ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«РОССИЙСКИЕ СЕТИ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ПАО «РОССЕТИ»

СТО 34.01-23.1-001-2017

ОБЪЕМ И НОРМЫ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Стандарт организации

Дата введения: 29.05.2017

ПАО «Россети»

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2012.

Сведения о стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН

ОАО «Фирма ОРГРЭС» , при участии ПАО «Россети и ДЗО, а также ООО НТЦ «ЭДС», АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

2. ВНЕСЕН

Департаментом технологического развития и инноваций и Департаментом оперативно-технологического управления ПАО «Россети»

3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

Распоряжением ПАО «Россети» от 29.05.2017 № 280р

4.ВЗАМЕН

СО 34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-97) «Объем и нормы испытаний электрооборудования»

Замечания и предложения по НТД следует направлять в ПАО «Россети» согласно контактам, указанным на официальном информационном ресурсе или по электронной почтой по адресу: gost.e-ecolog.ru

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён в качестве официального издания без разрешения ПАО «Россети». Данное ограничение не предусматривает запрета на присоединение сторонних организаций к настоящему стандарту и его использование в своей производственно-хозяйственной деятельности. В случае присоединения к стандарту сторонней организации необходимо уведомить ПАО «Россети»

Содержание

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ 5
3 ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ 8
4 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 13
5 ОБЩИЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ИСПЫТАНИЯМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 20
6 СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ И КОМПЕНСАТОРЫ 22
7 МАШИНЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА (КРОМЕ ВОЗБУДИТЕЛЕЙ) 50
8 ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА 53
9 СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ И РЕАКТОРЫ 59
10 ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА 76
11 ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ 84
12 МАСЛЯНЫЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ 90
13 ВОЗДУШНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ 94
14 ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАГРУЗКИ (ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ ГЕНЕРАТОРНЫХ) 97
15 ЭЛЕГАЗОВЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ 99
16 ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ 102
17 РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, ОТДЕЛИТЕЛИ И КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ 104
18 КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ВНУТРЕННЕЙ И НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ОТСЕКИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ (ТП)[1] 106
19 КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА В МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ОБОЛОЧКЕ С ЭЛЕГАЗОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ (КРУЭ) 108
20 КОМПЛЕКТНЫЕ ЭКРАНИРОВАННЫЕ ТОКОПРОВОДЫ 6 КВ И ВЫШЕ 111
21 ТОКОПРОВОДЫ ЭЛЕГАЗОВЫЕ (ТЭ) НА НАПРЯЖЕНИЕ 110-750 КВ 114
22 ТОКОПРОВОДЫ С ЛИТОЙ (ТВЁРДОЙ) ИЗОЛЯЦИЕЙ НА НАПРЯЖЕНИЕ 6-35 КВ 116
23 СБОРНЫЕ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ШИНЫ, ЖЕСТКАЯ ОШИНОВКА 117
24 ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИЕ СУХИЕ РЕАКТОРЫ 118
25 ЭЛЕКТРОФИЛЬТРЫ 119
26 КОНДЕНСАТОРЫ 121
27 ВЕНТИЛЬНЫЕ РАЗРЯДНИКИ И ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ[1] 123
28 ТРУБЧАТЫЕ, ДЛИННО-ИСКРОВЫЕ И МОЛНИЕЗАЩИТНЫЕ[1] РАЗРЯДНИКИ 127
29 ВВОДЫ[1] И ПРОХОДНЫЕ ИЗОЛЯТОРЫ 129
30 ПРЕДОХРАНИТЕЛИ, ПРЕДОХРАНИТЕЛИ-РАЗЪЕДИНИТЕЛИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В 133
31 ТРАНСФОРМАТОРНОЕ МАСЛО 134
32 АППАРАТЫ, ВТОРИЧНЫЕ ЦЕПИ И ЭЛЕКТРОПРОВОДКА НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 1000 В 154
33 АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ 156
34 ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА 160
34.10 КОМПЛЕКСНОЕ ДИАГНОСТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ 165
35 СИЛОВЫЕ КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ 167
36 ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 174
37 КОНТАКТНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ ПРОВОДОВ, ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ, СБОРНЫХ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ШИН 182

38 ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ И СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ 184
39 ТИРИСТОРНЫЕ ПУСКОВЫЕ УСТАНОВКИ (ТПУ) 197
40 ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ АГРЕГАТОВ ИЗМЕНЕНИЯ СКОРОСТИ МЕХАНИЗМОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД 203
41 СТАТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ И ВЫДАЧИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ 207
42 СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА 214
43 АГРЕГАТЫ И ИСТОЧНИКИ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ 215

ПРИЛОЖЕНИЕ А (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) НОРМЫ ИСПЫТАНИЙ ГЕНЕРАТОРОВ И СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ, ПРОВОДИМЫЕ ПРИ РЕМОНТАХ ОБМОТОК СТАТОРА 217
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) ИСПЫТАНИЯ, ПРОВОДИМЫЕ ПРИ РЕМОНТЕ ОБМОТКИ РОТОРА ТУРБОГЕНЕРАТОРА 237
ПРИЛОЖЕНИЕ В (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) ИСПЫТАНИЯ, ПРОВОДИМЫЕ ПРИ РЕМОНТАХ ОБМОТКИ РОТОРА ЯВНОПОЛЮСНЫХ МАШИН 248
ПРИЛОЖЕНИЕ Г250 (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) НОРМЫ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ПРИ РЕМОНТАХ ОБМОТОК 250
ПРИЛОЖЕНИЕ Д (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ КОНТРОЛЬ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 254
БИБЛИОГРАФИЯ 259

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СТАНДАРТА

1.1 В Стандарте приведены периодичность, объём и нормы испытаний генераторов, электродвигателей, трансформаторов, выключателей и другого электрооборудования электрических станций и сетей.

1.2 Стандарт разработан на основе РД 34.45-51.300-97 «Объём и нормы испытаний электрооборудования», содержит требования, уточненные с учетом 19 летнего опыта энергосистем, наладочных организаций, ремонтных заводов и научно-исследовательских институтов с момента выхода последней редакции РД, а также некоторые новые виды эксплуатируемого электрооборудования.

1.3 Стандарт предназначен для инженерно-технического персонала, занимающегося наладкой, эксплуатацией, техническим диагностированием, техническим обслуживанием и ремонтом электрооборудования электрических станций и сетей.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

ГОСТ 1.5-2001 Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению.

ГОСТ 10169-77 Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний.

ГОСТ 10693-81 Вводы конденсаторные герметичные на номинальные напряжения 110 кВ и выше. Общие технические условия.

ГОСТ 11362-96 Нефтепродукты и смазочные материалы. Число нейтрализации. Метод потенциометрического титрования.

ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

ГОСТ 13003-88 Масла изоляционные. Метод определения газостойкости в электрическом поле.

ГОСТ 13840-68 Канаты стальные арматурные 1х7. Технические условия.

ГОСТ 1516.1-76 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

ГОСТ 1547-84 Масла и смазки. Методы определения наличия воды.

ГОСТ 15581-80 Конденсаторы связи и отбора мощности для линий электропередач. Технические условия.

ГОСТ 17216-2001 Чистота промышленная. Классы чистоты жидкостей.

