В процессе эксплуатации измерения значения tgδ изоляции обмоток трансформаторов производятся с периодичностью не реже 1 раза в 4 года, а также при неудовлетворительных результатах испытаний масла (область «риска», пункт П.9.3.1) и/или анализа газов, растворенных в масле и в объёме комплексного диагностического обследования.

Результаты измерений tgδ изоляции обмоток в процессе эксплуатации, включая динамику их изменения, должны учитываться при комплексном рассмотрении данных всех испытаний.

П.7.6 Оценка состояния бумажной изоляции обмоток

П.7.6.1 М. Оценка по наличию фурановых соединений и соотношения
в масле

Оценка производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики, если дефект вероятен по другим методам испытаний.

Значение содержания суммы фурановых производных в трансформаторном масле, ограничивающее область нормального состояния оборудования, должно быть не более 0,0005% массы, в том числе фурфурола
не более 0,0003% массы.

Достижение значений соотношения CO_2/CO более 30 в сочетании с влагосодержанием масла более 30 г/т указывает на полное исчерпание ресурса бумажной изоляции обмоток (показатель предельного состояния).

В случае достижения содержания фурановых производных и (или) соотношения указанных выше значений необходимо выполнить испытания бумажной изоляции по пункту П.7.6.2.

Отбор проб масла на содержание фурановых соединений следует проводить до замены силикагеля в адсорбционных и термосифонных фильтрах, а также обработки масла (дегазации, регенерации и пр.), но не ранее, чем через 6 месяцев после замены.

7.6.2 К. Оценка по степени полимеризации

Оценка по степени полимеризации деструкции целлюлозы, влияющей на механическую прочность бумажной изоляции, производится

у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше согласно рекомендациям [6], [12]. Также, рекомендуется проводить определение класса механической прочности изоляции.

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

Косвенная оценка состояния твердой изоляции осуществляется 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 рекомендациями подраздела П.9.2 настоящего Стандарта;
- результаты физико-химического анализа масла (пункты 1, 2, 4, 6-9 Таблицы П.9.4);
- результаты измерения диэлектрических параметров изоляции (R_{60}, tgδ).

Ресурс бумажной изоляции обмоток считается исчерпанным при снижении степени полимеризации бумаги до 250 единиц (показатель предельного состояния) и менее.

Примечание: Степень полимеризации исходной (новой) изоляции должна быть не менее 1250 единиц согласно [17]. При нормальном состоянии изоляции степень полимеризации находится в пределах 600-800 единиц [18].

П.7.7 Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

П.7.7.1 П, К. Испытание изоляции обмоток вместе с вводами

Испытание изоляции обмоток маслонаполненных трансформаторов при вводе их в эксплуатацию и капитальных ремонтах без смены обмоток и изоляции не обязательно. Если при монтаже проходные изоляторы (вводы) 6-35 кВ устанавливались на трансформатор без предварительных высоковольтных испытаний вводов, то испытание изоляции обмоток вместе
с проходными изоляторами (вводами) обязательно.

При капитальном ремонте с полной сменой обмоток и изоляции испытание повышенным напряжением обязательно для трансформаторов всех типов и классов напряжения. Значение испытательного напряжения равно значению напряжения, используемому изготовителем. При капитальном ремонте с частичной сменой изоляции или при реконструкции трансформатора значение испытательного напряжения равно 0,9 от значения, используемого изготовителем.

Значения испытательных напряжений приведены в Таблицах П.7.3 и П.7.4.

Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин.

Импортные трансформаторы разрешается испытывать напряжениями, указанными в Таблицах П.7.3 и П.7.4, лишь в тех случаях, если они не превышают напряжения, которым данный трансформатор был испытан изготовителем.

Таблица П.7.3. Испытательные напряжения промышленной частоты электрооборудования классов напряжения до 35 кВ с нормальной и облегченной изоляцией для электрооборудования, разработанного до 1 января 2014 г. (по

ГОСТ 1516.1-76 и

ГОСТ 1516.3-96)

Класс напряжения электрооборудования (обмотки трансформатора), кВ	Испытательное напряжение [1], кВ					
	Силовые трансформаторы, шунтирующие и дугогасящие реакторы			Трансформаторы тока, токоограничивающие реакторы, изоляторы, вводы, экранированные токопроводы, сборные шины [2] *		
	При изготовлении	При вводе в эксплуатацию	В эксплуатации	При изготовлении	Перед вводом в эксплуатацию и в эксплуатации	
					Фарфоровая изоляция	Другие виды изоляции
До 0,69	5,0/3,0 [3] *	4,5/2,7	4,3/2,6	2,0	1	1
3	18,0/10,0	16,2/9,0	15,3/8,5	24,0	24,0	21,6
6	25,0/16,0	22,5/14,4	21,3/13,6	32,0 (37,0)	32,0 (37,0)	28,8 (33,3)
10	35,0/24,0	31,5/21,6	29,8/20,4	42,0 (48,0)	42,0 (48,0)	37,8 (43,2)
15	45,0/37,0	40,5/33,3	38,3/31,5	55,0 (63,0)	55,0 (63,0)	49,5 (56,7)

20	55,0/50,0	49,5/45,0	46,8/42,5	65,0 (75,0)	65,0 (75,0)	58,5 (67,5)
35	85,0	76,5	72,3	95,0 (120,0)	95,0 (120,0)	85,5 (108,0)

[1)] Если при изготовлении электрооборудование было испытано напряжением, отличающимся от указанного, испытательные напряжения при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть соответственно скорректированы.

* [2)] Испытательные напряжения, указанные в виде дроби, распространяются на электрооборудование: числитель - с нормальной изоляцией, знаменатель - с облегченной изоляцией.

Таблица П.7.4. Испытательные напряжения промышленной частоты электрооборудования классов напряжения до 35 кВ с нормальной и облегченной изоляцией для электрооборудования, разработанного после 1 января 2014 г. (по

ГОСТ Р 55195-2012)

Класс напряжения электрооборудования (обмотки трансформатора), кВ	Испытательное напряжение [1), 2)], кВ					
	Силовые трансформаторы, шунтирующие и дугогасящие реакторы			Трансформаторы тока, токоограничивающие реакторы, изоляторы (за исключением керамических), вводы, экранированные токопроводы, сборные шины.		Керамические изоляторы
	При изготовлении	При вводе в эксплуатацию	В эксплуатации	При изготовлении	При вводе в эксплуатацию и в эксплуатации	При изготовлении, при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации
До 0,69	5 (3) [3)] /5 [4)]	4,5/4,5	4,3/4,3	- [5)]	- [5)]	- [5)]
3	10/18	9,0/16,2	8,5/15,3	10/20 [12/23] [6)]	9/18	10/20
6	20/25	18,0/22,5	17,0/21,3	20 (28) [7)] /28 [23/32]	18 (25,2) [7)] / 25,2	20 (28) [7)] /28

10	28/35	25,2/31,5	23,8/29,8	28 (38) [7] /38 [32/45]	25,2 (34,2) [7] / 34,2	28 (38) [7] /38
15	38/45	34,2/40,5	32,3/38,3	38 (50) [7] /50 [45/60]	34,2 (45) [7] / 45	38 (50) [7] /50
20	50/55	45,0/49,5	42,5/46,8	50/65 [60/75]	45/58,5	50/65
35	80/85	72,0/76,5	68,0/72,3	80/95 [95/120 [8]]	72/85,5	80/95

[1] Для электрооборудования, разработанного с 1 января 1999 г. до 1 января 2014 г., распространяется действие

ГОСТ 1516.3-96; для разработанного до 1 января 1999 г. -

ГОСТ 1516.1-76 (см. Таблицу П.7.3 настоящего стандарта).

[2] Если изготовитель произвел испытание электрооборудования напряжением, отличающимся от указанного (например, согласно

ГОСТ 1516.1-76 или

ГОСТ 1516.3-96), испытательные напряжения при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть соответственно скорректированы.

[3] Значение в скобках - для электрооборудования с облегченной изоляцией (уровень изоляции (*а*) по

ГОСТ Р 55195-2012).

[4] В числителе указаны значения для электрооборудования с нормальной изоляцией
с уровнем изоляции *а* и с облегченной изоляцией с уровнем изоляции (*а*) по

ГОСТ Р 55195-2012; в знаменателе - для электрооборудования с нормальной изоляцией с уровнем изоляции *б* по

ГОСТ Р 55195-2012.

[5] Значения испытательных напряжений не нормированы в

ГОСТ Р 55195-2012.

См. нормативные документы и эксплуатационную документацию на конкретные виды оборудования.

[6] В квадратных скобках указаны значения испытательных напряжений между контактами разъединителей, предохранителей, а также КРУ с двумя разрывами на полюс. В остальных случаях - см. значения, указанные без квадратных скобок.

[7] Для опорных изоляторов категорий размещения 2, 3 и 4.

[8] В случаях если испытательное оборудование не позволяет обеспечить испытательное напряжение выше 100 кВ, допускается проводить испытание при максимально возможном испытательном напряжении, но не менее 100 кВ.

П.7.7.2 П, К. Испытание изоляции цепей защитной и контрольно-измерительной аппаратуры, установленной на трансформаторе

Испытание производится на полностью собранных трансформаторах. Испытывается изоляция (относительно заземленных частей и конструкций) цепей с присоединенными трансформаторами тока, газовыми и защитными реле, маслоуказателями, отсечным клапаном и датчиками температуры при отсоединенных разъемах манометрических термометров, цепи которых испытываются отдельно.

Значение испытательного напряжения - 1 кВ. Продолжительность испытания - 1 мин.

Значение испытательного напряжения при испытаниях манометрических термометров – 750 В. Продолжительность испытания – 1 мин.

П.7.8 П, К, М. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерения сопротивления обмоток трансформаторов постоянному току производятся по ГОСТ 3484.1-88. Измерения производятся на всех ответвлениях, если в паспорте трансформатора нет других указаний.

При необходимости измерения температуры обмоток в межремонтный период измерения сопротивления обмоток трансформаторов постоянному току проводятся на рабочем ответвлении трансформатора.

Измерения сопротивления обмоток трансформаторов постоянному току в межремонтный период проводятся в случае комплексного диагностического обследования трансформатора, а также, если на наличие дефекта указывают средства периодического контроля, осуществляемого на работающем трансформаторе, такие как анализ растворенных в масле газов, тепловизионный контроль, осмотр и проверка РПН.

На трансформаторах с устройствами РПН измерения в процессе эксплуатации проводятся с периодичностью:

- трансформаторы напряжением 110 кВ и выше – 1 раз в 4 года;
- трансформаторы напряжением 35 кВ – по решению технического руководителя.

Для трансформаторов 6-10 кВ измерения сопротивления обмоток трансформаторов постоянному току в межремонтный период проводятся по решению технического руководителя.

У трансформаторов с устройствами РПН и ПБВ перед измерением сопротивлений обмоток постоянному току необходимо произвести не менее 3-х полных циклов переключения.

Сопротивления обмоток трехфазных трансформаторов, измеренные на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре, не должны отличаться более чем на 2%. Если из-за конструктивных особенностей трансформатора это расхождение может быть большим и об этом указано в технической документации изготовителя, следует руководствоваться нормой на допустимое расхождение, приведенное в паспорте трансформатора.

Значения сопротивления обмоток однофазных трансформаторов после температурного пересчета не должны отличаться более чем на 5% от исходных значений.

П.7.9 П, К. Проверка коэффициента трансформации

Проверка коэффициента трансформации производится по ГОСТ 3484.1-88 при всех положениях переключателей ответвлений.

Коэффициент трансформации, измеренный при вводе трансформатора
в эксплуатацию, не должен отличаться более чем на 2% (если иное не указано в документации изготовителя) от значений, измеренных на соответствующих ответвлениях других фаз, и от исходных значений, а измеренный
при капитальном ремонте, не должен отличаться более чем на 2% от коэффициента трансформации, рассчитанного по напряжениям ответвлений.

При капитальных ремонтах коэффициент трансформации проверяется
в случае замены или ремонта обмоток трансформатора.

П.7.10 П, К. Проверка группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов.

Проверка группы соединения обмоток трансформаторов производится по ГОСТ 3484.1-88.

Группа соединений должна соответствовать указанной в паспорте трансформатора, а полярность выводов - обозначениям на крышке трансформатора.

Измерения производятся при вводе в эксплуатацию, в эксплуатации –
в случае отсутствия заводской документации (заводской таблички)

на трансформатор и после капитального ремонта – в случае изменения схемы соединения или замены обмоток.

П.7.11 П, К. Фазировка трансформаторов

Перед первым включением в работу нового или вышедшего из ремонта оборудования (при изменении внешней силовой схемы присоединения трансформатора) должна производиться его фазировка.

П.7.12 П, К. Измерение потерь холостого хода при малом напряжении

Измерения потерь холостого хода проводятся по ГОСТ 3484.1-88.

Измерения производятся у трансформаторов мощностью 1000 кВА и более при напряжении, подводимом к обмотке низшего напряжения, равном указанному в протоколе испытаний, проведенных изготовителем (паспорте). Измерения потерь холостого хода трансформаторов мощностью до 1000 кВА производятся после капитального ремонта с полной или частичной расшихтовкой магнитопровода. У трехфазных трансформаторов потери холостого хода измеряются при однофазном возбуждении по схемам, применяемым изготовителем.

У трехфазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию и при капитальном ремонте соотношение потерь на разных фазах не должно отличаться от соотношений, приведенных в протоколе испытаний, проведенных изготовителем (паспорте), более чем на 5%.

У однофазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию измеренные потери не должны превышать исходные (паспортные) значения более чем на 10%.

В отдельных случаях по согласованию с предприятием-изготовителем могут быть допущены большие отличия.

Измерения в процессе эксплуатации производятся по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики исходя из результатов анализа растворенных в масле газов.

Измеренные значения не должны превышать исходные значения более чем на 30% - для всех трансформаторов.

П.7.13 П, К, М. Измерение сопротивления короткого замыкания (Z_k) трансформатора

Измерения производятся у трансформаторов мощностью 125000 кВА
и более.

Для трансформаторов с устройством регулирования напряжения под нагрузкой измеряется на основном и обоих крайних ответвлениях.

Значения Z_k при вводе трансформатора в эксплуатацию не должны превышать значения, определенного по напряжению КЗ (U_k) трансформатора, на основном ответвлении более чем на 5%.

Значения Z_k при измерениях в процессе эксплуатации и при капитальном ремонте не должны превышать исходные более чем на 3% (показатель предельного состояния). У трехфазных трансформаторов дополнительно нормируется различие значений Z_k по фазам на основном и крайних ответвлениях. Оно не должно превышать 3%.

В процессе эксплуатации измерения Z_k производятся после воздействия на трансформатор тока КЗ, превышающего 70% расчетного значения, используемого изготовителем, а также в объёме комплексного диагностического обследования.

П.7.14 Оценка состояния переключающих устройств

П.7.14.1 К. Переключающие устройства с ПБВ (переключение без возбуждения)

Оценка состояния переключающих устройств производится в соответствии с указаниями, изложенными в [12], [19].

В устройствах с ПБВ проверяют состояние:

- контактного узла и привода;
- контактных пружин.

В устройствах ПБВ барабанного типа (П6 и др.) проверяют усилие, развиваемое контактными пружинами, которое должно быть в пределах 20-50 Н (2-5 кгс).

П.7.14.2 П, К, Т. Переключающие устройства с РПН (регулирование под нагрузкой)

Оценка состояния переключающих устройств при вводе трансформаторов в эксплуатацию и капитальном ремонте производится в соответствии с требованиями инструкций изготовителя и указаниями, изложенными в [12], [19] и инструкции по эксплуатации конкретного переключающего устройства.

Текущие ремонты устройств РПН с выводом их из работы следует проводить совместно с текущими ремонтами трансформаторов не реже 1 раза в год (если иное не оговорено документацией изготовителя), а также после определенного числа переключений, указанного в инструкции изготовителя данного устройства РПН.

Масло из бака контакторов устройств РПН должно испытываться на пробивное напряжение по пункту 8.14 (Таблица 1), после определенного числа переключений, указанного в инструкции изготовителя данного устройства РПН, но не реже 1 раза в год. На наличие влагосодержания по пункту 4 Таблицы П. 9.4 масло из устройства РПН испытывается совместно с отбором проб масла на пробивное напряжение.

Масло из бака контакторов устройств РПН, работающих в не автоматическом режиме допускается испытывать на соответствие требованиям пункта 8.14 (Таблица 1), - 1 раз в 2 года.

По решению технического руководителя субъекта электроэнергетики анализ масла из бака контакторов устройств РПН всех

трансформаторов на соответствие пунктам 2-9 таблицы П.9.4 можно проводить не реже 1 раза в 4 года.

При значениях показателей по пункту 8.14 (Таблица 1) и пунктам 4, 5 Таблицы П.9.4, превышающих нормируемые значения, масло должно быть осушено, очищено или заменено.

При неудовлетворительных показателях по пунктам 2, 3, 6-9 Таблицы П.9.4 масло должно быть заменено.

Отбор пробы масла из бака контактора устройства РПН для проведения анализа растворенных в масле газов проводится с целью контроля отсутствия перетока масла из бака контактора РПН в бак трансформатора при неудовлетворительных результатах анализа растворённых в масле газов (АРГ), отобранного из бака трансформатора.

П.7.15 П, К. Испытание бака на герметичность

Испытания баков трансформаторов на герметичность проводятся в соответствии с ГОСТ Р 55015-2012. Испытанию подвергаются все трансформаторы, кроме герметизированных и не имеющих расширителя.

Испытания производятся:

- у трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно – гидравлическим давлением столба масла, высота которого над уровнем заполненного расширителя составляет 0,6 м, за исключением трансформаторов с волнистыми баками и пластинчатыми радиаторами, для которых высота столба масла принимается равной 0,3 м;
- у трансформаторов с пленочной защитой масла - созданием внутри гибкой оболочки избыточного давления воздуха 10 кПа;
- у остальных трансформаторов - созданием избыточного давления азота или сухого воздуха 10 кПа в надмасляном пространстве расширителя.

Продолжительность испытания во всех случаях - не менее 3 ч.

Температура масла в баке при испытаниях трансформаторов напряжением до 150 кВ включительно - не ниже 10°С, остальных - не ниже 20°С.

Испытания в процессе эксплуатации производятся для трансформаторов, оборудованных высоковольтными вводами протяжного типа, верхний узел герметизации которых находится выше уровня масла в баке-расширителе трансформатора, при неудовлетворительных результатах испытаний масла из бака трансформатора на газосодержание (по пункту 10 таблицы П.9.4).