ГОСТ 18322-78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения.

ГОСТ 18995.2-73 Продукты химические жидкие. Метод определения показателя преломления.

ГОСТ 19121-73 Нефтепродукты. Метод определения содержания серы сжиганием в лампе.

ГОСТ 19919-74 Контроль автоматизированный технического состояния изделий авиационной техники. Термины и определения.

ГОСТ 20287-91 Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания.

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения.

ГОСТ 21046-2015 Нефтепродукты отработанные. Общие технические условия.

ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.

ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике. Термины и определения.

ГОСТ 28640-90 Масла минеральные электроизоляционные. Метод определения ароматических углеводородов.

ГОСТ 2917-76 Масла и присадки. Метод определения коррозионного воздействия на металлы.

ГОСТ 31320-2006 Вибрация. Методы и критерии балансировки гибких роторов.

ГОСТ 31873-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы ручного отбора проб.

ГОСТ 33-2000 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости.

ГОСТ 3484.1-88 Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний.

ГОСТ 3484.3-88 Трансформаторы силовые. Методы измерений диэлектрических параметров изоляции.

ГОСТ 3722-2014 Подшипники качения. Шарики стальные. Технические условия.

ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.

ГОСТ 4333-2014 Нефтепродукты. Методы определения температур вспышки и воспламенения в открытом тигле.

ГОСТ 5985-79 Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа.

ГОСТ 6307-75 Нефтепродукты. Метод определения наличия водорастворимых кислот и щелочей.

ГОСТ 6356-75 Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле.

ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.

ГОСТ 6581-75 Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний.

ГОСТ 667-73 Кислота серная аккумуляторная. Технические условия.

ГОСТ 6709-72 Вода дистиллированная. Технические условия.

ГОСТ 7822-75 Масла нефтяные. Метод определения растворенной воды.

ГОСТ 8.217-2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки.

ГОСТ 859-2014 Медь. Марки.

ГОСТ 8865-93 Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификация.

ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 981-75 Масла нефтяные. Метод определения стабильности против окисления.

ГОСТ ИСО 10816-1-97 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть I. Общие требования.

ГОСТ ИСО 4407-2006 Чистота промышленная. Определение загрязненности жидкости методом счета частиц с помощью оптического микроскопа.

ГОСТ ИСО 6619-2013 Нефтепродукты и смазки. Число нейтрализации. Метод потенциометрического титрования

ГОСТ Р 1.4-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения.

ГОСТ Р 1.5-2012 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.

ГОСТ IEC 60947-1-2014 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 1. Общие правила.

ГОСТ Р 51069-97 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром.

ГОСТ Р 51947-2002 Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом

энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии.

ГОСТ Р 53203-2008 Нефтепродукты. Определение серы методом рентгенофлуоресцентной спектрометрии с дисперсией по длине волны.

ГОСТ Р 53708-2009 Нефтепродукты. Жидкости прозрачные и непрозрачные. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости.

ГОСТ Р 54331-2011 Жидкости для применения в электротехнике. Неиспользованные нефтяные изоляционные масла для трансформаторов и выключателей. Технические условия.

ГОСТ Р 54426-2011 (МЭК 60480:2004) Руководство по проверке и обработке элегаза (SF_6), взятого из электрооборудования, и технические требования к его повторному использованию.

ГОСТ Р 54827-2011 Трансформаторы сухие. Общие технические условия.

ГОСТ Р 54828-2011 Комплектные распределительные устройства в металлической оболочке с элегазовой изоляцией (КРУЭ) на номинальные напряжения 110 кВ и выше. Общие технические условия.

ГОСТ Р 55015-2012 Трансформаторы силовые Испытания баков на герметичность.

ГОСТ Р 55025-2012 Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение от 6 до 35 кВ включительно. Общие технические условия.

ГОСТ Р 55195-2012 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

ГОСТ Р 55413-2013 Масла нефтяные изоляционные. Определение межфазного натяжения масло-вода методом кольца.

ГОСТ Р 55494-2013 Масла изоляционные. Обнаружение коррозионной серы. Испытание на серебряной полоске.

ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений.

ГОСТ EN 12766-1-2014 Нефтепродукты и отработанные масла. Определение полихлорированных бифенилов (PCB) и родственных соединений. Часть 1. Разделение и определение выделенных родственных PCB методом газовой хроматографии (GC) с использованием электронозахватного детектора (ECD).

ГОСТ EN 12766-2-2014 Нефтепродукты и отработанные масла. Определение полихлорированных бифенилов (PCB) и родственных соединений. Часть 2. Определение содержания PCB.

ГОСТ EN 12766-3-2014 Нефтепродукты и отработанные масла. Определение полихлорированных бифенилов (PCB) и родственных соединений. Часть 3. Определение и вычисление содержания полихлорированных терфенилов (PCT) и полихлорированных бензилтолуолов (PCBT) методом газовой хроматографии (GC) с использованием электронозахватного детектора (ECD).

ГОСТ Р ЕН ИСО 14596-2008 Нефтепродукты. Определение содержания серы методом рентгенофлуоресцентной спектрометрии с дисперсией по длине волны.

ГОСТ Р ЕН ИСО 2719-2008 Нефтепродукты. Методы определения температуры вспышки в закрытом тигле Пенски-Мартенса.

ГОСТ Р ИСО 3675-2007 Нефть сырая и нефтепродукты жидкие. Лабораторный метод определения плотности с использованием ареометра.

ГОСТ Р МЭК 60156-2013 Жидкости изоляционные. Определение напряжения пробоя на промышленной частоте.

ГОСТ Р МЭК 60247-2013 Жидкости изоляционные. Определение относительной диэлектрической проницаемости, тангенса угла диэлектрических потерь (tg delta) и удельного сопротивления при постоянном токе.

ГОСТ Р МЭК 60628-2013 Жидкости изоляционные. Определение газостойкости под действием электрического напряжения и ионизации.

ГОСТ Р МЭК 60666-2013 Масла изоляционные нефтяные. Обнаружение и определение

установленных присадок.

ГОСТ Р МЭК 60814-2013 Жидкости изоляционные. Бумага и прессованный картон, пропитанные маслом. Определение содержания воды автоматическим кулонометрическим титрованием по Карлу Фишеру.

ГОСТ Р МЭК 61125-2013 Жидкости изоляционные неиспользованные на основе углеводородов. Методы определения стойкости к окислению.

ГОСТ Р МЭК 61198-2013 Масла изоляционные нефтяные. Методы определения 2-фурфурола и родственных соединений.

ГОСТ Р МЭК 61619-2013 Жидкости изоляционные. Определение загрязнения полихлорированными бифенилами (PCB) методом газовой хроматографии на капиллярной колонке.

ГОСТ Р МЭК 62021-1-2013 Жидкости изоляционные. Определение кислотности. Часть 1. Метод автоматического потенциометрического титрования.

ГОСТ Р МЭК 62067-2011 Кабели силовые с экструдированной изоляцией и арматура к ним на номинальное напряжение свыше 150 кВ (Um=170 кВ) до 500 кВ (Um=550 кВ). Методы испытаний и требования к ним.