Бак трансформатора считают выдержавшим испытания на герметичность, если в течение нормированного времени снаружи бака не обнаружено течей масла или не произошло падения избыточного нормированного давления.

П.7.16 П, К, Т, М. Проверка устройств охлаждения

Проверка устройств охлаждения при вводе в эксплуатацию, текущем ремонте трансформаторов и в межремонтный период производится
в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы охлаждения, входящей в комплект технической документации изготовителя данного трансформатора, а при капитальном ремонте - в соответствии с требованиями, изложенными в [12], [19] и [20].

П.7.17 П, К. Проверка предохранительных устройств

Проверка предохранительного и отсечного клапанов, а также предохранительной (выхлопной) трубы при вводе трансформатора в эксплуатацию и капитальном ремонте производится в соответствии с требованиями инструкций изготовителя и указаниями, изложенными в [12], [19].

П.7.18 П, К. Проверка и испытания газового реле, реле давления и струйного реле

Проверка и испытания производятся в соответствии с инструкциями

по эксплуатации соответствующих реле.

Проверка работоспособности газового реле, установленного на трансформаторах с пленочной защитой, путем нагнетания в него воздуха запрещается.

Величина уставки газового реле должна соответствовать требованиям эксплуатационной документации на трансформатор. При отсутствии
в эксплуатационной документации указаний, следует принять уставку, соответствующую максимальной чувствительности, исключавшую срабатывание реле при пуске и остановке электронасосов системы охлаждения.

П.7.19 П, К, М. Проверка средств защиты масла

Проверка воздухоосушителя, установок азотной и пленочной защит масла, термосифонного и адсорбционного фильтров при вводе трансформатора в эксплуатацию, и капитальном ремонте и в процессе эксплуатации производится в соответствии с требованиями документации изготовителя, местными инструкциями и указаниями, изложенными в [12], [19-21].

Адсорбент, загружаемый в воздухоосушитель и фильтры трансформаторов, должен иметь остаточное влагосодержание не более 0,5% массы.

П.7.20 М. Тепловизионный контроль состояния трансформаторов

Тепловизионный контроль производится у трансформаторов напряжением 6 кВ и выше в соответствии с рекомендациями, изложенными
в [20].

В объём тепловизионного контроля необходимо включать:

1) Бак трансформатора;
2) Вводы;
3) Контактные соединения;
4) Систему охлаждения;
5) Насосы;
6) Шкафы охлаждения.

Периодичность контроля трансформаторов:

- 35 кВ и ниже - 1 раз в 2 года (перед началом периода грозовой активности);
- 110-220 кВ - 1 раз в год (перед началом периода грозовой активности);
- 330-750 кВ - 1 раз в 6 месяцев.

Для трансформаторов и автотрансформаторов, у которых по результатам анализа газов, растворенных в масле, концентрации метана, этана и этилена превышают граничные значения или приближаются к ним тепловизионный контроль следует проводить через каждые 3-6 месяцев, если иное не предусмотрено техническим руководителем. Целесообразно проводить ИК-контроль при максимально возможной нагрузке трансформатора и дополнительно на холостом ходу.

П.7.21 Испытание трансформаторного масла

П.7.21.1 П. Испытание остатков масла в баке трансформаторов, поставляемых без масла.

При испытаниях проверяется пробивное напряжение и влагосодержание остатков масла. Пробивное напряжение должно быть не менее 50 кВ,
а влагосодержание не более 0,002% (20 г/т).

Результаты испытаний учитываются при комплексной оценке состояния трансформатора после транспортировки.

П.7.21.2 П. Испытание масла в процессе хранения трансформаторов

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно, находящихся на хранении, проба масла испытывается в соответствии с требованиями Таблиц П.9.2 или П.9.3 (пункт 1) не реже 1 раза в год.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, находящихся на хранении, масло испытывается в соответствии с требованиями Таблиц П.9.2 или П.9.3 (пункты 1-4) не реже 1 раза в год.

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно, ранее бывших в эксплуатации и находящихся на хранении, проба масла испытывается
в соответствии с требованиями Таблицы П.9.4 (пункт 1) не реже 1 раза в год, с учетом подраздела П.9.3.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, ранее бывших в эксплуатации и находящихся на хранении, масло испытывается в соответствии с требованиями Таблицы П.9.4 (пункты 1-6) не реже 1 раза в год, с учетом подраздела П.9.3.

П.7.21.3 П, К. Испытание масла перед вводом трансформаторов в эксплуатацию

При вводе в эксплуатацию трансформаторов масло должно быть испытано в соответствии с требованиями Приложения 9 настоящего стандарта.

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается согласно требованиям пунктов 1, 4, 6 Таблицы П.9.2.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается согласно требованиям пунктов 1-8, 10, 11 Таблицы П.9.2 или пунктов 1-8,
11-12 Таблицы П.9.3. Определение пункта 10 Таблицы П.9.2 или П.9.3 выполняют только для трансформаторов с пленочной защитой. Определение пункта 12 Таблицы П.9.3 проводят по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики для регенерированных масел и смесей масел различных марок. По решению технического руководителя испытания масла по пункту 11 Таблицы П.9.2 или П.9.3 могут не производиться.

П.7.21.4 М. Испытание масла в процессе эксплуатации трансформаторов

Масло из трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно, установленных в электрических сетях, допускается не испытывать.

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается по требованиям пункта 1 Таблицы П.9.4 в течение первого месяца эксплуатации - 1 раз в первой половине, 1 раз во второй половине месяца и через 1 год. В дальнейшем масло испытывается по требованиям пунктов 1-4 Таблицы П.9.4 не реже 1 раза в 4 года с учетом требований пунктов П.9.3.1, П.9.3.2.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается
по требованиям Таблицы П.9.4 (пункты 1-7), а у трансформаторов с

пленочной защитой масла - дополнительно по пункту 10 той же таблицы, в следующие сроки после ввода в эксплуатацию:

- трансформаторы 110-220 кВ – через 10 дней и 1 мес;
- трансформаторы 330-750 кВ – через 10 дней, 1 и 3 мес.

В дальнейшем масло из трансформаторов напряжением 110 кВ и выше испытывается не реже 1 раза в 2 года согласно требованиям пунктов 1-4 Таблицы П.9.4 и не реже 1 раза в 4 года согласно требованиям пунктов 1-8 Таблицы П.9.4 (у трансформаторов с пленочной защитой дополнительно
по пункту 10 Таблицы П.9.4) с учетом требований пунктов П.9.3.1, П.9.3.2.

Испытание масла по требованиям Таблицы П.9.4 (пункт 3) может не производиться, если с рекомендуемой периодичностью проводятся испытания по пункту П.7.2 настоящего Стандарта.

П.7.22 П. Испытание трансформаторов включением на номинальное напряжение

Включение трансформаторов производится на время не менее 30 мин.
В течение этого времени осуществляется прослушивание и наблюдение за состоянием трансформатора. В процессе испытаний не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформатора.

П.7.23 П, К, М. Испытание вводов

Испытания вводов производятся в соответствии с Приложением 8 настоящего Стандарта.

П.7.24 Испытание встроенных трансформаторов тока

Испытания производятся в соответствии с Приложением 10 настоящего Стандарта.

П.7.25 Испытание сухих трансформаторов

Испытания сухих трансформаторов, а также сухих трансформаторов

с литой изоляцией проводятся в соответствии с ГОСТ Р 54827-2011 по подразделам П.7.4, П.7.7, П.7.8, П.7.9, П.7.10, П.7.11, П.7.12, П.7.20, П.7.22 настоящего стандарта, если в технической документации изготовителя
не оговорены иные условия испытаний.

Условия включения сухих трансформаторов без сушки определяются
в соответствии с указаниями изготовителя.

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

до 1 кВ включительно - не менее 100 МОм;

более 1 до 6 кВ включительно - не менее 300 МОм;

более 6 кВ - не менее 500 МОм.

Измерение сопротивления изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем, прессующих колец, ярмовых балок и электростатических экранов сухих трансформаторов производится также
и при текущем ремонте. Сопротивление изоляции измеряется мегаомметром на напряжение 1000 В.

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции обмоток сухих трансформаторов по пункту П.7.7.1 настоящего стандарта обязательно как при капитальных ремонтах с полной сменой обмоток и изоляции, так и при капитальных ремонтах без замены обмоток

и изоляции.

П.7.26 Комплексное диагностическое обследование

Планирование проведения КДО следует осуществлять в отношении трансформаторного оборудования объектов генерации, удовлетворяющего следующим критериям:

- оборудование, установленное на объектах генерации и отработавшее установленный нормативной документацией срок службы, вне зависимости от его технического состояния;
- оборудование, для которого существует необходимость уточнения уровня и характера развития дефекта расширенными методами контроля, не выполняемыми в рамках регламентного диагностирования, предусмотренного требованиями Приложений 7, 8, 9, 10 настоящего Стандарта и [1].

В части силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов объектов электросетевого комплекса при удовлетворении критериев:

- оборудование электросетевого комплекса, отработавшее установленный нормативной документацией срок службы, при анализе технического состояния которого принято комиссионное решение о необходимости проведения КДО;
- оборудование, для которого существует необходимость уточнения уровня и характера развития дефекта расширенными методами контроля, не выполняемыми в рамках регламентного диагностирования.

При необходимости для проведения КДО силовых трансформаторов привлекаются организации, специализирующиеся в области технического диагностирования силовых трансформаторов.

Рекомендательными при КДО трансформаторов являются следующие инструментальные измерения:

- испытания и измерения по пунктам П.7.2-П.7.6; П.7.8-П.7.9; П.7.12-П.7.14; П.7.16; П.7.20-П.7.21, П.7.27 настоящего Приложения;
- измерение уровня частичных разрядов при работе силового трансформатора под нагрузкой и в режиме холостого хода (акустическим и электрическим методами);
- измерение уровня вибрации на стенке бака силового трансформатора под нагрузкой и в режиме холостого хода;
- измерение вибрационных характеристик элементов системы охлаждения;
- определение механического состояния (деформации) обмоток трансформатора (реактора) частотным методом (FRA);
- тепловизионные измерения в различных режимах работы трансформатора;

Перечень дополнительных испытаний и инструментальных измерений, необходимые условия и создаваемые режимы для проведения измерений, набор необходимых измерительных схем определяются решением технического руководителя субъекта электроэнергетики по результатам рассмотрения плановых испытаний/измерений обследуемого трансформатора и предварительно поставленного диагноза, с последующим их включением в программу по комплексному диагностическому обследованию.

П.7.27 Измерение характеристик частичных разрядов

Выполняется по решению технического руководителя. (П, К, М)

Контроль изоляции обмоток по характеристикам частичных разрядов (ЧР) распространяется на трансформаторы классов напряжений 110 кВ и выше.

Для трансформаторов классов напряжений 35 кВ контроль изоляции обмоток по характеристикам частичных разрядов проводится при обнаружении дефектов электрического характера на основании анализа растворенных в масле газов.

Можно использовать диагностические системы, позволяющие проводить измерение ЧР, как перед выводом трансформатора в ремонт, так и в процессе эксплуатации под рабочим напряжением.

Перечень контролируемых по ЧР трансформаторов и применяемые при этом измерительные системы устанавливаются по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

П.7.28 Объём испытаний при отключении трансформатора по газовой защите

При возникновении технологического нарушения (аварийного отключения трансформатора газовой защитой или срабатывания газовой защиты на сигнал) необходимо обеспечить проведение следующих испытаний и измерений до принятия решения о вводе трансформатора в работу:

- при срабатывании газовой защиты на сигнал или отключение (при появлении газа в газовом реле) провести отбор пробы газа из газового реле
с последующим ее анализом согласно требованиям [1], [22] и [23].

- при срабатывании газовой защиты на сигнал или отключение провести отбор пробы масла из бака трансформатора на физико-химический анализ
по показателям пунктов 1, 2, 4, 6 Таблицы П.9.4 и дополнительно пункта 10 Таблицы П.9.4 для трансформаторов с пленочной защитой);

- при срабатывании газовой защиты на сигнал или отключение провести отбор пробы масла из бака трансформатора на анализ растворенных газов
в соответствии с рекомендациями подраздела П.7.2 настоящего стандарта;

- при срабатывании газовой защиты на отключение выполнить мероприятия по оценке технического состояния трансформатора в следующем порядке:

1) провести измерения в соответствии с пунктом П.7.12 с целью выявления наличия виткового замыкания;

2) провести испытания по пунктам П.7.4.1, П.7.5, П.7.8, П.7.23 настоящего Стандарта;

- при срабатывании струйного реле устройства РПН на сигнал провести отбор пробы масла из бака РПН на физико-химический анализ по показателям Таблицы 1 пункта 8.14 и пунктов 2, 4 Таблицы П.9.4.

Необходимость расширения объема измеряемых параметров при отключении трансформаторов по газовой защите до принятия решения о его вводе в работу определяется техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

П.7.29 Контроль уровня вибрации шунтирующих реакторов

Производится для масляных шунтирующих реакторов напряжением 500 и 750 кВ один раз в 6 лет в соответствии с требованиями [24], [25].

Норма виброперемещения:

- на стенке бака – не более 30 мкм;

- на элементах системы охлаждения, расширителя – не более 50 мкм.

Предельно-допустимое значение виброперемещения:

- стенки бака – 60 мкм;

- системы охлаждения – 85 мкм.

Приложение 8

Объем и периодичность испытаний вводов и проходных изоляторов

Испытания вводов 35-750 кВ с RIP, RBP, RIN (RIS) изоляцией производятся по методике изготовителя. Нормируемые параметры и сроки испытаний в соответствии с паспортами и инструкциями изготовителя.

П.8.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции

Производится измерение сопротивления основной изоляции ввода (C_1), изоляции измерительного конденсатора (потенциального вывода, при наличии) (C_2) мегаомметром на 2500 В. Измерение сопротивления последних слоев изоляции (C_3) выполняются мегаомметром на напряжение 2500 В при отсутствии иных указаний со стороны производителя.

Значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию должны быть не менее 1000 МОм, в процессе эксплуатации – не менее 500 МОм.

Периодичность измерений для вводов:

- 110-220 кВ - 1 раз в 4 года;
- 330-750 кВ - 1 раз в 2 года.

Для вводов с твердой изоляцией измерения сопротивления изоляции производится по рекомендациям инструкции изготовителя.

Измерение сопротивления изоляции вводов трансформаторов следует проводить с учетом требований п. П.7.7.1.

П.8.2 П, К, М. Измерение tgδ и емкости изоляции

Производится измерение tgδ и емкости:

- основной изоляции вводов при напряжении 10 кВ;

- изоляции измерительного конденсатора ПИН (C_2) или (и) последних слоев изоляции (C_3) при напряжении 5 кВ (3 кВ для вводов, изготовленных
по ГОСТ 10693-81), если изготовителем не запрещается измерение C_3.

- измерение C_3 для вводов с RIP изоляцией производится исключительно в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации.

Предельные значения tgδ приведены в таблице П.8.1.

Предельное увеличение емкости основной изоляции составляет 5% измеренного при вводе в эксплуатацию. Для вводов с RBP изоляцией предельное значение увеличения ёмкости основной изоляции определяется указаниями производителя.

В процессе эксплуатации устанавливается следующая периодичность проведения измерений для вводов:

- 35 кВ – при проведении ремонтных работ на выключателях, где они установлены;

- 110-220 кВ – через 1 год после ввода в эксплуатацию, далее 1 раз в 4 года;

- 330-750 кВ - 1 раз в 2 года.

Таблица П.8.1. Предельные значения tgδ вводов

Тип и зона изоляции ввода	Предельные значения $tg\delta$, %, для вводов номинальным напряжением, кВ			
	35	110-150	220	330-750
Бумажно-масляная изоляция ввода:				
- основная изоляция (C_1) и изоляция конденсатора ПИН (C_2);	-	0,7/1,5	0,6/1,2	0,6/1,0
- последние слои изоляции (C_3).	-	1,2/3,0	1,0/2,0	0,8/1,5
Твердая изоляция ввода с масляным заполнением*:				
- основная изоляция (C_1).	1,0/1,5	1,0/1,5	-	-
Бумажно-бакелитовая изоляция ввода с мастичным заполнением:				
- основная изоляция (C_1)	3,0/9,0	-	-	-
RIP - изоляция вводов*:				

- основная изоляция (C_1)	1/1,2	0,7/1,2

Примечание:

* Согласно документации изготовителя.

1. В числителе указаны значения tgδ изоляции при вводе в эксплуатацию, в знаменателе – в процессе эксплуатации.

2. Уменьшение tgδ основной изоляции герметичного ввода по сравнению с результатами предыдущих измерений на $\Delta tg\delta \geq 0,3$ является показанием для проведения дополнительных испытаний, указанных в [11], с целью определения причин снижения tgδ. Для твердой изоляции предельное значение $tg\delta_1$ не должно быть ниже 0,25%, а в случае резкого роста $tg\delta_1$ более чем на 0,2% за год необходима консультация изготовителя [26].

3. Нормируются значения tgδ , приведенные к температуре 20°С. Приведение производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации вводов.

4. Знак «–» означает отсутствие предельного значения.

П.8.3 П, К. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения для проходных изоляторов и вводов, испытываемых отдельно или после установки на оборудование, принимается в соответствии с таблицами П.7.3 и П.7.4.

Испытание вводов, установленных на силовых трансформаторах, производится совместно с испытанием обмоток этих трансформаторов. Значение испытательного напряжения принимается в соответствии с Таблицами П.7.3 и П.7.4.

Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

П.8.4 П, К. Испытание избыточным давлением

Испытание избыточным давлением производится на негерметичных маслонаполненных вводах напряжением 110 кВ и выше избыточным давлением масла 0,1 МПа с целью проверки уплотнений.

Продолжительность испытания – 30 мин. Допускается снижение давления за время испытаний не более 5 кПа.

П.8.5 П, К, М. Испытание масла из вводов

При вводе в эксплуатацию вводов масло должно быть испытано в соответствии с требованиями Приложения 9.

Перед заливкой во вводы изоляционное масло должно отвечать требованиям таблицы П.9.2.

Доливаемое во вводы масло должно отвечать требованиям пункта П.9.3.

Определение физико-химических характеристик масла из негерметичных вводов производится по требованиям таблицы П.9.4 (подпункты 1 – 4):

- для вводов 110-220 кВ - 1 раз в 4 года;
- для вводов 330-500 кВ - 1 раз в 2 года.