ГОСТ Р МЭК 60840-2011 Кабели силовые с экструдированной изоляцией и арматура к ним на номинальное напряжение свыше 30 кВ (Um=36 кВ) до 150 кВ (Um=170 кВ). Методы испытаний и требования к ним.

ТР ТС 030/2012 О требованиях к смазочным материалам, маслам и специальным жидкостям

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (сводов правил и/или классификаторов) в информационной системе общего пользования - 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 выпускам ежемесячно издаваемого информационного указателя "Национальные стандарты" за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт (документ), на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта (документа) с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт (документ), на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта (документа) с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт (документ), на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт (документ) отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применяются следующие термины и определения по Федеральному закону ФЗ №35, ГОСТ 27.002, ГОСТ 18322, ГОСТ 19919, ГОСТ 20911, СТО 17330282.27.010.001, СТО 56947007-29.180.01.207, а также термины с соответствующими определениями:

автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования (АСМД): Система непрерывного обеспечивающая сбор, хранение, обработку информации и техническое диагностирование в режиме непрерывного контроля параметров объекта с применением автоматизированных систем реального времени и участием человека.

автоматизированная система технического диагностирования (контроля технического состояния): Система диагностирования (контроля), обеспечивающая проведение диагностирования с применением средств автоматизации и участием человека.

автоматическая система технического диагностирования (контроля технического состояния): Система диагностирования (контроля), обеспечивающая проведение диагностирования (контроля) без участия человека.

аппарат электрический: Электротехническое устройство, предназначенное для включения или отключения электрических цепей, контроля электрических и неэлектрических параметров этих цепей, а также для их защиты и управления.

высоковольтные испытания: Экспериментальное определение качественных и (или) количественных характеристик свойств объекта испытаний, проводимые с заданными точностью и достоверностью для определения технического состояния электрооборудования при подаче либо возникновении на оборудовании следствием обратной трансформации напряжения 1000 В и выше.

значение показателя качества масла, ограничивающее область нормального состояния: Значение, которое гарантирует надежную работу масла в электрооборудовании, при этом достаточно минимально необходимого контроля показателей качества.

Минимально необходимый контроль – объем контроля, установленный как минимально необходимый в соответствующих разделах настоящего Стандарта по контролю маслонаполненного оборудования определенного вида (типа).

измерение: Совокупность операций по применению технического средства, хранящего единицу величины, обеспечивающих нахождение соотношения измеряемой величины с ее единицей в явном или неявном виде и получение значения этой величины.

исправное состояние: Состояние электрооборудования, при котором оно соответствует всем требованиям конструкторской и нормативно-технической документации.

испытание: Техническая операция, заключающаяся в определении одной или нескольких характеристик данной продукции в соответствии с установленной процедурой.

испытательное выпрямленное напряжение: Амплитудное значение выпрямленного напряжения, прикладываемого к электрооборудованию в течение заданного времени при определенных условиях испытания.

испытательное напряжение промышленной частоты: Действующее значение напряжения переменного тока 50 Гц, которое должна выдерживать в течение заданного времени внутренняя и/или внешняя изоляция электрооборудования при определенных условиях.

кабели с пластмассовой изоляцией: Кабели с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката или сшитого полиэтилена, с наружной оболочкой или защитным шлангом из поливинилхлоридного пластиката и кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена с защитным шлангом из полиэтилена.

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.

контроль неразрушающий: Контроль свойств и параметров объекта (изделия), при котором не нарушается пригодность объекта (изделия) к использованию по назначению и не возникают предпосылки повреждения продукции.

контроль периодический: Контроль, при котором поступление информации о контролируемых параметрах происходит через установленные интервалы времени.

контроль технического состояния (контроль): Проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени.

Примечание: Видами технического состояния являются, например, исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т.п. в зависимости от значений параметров в данный момент времени.

мониторинг: Непрерывный контроль параметров объекта с применением автоматизированных средств (систем), обеспечивающих сбор, хранение и обработку информации в реальном времени.

надежность: Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Примечание - Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

напряжение линейное: Напряжение между фазными проводами электрической сети.

напряжение номинальное: Напряжение, на которое спроектирована сеть или оборудование и к которому относят их рабочие характеристики.

напряжение фазное: Напряжение между фазным проводом и нейтралью.

наработка: Продолжительность или объем работы объекта.

неисправное состояние: Состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации

неработоспособное состояние: Состояние объекта, при котором значение хотя бы одного показателя, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативной технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Примечание - Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых объект способен частично выполнять требуемые функции.

объекты электроэнергетики: Имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии.

показатель предельного состояния: Количественная характеристика одного или нескольких свойств, составляющих (определяющих) предельное состояние объекта;

предельно допустимое значение параметра (предельное значение): Наибольшее или наименьшее значение параметра, которое может иметь работоспособное электрооборудование.

предельное состояние: Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

работоспособность объекта: Состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

работоспособное состояние: Состояние объекта, при котором значения всех показателей, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствует требованиям нормативной технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

резервное электрооборудование: Электрооборудование, находящееся на хранении на территории или вне территории энергообъекта, предназначенное для замены аналогичного оборудования.

ремонт по техническому состоянию: Ремонт, при котором объем и момент начала ремонта определяются техническим состоянием, при этом, контроль технического состояния выполняется в объеме, установленном документацией производителя оборудования или требованиями НТД.

ресурс: Суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или возобновления эксплуатации после ремонта до перехода в предельное состояние.

срок службы: Календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта до его перехода в предельное состояние.

тепловизионный инфракрасный (ИК) контроль: Дистанционное (бесконтактное) наблюдение, измерение и регистрация пространственного/пространственно-временного распределения радиационной температуры объектов путем формирования временной

последовательности термограмм и определения температуры поверхности объекта по известным коэффициентам излучения и параметрам съемки (в том числе температура окружающей среды, пропускание атмосферы, дистанция наблюдения).

технический руководитель субъекта электроэнергетики: Лицо в штате организации собственника (эксплуатирующей организации), уполномоченное принимать решения и отдавать распоряжения по всем техническим вопросам касательно оборудования данного объекта электроэнергетики.

техническая диагностика (диагностика): Область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов.

техническое диагностирование (диагностирование): Определение технического состояния объекта.

Примечание: Задачами технического диагностирования являются:
-контроль технического состояния; поиск места и определение причин отказа (неисправности);
-прогнозирование технического состояния.

ультрафиолетовый контроль: Метод дистанционного неразрушающего контроля высоковольтного электротехнического оборудования, посредством визуализации источников ультрафиолетового излучения от дефектов, сопровождающихся процессами электроразрядного характера, состоящий из определенного объема и последовательности мероприятий по применению средств ультравизионного контроля, для наблюдения, измерения и регистрации дефектов электроразрядного характера в изоляции высоковольтного электрооборудования при дистанционном диагностировании.

физико-химический анализ: Экспериментальное определение содержания (концентрации) одного или ряда компонентов вещества в пробе физическими, физико-химическими, химическими или другими методами, а также физические испытания образцов с целью определения физических и химических параметров нормируемых величин.