Определение физико-химических характеристик масла из негерметичных вводов согласно таблице П.9.4 (подпункты 5-9) производится при получении неудовлетворительных результатов испытаний по таблице П.9.4 (подпункты 1-4). Объём необходимого расширения испытаний определяется техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Контроль масла герметичных вводов производится при получении неудовлетворительных результатов по подпунктам П.8.1 или (и) П.8.2, или (и) П.8.7, а также при повышении давления во вводе сверх допустимых значений, регламентированных документацией изготовителя на вводы. Объём испытаний определяется решением технического руководителя субъекта электроэнергетики исходя из конкретных условий. Предельные значения параметров масла – в соответствии с требованиями таблице П.9.4.

Необходимость проведения хроматографического анализа растворенных в масле газов определяется техническим руководителем субъекта электроэнергетики по совокупности результатов испытаний ввода. Оценка результатов – в соответствии с рекомендациями изготовителя, [1], [11], [13] и архивными материалами технического диагностирования состояния вводов.

П.8.6 М. Проверка манометра

У герметичных вводов проверка манометра заключается в замене на поверенный манометр. Замена осуществляется в срок не превышающий межповерочный интервал.

П.8.7 М. Контроль изоляции под рабочим напряжением

Контроль изоляции вводов под рабочим напряжением необходимо производить у всех вводов конденсаторного типа 110-750 кВ с бумажно-масляной изоляцией, установленных на автотрансформаторах с номинальным напряжением 330 кВ и выше и трансформаторах с номинальным напряжением 110 кВ и выше, установленных на электростанциях и узловых подстанциях.

Для вводов, контролируемых под напряжением, контроль по пунктам П.8.1, П.8.2 (кроме измерения сопротивления изоляции и tgδ зоны C_3) и П.8.5 в эксплуатации может производиться только при получении неудовлетворительных результатов испытаний по пункту П.8.7.

Контролируемые параметры: изменение тангенса угла диэлектрических потерь $\Delta tg\delta$ и емкости $\Delta C/C$ основной изоляции или (и)

полной проводимости ΔY/Y. Изменение значений контролируемых параметров определяется как разность результатов очередных измерений и измерений при выпуске изготовителем.

При отличии значения tgδ от данных изготовителя на 0,3% и более выполнить измерения на Uисп=10 кВ. При сохранении разницы выполнить ХАРГ. Предельное значение увеличения емкости изоляции составляет 5% значения, измеренного при вводе в работу системы контроля под напряжением. Периодичность контроля вводов под рабочим напряжением 2 раза в год. Одно из измерений может быть выполнено и при отрицательной температуре.

Таблица П.8.2. Предельные значения $|\Delta tg\delta|$,% и ΔY/Y

Класс напряжения, кВ	Предельные значения параметров, %, $|\Delta tg\delta|_и$ ΔY/Y	
	при периодическом контроле	при непрерывном контроле
110-220	2,0	3,0
330-500	1,5	2,0
750	1,0	1,5

Примечание:

Для вводов 330-750 кВ рекомендуется автоматизированный непрерывный контроль с сигнализацией о предельных значениях измеряемых параметров.

П.8.8 М. Проверка целостности изоляции

При выявлении сколов и трещин фарфора, трещин в армировочных швах по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики должен проводиться виброакустический контроль поврежденных вводов и проходных изоляторов.

П.8.9 М. Тепловизионное обследование

Тепловизионный контроль вводов производится в соответствии с указаниями [20]. Контроль проводится при наличии технической возможности.

П.8.10 М. Контроль частичных разрядов

Измерение уровня частичных разрядов на вводах и проходных изоляторах на напряжение 110 кВ и выше производится по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

П.8.11 Комплексное диагностическое обследование

Комплексное диагностическое обследование вводов генераторных выключателей, всех выключателей и силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше проводится при КДО указанного силового

оборудования
и аппаратов.

Комплексное диагностическое обследование вводов проводится в объеме испытаний и измерений настоящего Приложения.

Приложение 9

Объем и периодичность испытаний трансформаторного масла

П.9.1 Контроль качества трансформаторных масел при приеме и хранении

Поступающая на предприятие партия трансформаторного масла должна сопровождаться паспортом качества в соответствии с требованиями раздела 3

ТР ТС 030/2012 и подвергнута лабораторным испытаниям в соответствии
с требованиями настоящего стандарта и

ПТЭ.

Нормативные значения показателей качества для свежего масла в зависимости от его марки, которые производятся, приводятся в таблице П.9.1. Таблица составлена на основании требований действующих

ГОСТ Р 54331-2011 и [27]-[29] к качеству свежих трансформаторных масел на момент разработки настоящего стандарта.

При поставке новых марок трансформаторных масел, не указанных в таблице П.9.1, качество масла должно отвечать требования

ГОСТ Р 54331-2011.

При поставке трансформаторных масел зарубежного изготовления качество масла должно отвечать требованиям [30] и

ГОСТ Р 54331-2011.

Порядок отбора проб и организации испытаний при приеме трансформаторного масла от поставщиков определяется требованиями действующих нормативных документов по эксплуатации масел изготовителей электрооборудования и/или эксплуатирующих организаций.

П.9.1.1 Контроль трансформаторного масла после транспортирования

Из транспортной емкости отбирается проба масла в соответствии с требованиями

ГОСТ 2517-2012 или

ГОСТ 31873-2012.

Проба трансформаторного масла подвергается лабораторным испытаниям по показателям качества 2, 3, 4, 8, 9, 10, 14, 15 из таблицы П.9.1.

Показатели качества 2, 3, 4, 9, 15 определяются до слива масла из транспортной емкости, а 8, 10 и 14 можно определять после слива

масла.

Показатели 12 и 13 таблицы П.9.1 определяются при арбитражном контроле или по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

П.9.1.2 Контроль трансформаторного масла, слитого в резервуары

Трансформаторное масло, слитое в резервуары маслохозяйства, подвергается лабораторным испытаниям по показателям качества 2, 3, 9, 15
из таблицы П.9.1 сразу после его приема из транспортной емкости.

П.9.1.3 Контроль трансформаторного масла, находящегося на хранении

Находящееся на хранении масло испытывается по показателям качества 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 14, 15 из таблицы П.9.1 с периодичностью не реже 1 раза
в 4 года.

П.9.1.4 Расширение объема контроля

Показатели качества масла из таблицы П.9.1, не указанные в подпунктах П.9.1.1-П.9.1.3, а также показатели качества по

ГОСТ Р 54331-2011 определяются в случае необходимости, по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

П.9.1.5 Применение требований

В случае возникновения разногласий при определении качества трансформаторного масла при приеме от поставщиков по причинам изменения технических требований к качеству изготовителя масла и несоответствия требованиям таблицы П.9.1 необходимо руководствоваться требованиями
к качеству масла

ГОСТ Р 54331-2011.

П.9.2 Контроль качества трансформаторных масел при их заливке в электрооборудование

П.9.2.1 Требования к свежему трансформаторному маслу

Свежие трансформаторные масла, подготовленные к заливу (доливу) в новое электрооборудование, должны удовлетворять требованиям

таблицы П.9.2.

П.9.2.2 Требования к регенерированным и очищенным маслам

Регенерированные и (или) очищенные эксплуатационные масла, а также их смеси со свежими маслами, подготовленные к заливу (доливу) в электрооборудование после ремонта, должны удовлетворять требованиям таблицы П.9.3.

П.9.2.3 Требования к контролю качества масла при подготовке к заливу

Порядок отбора проб и организации испытаний при подготовке трансформаторного масла к заливу (доливу) в электрооборудование определяется требованиями действующих нормативных документов по эксплуатации масел изготовителей электрооборудования и/или эксплуатирующих организаций.

П.9.3 Контроль качества трансформаторных масел при их эксплуатации в электрооборудовании

П.9.3.1 Объем и периодичность испытаний

Объем и периодичность проведения испытаний масла указаны в разделах на конкретные виды электрооборудования, нормативные значения показателей качества приводятся в таблице П.9.4.

На основании полученных результатов лабораторных испытаний масла определяют области его эксплуатации:

- область «нормального состояния масла» (интервал от предельно допустимых значений после заливки масла в электрооборудование, приведенных в таблице П.9.2 или П.9.3, столбец 4, и до значений, ограничивающих область нормального состояния масла в эксплуатации, приведенных в таблице П.9.4, столбец 3), когда состояние качества масла гарантирует надежную работу электрооборудования и при этом достаточно минимально необходимого контроля показателей качества 1 - 4 из таблицы П.9.4, по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики дополнительно в сокращенный анализ может быть включен показатель 5 таблицы П.9.4;

- область «риска» (интервал от значений, ограничивающих область нормального состояния масла, приведенных в таблице П.9.4, столбец 3, до предельно допустимых значений показателей качества масла в эксплуатации, приведенных в таблице П.9.4, столбец 4), когда

ухудшение даже одного показателя качества масла приводит к снижению надежности работы электрооборудования и требуется более учащенный и расширенный контроль для прогнозирования срока его службы и (или) принятия специальных мер по восстановлению эксплуатационных свойств масла

с целью предотвращения его замены и вывода электрооборудования в ремонт.

Таблица П.9.1. Показатели качества товарных трансформаторных масел

Номер пункта	Показатель	Марка масла					Требования	Номер
		ГК [41]	ВГ [43]	Т-1500 У [42]	Nytro 11GX	Nytro 10X N	ГОСТ Р 54331-2011	стандарта на метод испытаний
1	Вязкость кинематическая, мм^2/с, не более:							
	- при плюс 50°С	9	9	-	9	9	9	ГОСТ 33-2000
	- при плюс 40°С	-	-	11	11	12	12	ГОСТ Р 53708-2009.
	- при минус 30°С	1200	1200	1300	1800	800	1200	
2	Кислотное число, мг KOH на 1 г масла, не более	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	ГОСТ 5985-79, ГОСТ Р МЭК 62021-1-2013.
3	Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	135	135	135	135	140	135	ГОСТ 6356-75, ГОСТ Р ЕН ИСО

								2719-2008.
4	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	-	-	-	-	-	-	ГОСТ 6307-75.
5	Содержание механических примесей	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.	ГОСТ 6370-83.
6	Температура застывания, °С, не выше	-45	-45	-45	-45	-45	-45	ГОСТ 20287-91.
7	Испытание коррозионного воздействия на пластинки из меди марки М1К или М2 по ГОСТ 859	Выдер-живает	Выдер-живает	Выдер-живает	Выдер-живает	Выдер-живает	Выдер-живает	ГОСТ 2917-76.
8	Тангенс угла диэлектрических потерь, %, не более при 90°С	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0.5	ГОСТ 6581-75.
9	Плотность при 20°С*, кг/м^3, не более	895	895	885	895	895	895	ГОСТ 3900-85, ГОСТ Р 51069-97, ГОСТ Р ИСО 3675-2007.
10	Стабильность против окисления:							
	- масса летучих кислот, мг КОН на 1 г масла, не более	0,04	0,04	0,07	0,04	0,04	0,04	ГОСТ 981-75, ГОСТ Р 54331-2011.
	- содержание	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	

	осадка, % массы, не более							
	- кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более	0,10	0,10	0,15	0,10	0,10	0,10	
11	Стабильность против окисления, индукционный период, ч, не менее	150	150	150	-	-	-	ГОСТ Р МЭК 61125-2013.
12	Содержание серы, %, не более	-	-	0,45	-	-	-	ГОСТ Р 54331-2011**
13	Наличие коррозионной серы	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.	ГОСТ 2917-76, ГОСТ Р 55494-2013, ГОСТ Р 54331-2011
14	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метилфенол или ионол), %, не менее	0,25-0,40	0,2	0,2	0,25	0,25	0,25-0,40	ГОСТ Р МЭК 60666-2013, [31], [32].
15	Внешний вид	Чистое, прозрачное, свободное от видимых частиц загрязнения и осадков, желтого или светло коричневого цвета						ГОСТ Р 54331-2011.

Примечание:

При внесении изменений изготовителем масла в документы, определяющие технические требования к качеству масла, необходимо внести изменения в данную таблицу; при возникновении разночтений приоритетным являются требования изготовителя масла. «Отс.» – обозначает отсутствие, « – » – обозначает, что значение показателя не нормируется изготовителем масла, требования

ГОСТ Р 54331-2011 приведены только для обычных трансформаторных масел.

* При измерении плотности при 15°С нормируемое значение устанавливается требованиями стандарта, технических условий или спецификации соответствия изготовителя масла.

** Допускается определение данного показателя по

ГОСТ 19121-73,

ГОСТ Р ЕН ИСО 14596-2008,

ГОСТ Р 51947-2002 или

ГОСТ Р 53203-2022.

Таблица П.9.2. Требования к качеству свежих масел, подготовленных к заливке в новое электрооборудование

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
1	Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее	Электрооборудование:			Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 60156-2013.
		- до 15 кВ включительно	30	25	Если коэффициент вариации, рассчитанный по ГОСТ 6581-75, превышает 20 %, то результат испытаний - неудовлетворительный.
		- свыше 15 кВ до 35 кВ включительно	35	30	
		- свыше 35 кВ до 150 кВ включительно	60	55	
		- свыше 150 кВ до 500 кВ включительно	65	60	
		- 750 кВ	70	65	

2	Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг KOH/г масла, не более*	Электрооборудование:			Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 62021-1-2013.
		- до 35 кВ включительно	0,02	0,02	
		- свыше 35 кВ	0,01	0,01	
3	Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не менее	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	135	135	При применении специального масла для выключателей значение данного показателя определяется стандартом на марку масла. Допускается определение по ГОСТ Р ЕН ИСО 2719-2008.
4	Влагосодержание по ГОСТ Р МЭК 60814-2013, % массы (мг/кг, г/т), не более*	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	0,001 (10)	0,001 (10)	Допускается определение по ГОСТ 7822-75 или хроматографическим методом по [33] или [34].
		Силовые трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	0,0015 (15)	0,0015 (15)	
5	Содержание механических примесей по ГОСТ 6370-83, %, (класс промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более)	Электрооборудование до 35 кВ включительно	Отсутствие (10)	Отсутствие (11)	Допускается определение данного показателя по ГОСТ ИСО 4407-2006 с последующим перерасчетом по Прил. Г
	Класс промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более	Электрооборудование свыше 35 кВ до 750 кВ включительно	8	9	ГОСТ 17216-2001. Класс промышленной чистоты по Таблице 1 ГОСТ 17216-2001 определяется по значению класса фракции с наибольшим

					значением.
6	Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С по ГОСТ 6581-75, %, не более**	Силовые трансформаторы 35 кВ и выше, маслонаполненные вводы 35 кВ и выше	0,5	0,7	Проба масла дополнительной обработке не подвергается. Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 60247-2013.
7	Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307-75, pH водной вытяжки, не менее***	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	6,0	6,0	Возможно качественное определение с индикатором.
8	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метилфенол или ионол) по ГОСТ Р МЭК 60666-2013, % массы, не менее	Силовые трансформаторы 35 кВ и выше, маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	0,20	Снижение не более чем на 10% от исходного значения до залива	Допускается определение по [31], [32].
9	Температура застывания, ГОСТ 20287-91, °С, не более	Электрооборудование, заливаемое специальным маслом (арктическим)	-60	-60	
10	Газосодержание по [35], % объёма, не более	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	0,5	1,0	Допускается определение по [34], норма до залива не является браковочной, определение обязательно.
11	Стабильность против окисления по ГОСТ 981-75: кислотное число окисленного масла, мг KOH/г масла, не более; содержание осадка, % массы, не более	Силовые трансформаторы, маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	В соответствии с требованиями стандарта на конкретную марку масла, допущенного к применению в данном оборудовании		Для свежего масла допускается определение по ГОСТ Р МЭК 61125-2013.

Примечание:

* Влагосодержание в силовых и измерительных трансформаторов без специальных защит масла, негерметичных маслонаполненных вводах по решению технического руководителя может устанавливаться не более 0,002 (20) для масел марок Т-750, Т-1500, ТКп и ТСп (ТСО), а для масляных выключателей влагосодержание – отсутствие по

ГОСТ 1547-84 (качественно).

** Допускается применять для заливки силовых трансформаторов до 35 кВ включительно трансформаторное масло ТКп по ТУ-38.101.980-81[1)] и ТКп по ТУ 38.401.5849-92[1)], а также их смеси с другими свежими маслами, если значение $tg\delta$ при 90°С не будет превышать 2,2% до заливки и 2,6% после заливки и кислотного числа не более 0,02 мг КОН/г, при полном соответствии остальных показателей качества требованиям таблицы П.9.2.

*** Для масла с деактивирующей присадкой (например Т-1500У) pH может быть более 8,0 и основанием для браковки не является.

Таблица П.9.3. Требования к качеству регенерированных и очищенных масел, подготовленных к заливке в электрооборудование после его ремонта*

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
1	Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее	Электрооборудование:			Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 60156-2013. Если коэффициент вариации, рассчитанный по ГОСТ 6581-75, превышает 20%, то результат испытаний - неудовлетворительный.
		- до 15 кВ включительно	30	25	
		- свыше 15 кВ до 35 кВ включительно	35	30	
		- свыше 35 кВ до 150 кВ включительно	60	55	
		- свыше 150 кВ до 500 кВ включительно	65	60	
		- 750 кВ	70	65	

2	Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг KOH/г масла, не более	Силовые трансформаторы до 35 кВ включительно	0,05	0,05	Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 62021-1-2013.
		Силовые трансформаторы до 35 кВ включительно, заливаемых маслами марок ГК, ВГ, Nytro 11GX и 10XN	0,03	0,03	
		Силовые трансформаторы свыше 35 кВ до 500 кВ включительно	0,02	0,02	
		Силовые трансформаторы свыше 500 кВ до 750 кВ включительно	0,01	0,01	
3	Температура вспышки в закрытом тигле, по ГОСТ 6356-75, °С, не менее	Силовые трансформаторы до 35 кВ включительно	130	130	При применении специального масла для выключателей значение данного показателя определяется стандартом на марку масла. Допускается определение по ГОСТ Р ЕН ИСО 2719-2008.
		Силовые трансформаторы свыше 35 кВ до 750 кВ включительно	135	135	
4	Влагосодержание по ГОСТ Р МЭК 60814-2013, % массы (мг/кг, г/т), не более**	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой	0,001 (10)	0,001 (10)	Допускается определение по ГОСТ 7822-75 или хроматографическим методом по [33] и [34].
		Силовые трансформаторы без специальных защит масла	0,0015 (15)	0,0015 (15)	