хроматографический анализ газов, растворенных в масле: Хроматографическое разделение смеси газов, выделенных из трансформаторного масла, с определением компонентов, разделенных с помощью механизмов разделения. Процесс, основанный на многократном повторении актов сорбции и десорбции вещества при перемещении его в потоке подвижной фазы вдоль неподвижного сорбента.

3.2 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применяются следующие сокращения:

АБ – аккумуляторная батарея;
АБП – агрегаты и источники бесперебойного питания;
АГП – автомат гашения поля;
АПВ – автоматическое повторное включение выключателя;
АРВ – автоматический регулятор возбуждения;
АРМ – автоматизированное рабочее место;
АРГ – анализ растворенных в масле газов;
АСМД – автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования
АСУ ТП – автоматическая система управления технологическим процессом;
БСВ – бесщеточная система возбуждения;
ВГ – вспомогательный генератор;
ВЛ – воздушная линия;
ВН – высшее напряжение;
ВО – цикл «включение-отключение» выключателя;
ВТ – выпрямительный трансформатор;
ВТВ – встречно-параллельные тиристорные вентили;
ВУ – выпрямительная установка;
ВЧ – высокочастотное возбуждение;

ГОСТ – межгосударственный стандарт;
ГТЭС – газотурбинная электрическая станция;
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
ЗУ – заземляющее устройство;
ИК – инфракрасный;
КДО - комплексное диагностическое обследование;
КЗ – короткое замыкание;
КЛ – кабельная линия;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
КРУН – комплектные распределительные устройства наружной установки;
КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
КС – контактное соединение;
КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
КУ – конденсаторная установка;
МИ – методика измерений;
НВИ – низковольтные импульсы;
НН – низшее напряжение;
НТД – нормативно-техническая документация;
ОВ – цикл «отключение-включение» выключателя;
ОВО – цикл «отключение-включение-отключение» выключателя;
ОПН – ограничитель перенапряжений;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ОТН – оптический трансформатор напряжения;
ОТТ – оптический трансформатор тока;
ОУ – обмотка управления;
ПАО – публичное акционерное общество;
ПБВ – переключение без возбуждения;
ПИН – прибор для измерения напряжения;
ПП – полупроводниковый преобразователь;
ПС – подстанция;
ПТ – последовательный трансформатор;
ПТЭ – Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;
ПУЭ – Правила устройства электроустановок;
РЗА – релейная защита и автоматика;
РК – компенсирующий реактор;
РП – распределительный пункт;
РПН – регулирование под нагрузкой;
РУ – распределительное устройство;
РФ – фильтровой реактор;
СВ – система возбуждения;
СЗ – степень загрязненности;
СН – среднее напряжение;
СОПТ – система оперативного постоянного тока;
СПЭ – сшитый полиэтилен;
СТК – статические тиристорные компенсаторы;
СТН – система независимого тиристорного возбуждения;
СТС – система тиристорного самовозбуждения;
СУКГ – ступенчато-управляемые конденсаторные группы;
СУРГ – ступенчато-управляемые реакторные группы;

СУТ – система управления тиристорами;
ТИ – типовая инструкция;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТПУ – тиристорная пусковая установка;
ТРГ – тиристорно-реакторные группы;
ТУ – технические условия;
ТЭ – токопровод элегазовый;
УПП – устройства плавного пуска;
УРМ – установка для выдачи и потребления реактивной мощности;
УШР – управляемый шунтирующий реактор;
ФКУ – фильтрокомпенсирующее устройство;
ФСД – фильтр смешанного действия;
ХАРГ – хроматографический анализ растворенных в масле газов;
ХХ – холостой ход;
ЧР – частичный разряд;
ЧРП – частотно-регулируемый привод;
ЧСК – частота собственных колебаний;
ШСВ – шкаф силовой выпрямительный;
ШСИ – шкаф силовой инверторный;
ШУ – шкаф управления;
ЭВ – элегазовый выключатель;
ЭМЧ – электромагнитная части;
FRA –частотный метод определения деформации обмоток трансформатора (реактора);
$U_{ном}$ – номинальное линейное напряжение;
U_0 – номинальное фазное напряжение.

4 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.1 Настоящим стандартом следует руководствоваться при вводе электрооборудования в работу и в процессе его эксплуатации. Наряду с настоящим стандартом следует руководствоваться действующими документами [1] – [4], а также инструкциями изготовителей электрооборудования.

4.2 Настоящим стандартом предусматриваются как традиционные испытания, положительно зарекомендовавшие себя в течение многих лет, так и испытания, широко применяемые в последние годы и подтвердившие свою эффективность, как правило, не требующие вывода оборудования из работы и позволяющие определять степень развития и опасность возможных дефектов на ранних стадиях.

4.3 В настоящем стандарте приняты следующие условные обозначения категорий контроля:

П – при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования и электрооборудования, прошедшего восстановительный или капитальный ремонт и реконструкцию на специализированном ремонтном предприятии;

К – при капитальном ремонте на субъекте электроэнергетики;

С – при среднем ремонте;

Т – при текущем ремонте электрооборудования;

М – между ремонтами;

Категория «К» включает контроль при капитальном ремонте как данного вида основного электрооборудования, так и другого оборудования данного присоединения.

Испытания при средних ремонтах турбогенераторов с выводом ротора производятся в объёме и по нормам для капитального ремонта (К), а без вывода ротора - в объёме и по нормам для текущего ремонта (Т).

Периодичность контроля электрооборудования, если она не указана в ПТЭ или в соответствующих разделах настоящего стандарта, устанавливается в соответствии с действующими внутренними документами ПАО «Россети» и его дочерних зависимых обществ или техническим руководителем субъекта электроэнергетики с учетом условий и опыта эксплуатации, технического состояния и срока службы электрооборудования и указаний изготовителя.

4.4 В настоящем стандарте приведен перечень испытаний и предельно допустимые значения контролируемых параметров. Техническое состояние электрооборудования определяется не только путем сравнения результатов конкретных испытаний с нормируемыми значениями, но и по совокупности результатов всех проведенных испытаний, осмотров и данных эксплуатации, учитывая динамику и скорость изменения показателей. Значения, полученные при испытаниях, во всех случаях должны быть сопоставлены с результатами измерений на других фазах электрооборудования и на однотипном оборудовании. Однако главным является сопоставление измеренных при испытаниях значений параметров электрооборудования с их исходными значениями и оценка имеющих место различий по указанным в настоящем стандарте допустимым изменениям. Выход значений параметров за установленные границы (предельные значения) следует рассматривать как признак наличия дефектов, которые могут привести к отказу оборудования.

4.5 В качестве исходных значений контролируемых параметров при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования принимают значения, указанные в паспорте или протоколе испытаний изготовителя. При эксплуатационных испытаниях в качестве исходных принимаются значения параметров, определенные испытаниями при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования. Качество проводимого на субъекте электроэнергетики капитального ремонта оценивается сравнением результатов испытаний после ремонта с данными, указанными ы паспорте или протоколе испытаний изготовителя. После капитального или восстановительного ремонта, а также реконструкции, проведенных на специализированном ремонтном предприятии, в качестве исходных для контроля в процессе дальнейшей эксплуатации принимаются значения, полученные по окончании ремонта (реконструкции).

4.6 Контроль электрооборудования производства иностранных фирм при наличии экспертного заключения эксплуатирующей организации о соответствии функциональных показателей этого оборудования условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиям производится в соответствии с указаниями изготовителя.

4.7 Кроме испытаний, предусмотренных настоящим стандартом, все электрооборудование должно пройти осмотр непосредственно перед проведением испытаний, проверку работы механической части и другие испытания согласно инструкциям по его эксплуатации и ремонту.

4.8 Техническим руководителям субъектов электроэнергетики рекомендуется обеспечивать внедрение предусмотренного настоящим стандартом контроля состояния электрооборудования под рабочим напряжением, позволяющего выявлять дефекты на ранних стадиях их развития, привлекая при необходимости организации, аккредитованные на право проведения соответствующих испытаний. По мере накопления опыта проведения контроля под рабочим напряжением решением технического руководителя субъекта электроэнергетики возможен переход к установлению очередных сроков ремонта электрооборудования по результатам технического диагностирования и отказ от некоторых видов испытаний, выполняемых на отключенном электрооборудовании.

4.9 Требования по объёму и периодичности испытаний резервного электрооборудования, а также его частей и деталей должны определяться инструкциями изготовителей электрооборудования. При отсутствии таких указаний в инструкциях объем испытаний определяется настоящим стандартом, а периодичность испытаний электрооборудования,

определяются техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

4.10 Испытание повышенным напряжением промышленной частоты производится для электрооборудования на напряжение до 35 кВ включительно.

При отсутствии необходимой испытательной аппаратуры переменного тока допускается испытывать электрооборудование распределительных устройств напряжением до 20 кВ, за исключением основной изоляции кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, повышенным выпрямленным напряжением, которое должно быть равно полуторакратному значению испытательного напряжения промышленной частоты.

4.11 Электрооборудование и изоляторы на номинальное напряжение, превышающее номинальное напряжение электроустановки, в которой они эксплуатируются, могут испытываться напряжением, установленным для класса изоляции данной электроустановки.

Если испытание выпрямленным напряжением или напряжением промышленной частоты производится без отсоединения ошиновки электрооборудования распределительного устройства, то значение испытательного напряжения принимается по нормам для электрооборудования с самым низким уровнем испытательного напряжения.

Испытание выпрямленным напряжением или напряжением промышленной частоты производить с отсоединением кабельных линий от трансформаторов тока при наличии технической возможности.

Испытание выпрямленным напряжением изоляторов и трансформаторов тока, соединенных с силовыми кабелями 6-10 кВ, может производиться вместе с кабелями.

4.12 После полной замены масла в маслонаполненном электрооборудовании его изоляция должна быть подвергнута повторным испытаниям в соответствии с настоящим стандартом.

4.13 В случаях выхода значений определяемых при испытаниях параметров за установленные пределы для выявления причин этого, а также при необходимости более полной оценки состояния электрооборудования в целом и (или) его отдельных узлов, рекомендуется использовать дополнительные испытания и измерения, указанные в настоящем стандарте. Допускается применение испытаний и измерений, не предусмотренных настоящим стандартом, при условии, что уровень испытательных воздействий не превысит указанного в настоящем стандарте.

4.14 Устройства релейной защиты и электроавтоматики проверяются в объёме и по нормам, приведенным в соответствующих нормативно-технических документах.

4.15 Местные инструкции по эксплуатации должны быть приведены в соответствие с настоящим стандартом.

4.16 Объём и сроки испытания электрооборудования могут изменяться техническим руководителем субъекта электроэнергетики в зависимости от производственной важности и надежности оборудования при наличии соответствующих обоснований.

4.17 Для контроля технического состояния электрооборудования под рабочим напряжением на энергообъектах рекомендуется применение автоматизированных систем мониторинга и технического диагностирования (АСМД), которые должны осуществлять оперативное диагностирование текущего технического состояния оборудования, своевременное выявление возникающих дефектов и прогнозирование их развития.

4.17.1. Основными целями работы АСМД являются:

- предупреждение возникновения аварийных процессов из-за внутренних дефектов оборудования и своевременное предотвращение неконтролируемого развития дефектов;
- определение допустимой нагрузочной способности;
- повышение электробезопасности оперативного персонала, снижение влияния человеческого фактора в процессе сбора, обработки и формирования результатов технического диагностирования;
- интегрирование результатов мониторинга и технического диагностирования в АСУ ТП и корпоративные информационные системы;

- применение результатов работы АСМД для оценки технического состояния и планирования стратегии обслуживания производственных активов.

4.17.2 АСМД имеет следующую архитектуру:

- первичные датчики;
- контроллеры сбора и обработки сигналов;
- программно-технический комплекс (ПТК) для обработки и представления информации с локальным и/или удаленным АРМ оператора, предназначенным для обработки и анализа получаемой информации.

4.17.3 Параметры программного обеспечения АСМД должны соответствовать следующим основным требованиям:

- гибкая настройка конфигурации системы с отображением размещения датчиков на реальных чертежах, фотографиях, схемах и т.д. конкретного объекта;
- возможность изменения режимов и порядка опроса датчиков;
- наглядность графической формы контроля за интенсивностью возможных процессов в изоляции обследуемого оборудования;
- автоматическое проведение замеров, с возможностью формирования сигналов предупредительной и аварийной сигнализации при превышении критического уровня измеряемых параметров;
- при сохранении полученных данных должна предусматриваться возможность статистической выборки по всему периоду наблюдения;
- обеспечение передачи данных в АСУ ТП и корпоративные информационные системы.

4.17.4 Внедрение АСМД должно проводиться на основании соответствующего технико-экономического обоснования.

4.17.5 На вновь строящихся и реконструируемых ПС при технической возможности рекомендуется применять электрооборудование в конструктивном исполнении, обеспечивающем возможность монтажа и использования АСМД для оценки технического состояния под рабочим напряжением.

4.17.6 АСМД рекомендуется оснащать функцией удаленного доступа к оперативной информации о текущем техническом состоянии оборудования.

4.17.7 В основе алгоритмов технического диагностирования АСМД должны быть реализованы опробованные методики по оценке технического состояния конкретных видов электрооборудования.

4.17.8 Алгоритмы выполняемых АСМД измерений, должны быть аттестованы в порядке, предусмотренном нормативно-технической документацией в области обеспечения единства средств измерений.

4.17.9 Средства измерений и измерительные каналы АСМД должны быть поверены и аттестованы в порядке, предусмотренном нормативно-технической документацией в области обеспечения единства средств измерений.

4.17.10.Результаты испытаний и измерений, выполняемые АСМД с калиброванными или поверенными средствами измерений и измерительными каналами, могут быть приняты в качестве результатов испытаний и измерений, предусмотренных настоящим стандартом, при условии их оформления в виде протоколов установленной нормативными документами формы.

4.17.11 При наличии (установке) на электрооборудовании АСМД и получении выходной информации о приближении/достижении предельного состояния и принятии техническим руководителем субъекта электроэнергетики решения о выводе из работы (отключении) электрооборудования рекомендуется проведение соответствующих испытаний и проверок в соответствии с настоящим стандартом для подтверждения причин вывода этого электрооборудования из работы и принятии окончательного решения о дальнейших мероприятиях.