5	Содержание механических примесей: по ГОСТ 6370-83, % (класс чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более);	Электрооборудование до 35 кВ включительно	Отсутствие (10)	Отсутствие (11)	Допускается определение данного показателя по ГОСТ ИСО 4407-2006 с последующим перерасчетом по Прил. Г
	Класс промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более	Электрооборудование свыше 35 кВ до 750 кВ включительно	8	9	ГОСТ 17216-2001. Класс промышленной чистоты по Таблице 1 ГОСТ 17216-2001 определяется по значению класса фракции с наибольшим значением (по "худшей" фракции).
6	Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С по ГОСТ 6581-75, %, не более	Силовые трансформаторы 35 кВ и выше	0,5	0,7	Проба масла дополнительной обработке не подвергается. Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 60247-2013.
7	Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307-75, pH водной вытяжки, не менее	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	6,0	6,0	Возможно качественное определение с индикатором.
8	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-	Силовые и измерительные трансформаторы от 35 кВ до 750 кВ	0,20	Снижение не более чем на 10% от исходного	Допускается определение по

	метилфенол или ионол), по ГОСТ Р МЭК 60666-2013, % массы, не менее	включительно		значения до залива	[31], [32]. Для очищенных эксплуатационных масел значение данного показателя не является браковочным, определение обязательно.
9	Температура застывания по ГОСТ 20287-91, °С, не выше	Электрооборудование, заливаемое специальным маслом (арктическим)	-60	-60	
10	Газосодержание по [35], % объёма, не более	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичное электрооборудование	0,5	1,0	Допускается определение данного показателя по [34], значение данного показателя до залива не является браковочным, определение обязательно.
11***	Стабильность против окисления по ГОСТ 981-75:	Силовые и измерительные трансформаторы 110 кВ и выше			Условия процесса: 130°С, 30 ч, 50 мл/мин O_2. Данный показатель определяется только для регенерированных масел.
	- кислотное число окисленного масла, мг КОН/г масла, не более		0,2	-	
	- массовая доля осадка, %, не более		Отсутствие	-	
12***	Содержание серы по ГОСТ 19121-73, %, не более	Электрооборудование:			Определение рекомендуется только для смесей масел и регенирирова
		- до 35 кВ включительно	0,60	0,60	
		- свыше 35 кВ до 500	0,35	0,35	

		кВ включительно			нных масел. Возможно определение по ГОСТ Р ЕН ИСО 14596-2008, ГОСТ Р 51947-2002 и ГОСТ Р 53203-2008.
		- свыше 500 кВ до 750 кВ включительно	0,30	0,30	
13***	Наличие коррозионной серы по ГОСТ 2917-76	Электрооборудование 110 кВ и выше	Отсутствие	-	Возможно определение по ГОСТ Р 55494-2013, ГОСТ Р 54331-2011.

Примечание:

* Применение регенерированных и очищенных эксплуатационных масел для заливки высоковольтных вводов после ремонта не допускается, данное электрооборудование заливается после ремонта свежими маслами, отвечающими требованиям Таблицы П.9.2.

** Влагосодержание в силовых и измерительных трансформаторах без специальных защит масла, негерметичных маслонаполненных вводах по решению технического руководителя может устанавливаться не более 0,002(20) для масел марок Т-750, Т-1500, ТКп и ТСп (ТСО), а для масляных выключателей влагосодержание – отсутствие по

ГОСТ 1547-84 (качественно).

*** Рекомендуемые показатели качества для дополнительного контроля.

Таблица П.9.4. Требования к качеству эксплуатационных масел

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
			ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое	

1	Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее	Электрооборудование:			Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 60156-2013. Если коэффициент вариации, рассчитанный по ГОСТ 6581-75, превышает 20%, то результат испытаний - неудовлетворительный.
		- до 15 кВ включительно	-	20	
		- свыше 15 кВ до 35 кВ включительно	-	25	
		- свыше 35 кВ до 150 кВ включительно	40	35	
		- свыше 150 кВ до 500 кВ включительно	50	45	
		- 750 кВ	60	55	
2	Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг KOH/г масла, не более	Силовые трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	0,05 (0,07)	0,15	Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 62021-1-2013. Значение кислотного числа, ограничивающее область нормального состояния - 0,07 мг KOH/г, может устанавливаться по решению технического руководителя для масел марок Т-750, Т-1500, Т-1500У, ТКп и ТСп (ТСО).
3	Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не ниже*	Силовые трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	Снижение более чем на 5°С в сравнении с предыдущим анализом	125	
4	Влагосодержание: по ГОСТ Р МЭК 60814-2013, % массы (мг/кг, г/т), не более	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	0,0015 (15)	0,0020 (20)	Допускается определение по ГОСТ 7822-75 или хроматографическим методом по [33] и
		Силовые трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные	0,0020 (20)	0,0025 (25)	

		вводы			[34].
5	Содержание механических примесей				Допускается определение по
	ГОСТ 6370-83, % (класс промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более);	Электрооборудование до 35 кВ включительно	Отсутствие (12)	Отсутствие (12)	ГОСТ ИСО 4407-2006 с последующим перерасчетом по Прил. Г ГОСТ 17216-2001. Класс промышленной чистоты по таблице 1
	Класс промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более	Электрооборудование свыше 35 кВ до 750 кВ включительно	10	11	ГОСТ 17216-2001 определяется по значению класса фракции с наибольшим значением (по "худшей" фракции).
6	Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТ 6581-75, %, не более, при температуре 90°С	Силовые трансформаторы, высоковольтные вводы:			Проба масла дополнительной обработке не подвергается. Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 60247-2013.
		- 110-150 кВ включительно	12	15	
		- 220-500 кВ включительно	8	10	
		- 750 кВ	3	5	
		Силовые трансформаторы, высоковольтные вводы 110 кВ и выше, залитые маслами марок ГК, ВГ, Nytro 11GX и 10XN	3	5	
7	Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307-75 , pH водной вытяжки, не менее	Силовые трансформаторы, герметичные высоковольтные вводы, до 750 кВ включительно	5,5	-	Допускается качественное определение с индикатором.
		Негерметичные высоковольтные вводы до 500 кВ включительно	5,2	-	

8	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метилфенол или ионол) ГОСТ Р МЭК 60666-2013, % массы, не менее**	Силовые и измерительные трансформаторы 35 кВ и выше, маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	0,1	-	Допускается определение по [31], [32].
9	Общее содержание шлама, % массы, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные высоковольтные вводы, 110 кВ и выше	-	0,005	Определение проводят по [33], [36] и [37] при достижении любого из показателей по пунктам 2, 6, 7 Таблицы П.9.4 значения, ограничивающего область нормального состояния.
10	Газосодержание по [35], % объёма, не более	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичное электрооборудование	2	4	Допускается определение по [34].

Примечание:

* Испытание масла по пункту 3 настоящей таблицы может не производиться, если с рекомендуемой периодичностью проводится хроматографический анализ растворенных в масле газов.

** Для электрооборудования, залитого маслами марок ГК, ВГ, Nytro 11GX и 10XN, со сроком службы более 20 лет и/или при достижении значения, ограничивающего область нормального состояния, любого из показателей по пунктам 2, 6, 7 таблицы П.9.4 рекомендуемая периодичность определения содержания антиокислительной присадки не менее 1 раза в 2 года.

П.9.3.2 Расширенные испытания трансформаторного масла

Решение о расширении объема испытаний показателей качества масел и (или) учащении периодичности контроля принимается техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

П.9.3.3 Требования к трансформаторным маслам, доливаемым в электрооборудование

Трансформаторные масла, доливаемые в электрооборудование в процессе его эксплуатации, должны удовлетворять требованиям таблицы П.9.4, столбец 3 (значение, ограничивающее нормальное состояние масла).

Долив в высоковольтные вводы эксплуатационного трансформаторного масла из бака трансформатора допускается, если это предусмотрено руководством по эксплуатации изготовителя высоковольтного ввода, после выполнения испытаний на соответствие требованиям таблицы П.9.4 (пункты 1 – 6). Долив в высоковольтные вводы в иных случаях выполняют свежим маслом, соответствующим требованиям таблицы П.9.2.

П.9.3.4 Требования к контролю качества масла при обработке во время эксплуатации.

Порядок отбора проб и организации испытаний трансформаторного масла при очистке или регенерации во время эксплуатации в электрооборудовании определяется требованиями действующих нормативных документов по эксплуатации масел изготовителей электрооборудования и/или эксплуатирующих организаций.

П.9.4 Контроль качества отработанных трансформаторных масел

П.9.4.1 Требования по замене трансформаторного масла

Трансформаторные масла, не отвечающие требованиям таблицы П.9.4 (предельно-допустимые значения), качество которых не может быть восстановлено во время ремонта электрооборудования, подлежат замене.

Замена масла осуществляется в соответствии с требованиями действующих нормативных документов по эксплуатации масел изготовителей электрооборудования и/или эксплуатирующих организаций.

П.9.4.2 Требования к отработанным маслам

Отработанные трансформаторные масла, подлежащие сдаче для переработки в специализированные организации, должны удовлетворять требованиям ТР ТС 030/2012 и ГОСТ 21046-2021.

П.9.5 Область применения трансформаторных масел

Трансформаторные масла, полностью отвечающие требованиям [30] и ГОСТ Р 54331-2011 по показателям качества, указанным в таблице П.9.1, рекомендуется применять без ограничения области применения.