4.17.12 АСМД должна автоматически восстанавливать свою работоспособность после несанкционированного отключения и последующего включения питания.

4.17.13 Под рабочим напряжением должен быть обеспечен непрерывный контроль состояния силовых автотрансформаторов, трансформаторов, и шунтирующих реакторов с использованием АСМД преимущественно по следующим показателям:

- электрическим параметрам (токи, напряжения, активные, реактивные мощности, cos φ) сторон ВН, СН, НН;
- влагосодержанию и содержанию растворенных в трансформаторном масле диагностических газов;
- качеству изоляции (tgδ, емкости) вводов ВН, СН (при соответствующем технико-экономическом обосновании);
- уровню частичных разрядов (при соответствующем технико-экономическом обосновании);
- температуре верхних слоев масла на входе и выходе охладителей (при соответствующем технико-экономическом обосновании);
- температуре наиболее нагретых точек обмоток;
- состоянию технологических защит и сигнализации, систем охлаждения, устройства РПН (ПБВ) для АТ.

4.17.14 На оборудовании, не оснащенном АСМД, необходимо проводить оценку состояния нормативными средствами периодического контроля, а при необходимости – комплексное диагностического обследование по утвержденным действующим программам и типовым техническим заданиям.

4.17.15 Эксплуатируемые и вновь вводимые комплектные распределительные устройства элегазовые (КРУЭ) должны оборудоваться АСМД при соответствующем технико-экономическом обосновании.

4.17.16 АСМД КРУЭ применяются для сбора, обработки, отображения и хранения текущей информации о состоянии КРУЭ в процессе эксплуатации и предназначена для непрерывного мониторинга состояния изоляции КРУЭ.

4.17.17 АСМД КРУЭ должны обеспечивать контроль следующих модулей:

- коммутационных аппаратов (выключателей и разъединителей);
- измерительных ТТ и ТН;
- ОПН;
- соединительных элементов (сборных шин, кабельных вводов, проходных вводов, элегазовых токопроводов).

4.17.18 АСМД КРУЭ должна соответствовать следующим общим требованиям:

- обеспечивать измерение интенсивности частичных разрядов в изоляции;
- обеспечивать определение места нахождения дефекта;
- обеспечивать контроль утечек элегаза;
- формировать заключение о техническом состоянии контролируемых модулей КРУЭ.

4.17.19 АСМД коммутационных аппаратов выполняют следующие функции:

- определяют остаточный коммутационный ресурс контактов;
- определяют техническое состояние привода, которое должно быть достаточным для проведения коммутации;
- контролируют техническое состояние изоляционной системы.

4.17.20 Для осуществления контроля технического состояния ВЛ, при соответствующем технико-экономическом обосновании рекомендовано применять АСМД для контроля температуры, вибрации и/или гололеда.

4.17.21 АСМД КЛ предназначены для сбора, обработки, отображения и хранения информации, характеризующей текущее состояние основной изоляции, концевых и соединительных муфт КЛ в процессе эксплуатации, определения аварийных участков

кабельных линий.

4.17.22 Основной целью оснащения КЛ АСМД является обеспечение получения достоверной информации о текущем техническом состоянии КЛ и муфт, возможности прогнозирования развития дефектов по динамике развития разрядных процессов в изоляции, выявление дефектов в изоляции на ранних стадиях их развития, проведение определения мест возникновения дефектов в линии. Любые отказы в системах мониторинга не должны приводить к потере диагностической информации.

4.17.23 Оснащение КЛ АСМД осуществляется при наличии соответствующего технико-экономическом обоснования.

4.17.24 АСМД КЛ выполняют контроль частичных разрядов в изоляции кабельных линий и муфт и/или контроль температуры жил кабелей.

4.17.25 Техническое диагностирование концевых кабельных муфт должно осуществляться с применением электрических и акустических методов неразрушающего контроля.

4.18 В настоящем стандарте приведены типовые общие требования по объёмам и нормам испытаний электрооборудования. По типам электрооборудования, не приведенным в настоящем стандарте для получения необходимых данных по объёмам и нормам отдельных испытаний и проверок следует использовать официальные материалы изготовителей конкретных типов электрооборудования.

4.19 В настоящем стандарте не приводятся методики испытаний и метрологические требования, так как они отражены в других материалах (инструкциях, методических указаниях, пособиях и т.п.).

4.20 Комплексное диагностическое обследование (КДО) технического состояния электрооборудования рекомендуется проводить:

- для электрооборудования, выработавшего нормативные сроки службы;
- для электрооборудования, находящегося в эксплуатации, в сложных для комплексной оценки технического состояния случаях, когда анализ результатов мониторинга, регламентных измерений, выполняемых в соответствии с типовыми объемами и нормами не дают определенного результата, а также в случаях поиска места и определения причин неисправности или отказа.

КДО проводится с целью определения стратегии дальнейшей эксплуатации, объема и технологии проведения работ по капитальному ремонту электрооборудования.

При проведении КДО для выявления дефектов оборудования используют как положения, изложенные в настоящем стандарте, так и специальные методы, редко используемые в эксплуатации, которые требуют применения специального оборудования, расходных материалов, специальной подготовки персонала.

Рекомендуемые объемы проведения КДО приведены в соответствующих разделах настоящего стандарта по отдельным видам электрооборудования с указанием основных и дополнительных проверок и испытаний.

Необходимость проведения КДО электрооборудования с расширением объёма испытаний определяется решением технического руководителя субъекта электроэнергетики на основе результатов анализа плановых испытаний/измерений и проводится по специальным программам с учетом требований настоящего стандарта и нормативных документов, отражающих специальные методы контроля и испытаний.

При необходимости для проведения КДО привлекаются специализированные организации, допущенные в установленном порядке к проведению технического диагностирования.

4.21 Отдельные виды испытаний и измерений в соответствии с настоящим стандартом проводятся по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики. Основанием для принятия такого решения могут быть:

- выработка оборудованием нормативного срока службы;
- отрицательные результаты по другим видам испытаний и измерений;

- невозможность выявления причины возникновения дефекта другими видами испытаний и измерений.

- увеличение количества отказов оборудования.

5 ОБЩИЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ИСПЫТАНИЯМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

5.1 Испытания электрооборудования должны производиться с соблюдением требований [3] и [5].

Требования к персоналу и меры безопасности при проведении испытаний электрооборудования с подачей повышенного напряжения от постороннего источника должны соответствовать разделу 39 [3].

Измерение изоляционных характеристик электрооборудования под рабочим напряжением разрешается осуществлять при условии использования устройств, обеспечивающих безопасность работ и защиту нормально заземляемого низкопотенциального вывода контролируемого объекта от появления на нем опасного напряжения при нарушении связи с землей.

5.2 Электрические испытания изоляции электрооборудования необходимо проводить при температуре изоляции не ниже плюс 5 °С, кроме оговоренных в настоящем стандарте случаев, когда измерения следует проводить при иной температуре. В отдельных случаях (например, при приемо-сдаточных испытаниях, при проведении аварийно-восстановительных работ) по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики измерения тангенса угла диэлектрических потерь, сопротивления изоляции и другие измерения на электрооборудовании на напряжение до 35 кВ включительно могут проводиться при более низкой температуре. Измерения электрических характеристик изоляции, произведенные при отрицательных температурах, должны быть повторены в возможно короткие сроки при температуре изоляции не ниже 5 °С.

При отборе трансформаторного масла важно учитывать состояние окружающей среды: нежелательно отбирать масло при относительной влажности атмосферного воздуха выше 70% и температуре отбираемого масла ниже 5 °С, атмосферных осадках, т.к. это может привести к искажению представительности отбираемой пробы масла и, как следствие, результатов испытаний и анализов. В случае необходимости отбора масла при условиях хуже указанных полученные результаты не могут гарантировать соответствие нормативным значениям в дальнейшей эксплуатации. Повторный, контрольный отбор необходимо выполнить при ближайших благоприятных погодных условиях.

5.3 Сравнение характеристик изоляции должно производиться при одной и той же температуре изоляции или близких ее значениях (расхождение - не более 5 °С). Если это невозможно, должен применяться температурный перерасчет в соответствии с инструкциями по эксплуатации конкретных видов электрооборудования.

При измерении сопротивления изоляции фиксация показаний мегаомметра производится через 60 с после начала измерений. Если в соответствии с настоящим стандартом требуется определение коэффициента абсорбции (R60"/R15"), фиксация показаний производится дважды: через 15 с и 60 с после начала измерений.

5.4 Испытанию повышенным напряжением должны предшествовать тщательный осмотр и оценка состояния изоляции другими методами.

Перед проведением испытаний изоляции электрооборудования (за исключением вращающихся машин, находящихся в эксплуатации) наружная поверхность изоляции должна быть очищена от пыли и грязи, кроме тех случаев, когда испытания проводятся методом, не требующим отключения электрооборудования.

5.5 Испытание изоляции обмоток вращающихся машин, трансформаторов и реакторов повышенным приложенным напряжением частоты 50 Гц должно производиться поочередно для каждой электрически независимой цепи или параллельной ветви (в последнем случае при наличии полной изоляции между ветвями). При этом вывод испытательного устройства, который будет находиться под напряжением, соединяется с выводом испытуемой обмотки, а

другой - с заземленным корпусом испытуемого электрооборудования, с которым на все время испытаний данной обмотки электрически соединяются все другие обмотки.

Обмотки, соединенные между собой наглухо и не имеющие выведенных обоих концов каждой фазы или ветви, должны испытываться относительно корпуса без их разъединения.

5.6 При испытаниях электрооборудования повышенным напряжением частоты 50 Гц, а также при измерении тока и потерь холостого хода силовых и измерительных трансформаторов рекомендуется использовать: линейное напряжение питающей сети, источники питания, обеспечивающие синусоидальную форму напряжения.

5.7 Испытательное напряжение должно подниматься плавно со скоростью, допускающей визуальный контроль по измерительным приборам, и по достижении установленного значения поддерживаться неизменным в течение всего времени испытания. После требуемой выдержки напряжение плавно снижается до нуля и отключается.

Под продолжительностью испытания подразумевается время приложения полного испытательного напряжения, установленного настоящим стандартом.

6 СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ И КОМПЕНСАТОРЫ[1]

[1] Далее для сокращения - генераторы. Номинальная мощность указывается активная - для генераторов и реактивная - для компенсаторов.

6.1 Типовой объём и нормы испытаний

Типовой объём и нормы измерений и испытаний генераторов во время или после монтажа, при капитальных и текущих ремонтах, а также в межремонтный период, приведены в пунктах 6.2-6.35.

Генераторы на напряжение 1 кВ и выше мощностью менее 1000 кВт испытываются, как минимум, только по пунктам 6.2, 6.3, 6.5, 6.6, 6.8-6.10, 6.16 и 6.17.

Генераторы на напряжение ниже 1 кВ независимо от мощности испытываются, как минимум, только по пунктам 6.2, 6.3, 6.5, 6.6, 6.8, 6.16 и 6.17.

Типовой объём и нормы измерений и испытаний для генераторов зарубежного производства выбираются согласно инструкции по эксплуатации изготовителя.

Объём и нормы пооперационных измерений и испытаний при восстановительных ремонтах обмоток генераторов сведены в приложениях А и Б.

6.2 Определение условий включения в работу генераторов без сушки

После текущего, среднего или капитального ремонтов генераторы, как правило, включаются в работу без сушки.

Генераторы, вновь вводимые в эксплуатацию или прошедшие ремонт со сменой обмоток, включаются без сушки, если сопротивление изоляции ($R_{60''}$) и коэффициент абсорбции ($R_{60''}/R_{15''}$) обмоток статоров имеют значения не ниже указанных в таблице 6.1.

После перепайки соединений у генераторов с гильзовой изоляцией подсушка является обязательной.

У вновь вводимых или прошедших ремонт со сменой обмоток генераторов с газовым (в том числе воздушным) охлаждением обмоток статоров, кроме того, должна приниматься во внимание зависимость токов утечки от приложенного напряжения по пункту 6.4. Если инструкцией изготовителя вновь вводимого генератора или инструкцией поставщика обмоток статора предусматриваются дополнительные критерии отсутствия увлажнения изоляции, то они также должны быть использованы.

Для генератора с бумажно-масляной изоляцией необходимость сушки после монтажа и ремонтов устанавливается по инструкции изготовителя.

Обмотки роторов генераторов, охлаждаемые газом (воздухом или водородом) не подвергаются сушке, если сопротивление изоляции обмотки имеет значение не ниже указанного в таблице 6.1. Включение в работу генераторов, обмотки роторов которых охлаждаются водой, производится в соответствии с инструкцией изготовителя.

6.3 Измерение сопротивления изоляции

Сопротивление изоляции измеряется мегаомметром, напряжение которого выбирается в соответствии с таблицей 6.1.

Сопротивление изоляции обмоток статора с водяным охлаждением измеряется без воды в обмотке, после продувки ее водяного тракта сжатым воздухом при соединенных с экраном мегаомметра водосборных коллекторах, изолированных от внешней системы охлаждения. Случаи, когда измерения производятся с водой в обмотке, специально оговорены в таблице.

Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции при температуре 10-30 °С приведены в таблице 6.1.

Для температур выше 30 °С допустимое значение сопротивления изоляции снижается в 2

раза на каждые 20 °С разности между температурой, при которой выполняется измерение, и 30 °С.

6.4 П, К, М. Испытание изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки

Для испытания обмоток статоров впервые вводимых в эксплуатацию генераторов зависимость испытательного выпрямленного напряжения, кВ, от номинального напряжения генераторов, кВ, приведена ниже:

До 6,6 включительно	$1,28 \cdot 2,5\ U_{ном}$
Свыше 6,6 до 20 включительно	$1,28\ (2U_{ном}+3)$*
Свыше 20 до 24 включительно	$1,28(2U_{ном}+1)$**

Примечание - * Значения испытательного выпрямленного напряжения для турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 соответственно принимаются 40 и 50 кВ.