Трансформаторные масла, не отвечающие полностью требованиям ГОСТ Р 54331-2011 по показателям качества, указанным в таблице П.9.1, рекомендуется применять в электрооборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Специальные трансформаторные масла с улучшенными низкотемпературными свойствами, которые предназначены для применения в масляных выключателях (арктические масла), а также масла, содержащие деактивирующие присадки (марка Т-1500У), необходимо применять без смешения с другими маслами.

Трансформаторное масло определенной марки рекомендуется применять без смешения с маслами других марок. В случае необходимости смешения трансформаторных масел разных марок необходимо иметь официальное подтверждение о совместимости этих марок масел от изготовителя электрооборудования или экспертной организации [40].

Для оценки совместимости трансформаторных масел различных марок необходимо выполнить испытания пробных смесей масел в аккредитованной лаборатории по специальной программе, разработанной в соответствии с требованиями действующих нормативных документов по эксплуатации масел и утвержденной техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Область применения регенерированных и очищенных трансформаторных масел в зависимости от их качества определяется в соответствии с требованиями таблицы П.9.3. Электрооборудование, залитое трансформаторным маслом, содержащим деактивирующие присадки (масло марки Т-1500У), допускается доливать маслами марок ГК, ВГ, Nytro 11GX и 10XN. Область применения и порядок смешения трансформаторных масел приведены в [38].

Приложение 10

Объем и периодичность испытаний встроенных трансформаторов тока

П.10.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции

В процессе эксплуатации измерения производятся на трансформаторах тока 35 кВ и выше при ремонтах трансформаторов, на которых они установлены.

Измерение сопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока производится мегаомметром на напряжение 1000 В.

Измеренное сопротивление изоляции без вторичных цепей должно быть не менее 10 МОм.

Допускается измерение сопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока вместе со вторичными цепями. Измеренное сопротивление изоляции должно быть не менее 1 МОм.

П.10.2 П, К, М. Испытание повышенным напряжением изоляции вторичных обмоток

Значения испытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток вместе с присоединенными к ним цепями принимается равным 1 кВ.

Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

П.10.3 П, К. Снятие характеристик намагничивания

Характеристика снимается повышением напряжения на всех вторичных обмотках, расположенных на отдельных сердечниках. Характеристика снимается до начала насыщения, но не выше 1800 В. При наличии у обмоток ответвлений характеристика снимается на рабочем ответвлении. Мощность испытательного источника должна обеспечить синусоидальность подаваемого на обмотку напряжения вплоть до начала насыщения сердечника.

В эксплуатации допускается снятие только трех контрольных точек.

Снятая характеристика сопоставляется с типовой характеристикой намагничивания или с характеристиками намагничивания исправных трансформаторов тока, однотипных с проверяемыми.

Отличия от значений, измеренных изготовителем или от измеренных на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должны превышать 10%.

П.10.4 П. Измерение коэффициента трансформации

Отклонение измеренного коэффициента от указанного в паспорте или от измеренного на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должно превышать 2%.

П.10.5 П, К. Измерение сопротивления вторичных обмоток постоянному току

Отклонение измеренного сопротивления обмотки постоянному току от паспортного значения или от измеренного на других фазах не должно превышать 2%. При сравнении измеренного значения с паспортными данными измеренное значение сопротивления должно приводиться к температуре,
при которой проводились измерения изготовителем. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводится при одной и той же температуре.

Библиография

[1] РД 153-34.0-46.302-00 Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле (Утвержден Департаментом научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России» 12.12.2000[3]).

[2] ГОСТ 23216-78 «Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита, упаковка».

[3] РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.

[4] РД 34.03.306-93 Методические указания по составлению оперативных планов и карточек пожаротушения на энергопредприятиях.

[5] Методические указания по определению оптической мутности трансформаторного масла герметичных вводов 110 кВ и выше, силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов (утверждены членом Правления, техническим директором ОАО РАО «ЕЭС России» 21.06.2007).

[6] Методические указания по оценке состояния бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов по степени полимеризации (утверждены членом Правления, техническим директором ОАО РАО «ЕЭС России» 13.12.2007).

[7] СТО 56947007-29.180.01.207-2015 Методика измерения частичных разрядов в маслобарьерной изоляции силового трансформаторного оборудования (утвержден приказом ПАО «ФСК-Россети» от 18.12.2015 № 507).

[8] СТО 56947007-29.180.010.070-2011 Методические указания по определению поверхностного натяжения трансформаторных масел на границе с водой методом отрыва кольца (утвержден приказом ПАО «ФСК-Россети» от 02.03.2011 № 126).

[9] РД 16 363-87 Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию.

[3] Указанный документ утратил силу в связи с истечением срока действия и согласно приказу РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003 № 422, подлежит применению Обществом в добровольном порядке в части, не противоречащей действующему законодательству и отвечающей интересам Общества.

[10] ВСН 342-75 Ведомственные строительные нормы. Инструкция по монтажу силовых трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно (утв. Минмонтажспецстроем СССР 03.03.1975).

[11] РД 34.46.501 (СО 153-34.46.501) Инструкция по эксплуатации трансформаторов.

[12] СО 34.46.605-2005 (РДИ 34-38-058-91) Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы классов напряжения 110-1150 кВ мощностью 80 МВ А и более. Капитальный ремонт.

[13] СТО 56947007-29.180.010.094-2011 Методические указания по определению содержания газов, растворенных в трансформаторном масле (утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.06.2011 № 321).

[14] РД 34.46.303-98 (СО 34.46.303-98) Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных
в масле силовых трансформаторов.

[15] Методические указания по определению влагосодержания твердой изоляции обмоток силовых трансформаторов (шунтирующих реакторов) по результатам измерения диэлектрических характеристик (утверждены ОАО РАО «ЕЭС России» 21.06.2007).

[16] СТО 70238424.17.220.20.007-2009 Системы и устройства диагностики состояния оборудования подстанций и ЛЭП. Условия создания. Нормы и требования (утвержден и введен в действие приказом НП «ИНВЭЛ» от 22.06.2009 № 35).

[17] СТО 56947007-29.180.091-2011 Типовые технические требования к трансформаторам, автотрансформаторам (распределительным, силовым) классов напряжения 110-750 кВ (утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 11.05.2011 № 275).

[18] Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. М.: ЭНАС, 2002.

[19] СТО 56947007-29.180.01.116-2012 Инструкция по эксплуатации трансформаторов (утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.03.2012 № 113).

[20] РД 153-34.0-20.363-99 (СО 34.0-20.363-99) Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ.

[21] РД 34.43.105-89 Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел.

[22] РД 153-34.0-35.518-2001 (СО 34.35.518-2001). Инструкция по эксплуатации газовой защиты.

[23] РД 34.46.502 (СО 34.35.518-2001). Инструкция по определению характера внутренних повреждений трансформаторов по анализу газа из газового реле.

[24] СТО 56947007-29.180.078-2011 Типовые технические требования к шунтирующим реакторам 500 кВ (утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 04.05.2011 № 266).

[25] ТУ16-90 (ИАЯК.672000.047ТУ). Реакторы масляные шунтирующие 500 и 750 кВ. Технические требования.

[26] Методические указания по эксплуатации высоковольтных вводов с RIP-изоляцией производства ООО «Масса» - завод «Изолятор» на объектах ОАО «ФСК ЕЭС»* (утверждены распоряжением ОАО «ФСК ЕЭС» от 14.12.2011 № 898 Р).

[27] ТУ 38.101-1025-85 Масло трансформаторное гидрокрекинга ГК. Технические условия (с изм.1-5).

[28] ТУ 38.401-58107-97 Масло трансформаторное Т-1500У. Технические условия.

[29] ТУ 38.401-58177-99 Масло трансформаторное ВГ. Технические условия (с изм.1-5).

[30] МЭК 60296 (2012)* Жидкости электротехнического назначения. Неотработанные минеральные изоляционные масла для трансформаторов и распределительных устройств. Введ. 2012-02-20, ТС-10, ФГУП «Стандартинформ».

[31] СТО 56947007-29.180.010.008-2008 Методические указания по определению содержания ионола в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии (утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 25.06.2007 № 176).

[32] СО 34.43.208-95 (РД 34.43.208-95) Методика количественного химического анализа. Определение содержания присадок в энергетических маслах методом высокоэффективной жидкостной хроматографии.

[33] СТО 70238424.27.100.053-2013. Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Организация эксплуатации
и технического обслуживания. Нормы и требования (утвержден приказом НП «ИНВЭЛ» от 12.02.2013 № 5).

[34] СО 34.43.107-95 (РД 34.43.107-95) Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле.

[35] СТО 56947007-29.180.010.007-2008 Методические указания по определению содержания кислорода и азота в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии (утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 25.06.2007 № 176).

[36] СТО РусГидро 02.01.112-2015 Гидроэлектростанции. Энергетические масла и маслохозяйства. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. Введ. 2015-03-17. – М: ОАО «РусГидро».

[37] МЭК 60422(2013) Масла минеральные изоляционные для электрооборудования. Руководство контролю и сохранению. Введ. 2013-01-10, ТС-10, ФГУП «Стандартинформ».

[38] СТ-ИА-30.2-2.1-27-02-2016. Область применения и порядок смешения трансформаторных масел. АО «Тюменьэнерго».

[39] ГОСТ Р 59239-2020 (МЭК 60076-18:2012) Трансформаторы силовые и реакторы. Метод измерения частотных характеристик.

УДК 621.3 ОКС 29.180 _____
Код продукции