** Для турбогенераторов ТВМ-500 ($U_{ном}$ = 36,75 кВ) - 75 кВ.

В эксплуатации изоляция обмотки статора испытывается выпрямленным напряжением у генераторов, начиная с мощности 5000 кВт.

Таблица 6.1. Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
1. Обмотка статора	П	2500/1000/ /500**	Не менее десяти МОм на киловольт номинального линейного напряжения	Для каждой фазы или ветви в отдельности относительно корпуса и других заземленных фаз или ветвей. Значение $R_{60"}/R_{15"}$ не ниже 1,3
	П	2500	По инструкции изготовителя	При протекании дистиллята через обмотку
	К, Т*	2500/1000/ /500**		$R_{60"}$ и $R_{60"}/R_{15"}$ не нормируются, но должны учитываться при решении вопроса о необходимости сушки. Как правило, не должно быть существенных расхождений в сопротивлении изоляции и коэффициентах абсорбции разных фаз или ветвей, если подобных расхождений не наблюдалось в предыдущих измерениях при близких температурах

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
2. Обмотка ротора	П, К, Т,* М	1000 (допускается 500)	Не менее 0,5 (при водяном охлаждении - с осушенной обмоткой)	Допускается ввод в эксплуатацию генераторов мощностью не выше 300 МВт с неявнополюсными роторами, при косвенном или непосредственном воздушном и водородном охлаждении обмотки, имеющей сопротивление изоляции не ниже 2 кОм при температуре 75 °С или 20 кОм при температуре 20 °С. При большей мощности ввод генератора в эксплуатацию с сопротивлением изоляции обмотки ротора ниже 0,5 МОм (при 10-30 °С) допускается только по согласованию с изготовителем
	П, К	1000	По инструкции изготовителя	При протекании дистиллята через охлаждающие каналы обмотки
3. Цепи возбуждения генератора и коллекторного возбудителя со всей присоединенной аппаратурой (без обмоток ротора и возбудителя)	П, К, Т*, М	1000 (допускается 500)	Не менее 1,0	
4. Обмотки коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П, К, Т*	1000	Не менее 0,5	
5. Бандажи якоря и коллектора коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П, К	1000	Не менее 1,0	При заземленной обмотке якоря
6. Изолированные стяжные болты стали статора (доступные для измерения)	П, К	1000	Не менее 1,0	

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
7. Подшипники и уплотнения вала	П, К	1000	Не менее 0,3 для гидрогенераторов и 1,0 для турбогенераторов и компенсаторов	Для гидрогенераторов измерение производится, если позволяет конструкция генератора и в инструкции изготовителя не указаны более жесткие нормы
8. Диффузоры, щиты вентиляторов и другие узлы статора генераторов	П, К	500-1000	В соответствии с требованиями изготовителя	
9. Термодатчики с соединительными проводами, включая соединительные провода, уложенные внутри генератора	П, К			
- с косвенным охлаждением обмоток статора		250 или 500	Не менее 1,0	Напряжение мегаомметра - по инструкции изготовителя
- с непосредственным охлаждением обмоток статора		500	Не менее 0,5	
10. Концевой вывод обмотки статора турбогенераторов серии ТГВ	П, К	2500	1000	Измерение производится до соединения вывода с обмоткой статора

Примечание - * Сопротивление изоляции обмоток статора, ротора и систем возбуждения с непосредственным водяным охлаждением измеряется при текущих ремонтах только в тех случаях, когда не требуется проведение специально для этой цели демонтажных работ. Допускается проводить измерения вместе с ошиновкой.

** Сопротивление изоляции измеряется при номинальном напряжении обмотки до 0,5 кВ включительно мегаомметром на напряжение 500 В, при номинальном напряжении обмотки свыше 0,5 кВ до 1 кВ - мегаомметром на напряжение 1000 В, а при номинальном напряжении обмотки выше 1 кВ - мегаомметром на напряжение 2500 В.

Для генераторов, находящихся в эксплуатации, испытательное выпрямленное напряжение принимается равным 1,6 испытательного напряжения промышленной частоты, но не выше напряжения, которым испытывался генератор при вводе в эксплуатацию. Для межремонтных испытаний испытательное выпрямленное напряжение выбирается по указанию технического

руководителя субъекта электроэнергетики. Рекомендуется, чтобы снижение испытательного напряжения, если оно предусмотрено, было не более чем на $0,5U_{ном}$ по сравнению со значением, принятым при последнем капитальном ремонте. При оценке результатов токи утечки не нормируются, но по характеру зависимости их от испытательного напряжения, асимметрии токов по фазам или ветвям и характеру изменения токов утечки в течение одноминутной выдержки судят о степени увлажнения изоляции и наличии дефектов.

Токи утечки для построения кривых зависимости их от напряжения должны измеряться не менее чем при пяти равных ступенях напряжения. На каждой ступени напряжение выдерживается в течение 1 мин, при этом отсчет токов утечки производится через 15 и 60 с. Ступени должны быть близкими к $0,5U_{ном}$. Резкое возрастание тока утечки, непропорциональное росту приложенного напряжения, особенно на последних ступенях напряжения (перегиб в кривой зависимости токов утечки от напряжения) является признаком местного дефекта изоляции, если оно происходит при испытании одной фазы обмотки, или признаком увлажнения, если оно происходит при испытании каждой фазы.

Характеристикой зависимости тока утечки от напряжения является коэффициент нелинейности

$$K_U = \frac{I_{нб} U_{нм}}{I_{нм} U_{нб}},$$

где $U_{нб}$ - наибольшее, т.е. полное испытательное напряжение (напряжение последней ступени); $U_{нм}$ - наименьшее напряжение (напряжение первой ступени); $I_{нб}$, $I_{нм}$ - токи утечки ($I_{60''}$) при напряжениях $U_{нб}$ и $U_{нм}$.

Если на первой ступени напряжения ток утечки имеет значение менее 10 мкА, то за $U_{нм}$ и $I_{нм}$ допускается принимать напряжение и ток первой из последующих ступеней, на которой ток утечки составляет не менее 10 мкА. Для вновь вводимых генераторов коэффициент нелинейности должен быть не более трех.

Коэффициент нелинейности не учитывается тогда, когда токи утечки на всех ступенях напряжения не превосходят 50 мкА. Рост тока утечки во время одноминутной выдержки изоляции под напряжением на одной из ступеней является признаком дефекта (включая увлажнение изоляции) и в том случае, когда токи не превышают 50 мкА. Во избежание местных перегревов изоляции токами утечки выдержка напряжения на очередной ступени допускается лишь в том случае, если токи утечки не превышают значений, указанных в таблице 6.2. ниже:

Таблица 6.2. Допустимые токи утечки

Кратность испытательного напряжения по отношению к $U_{ном}$	0,5	1,0	1,5 и выше
Ток утечки, мкА	250	500	1000

Примечание - У генераторов с водяным охлаждением изоляция обмотки статора испытывается повышенным выпрямленным напряжением, если это позволяет конструкция. Разрешается испытания выпрямленным напряжением статорных обмоток, охлаждаемых водой после полной осушки обмотки, методом вакуумирования.

Испытание изоляции полным испытательным напряжением в течение 60 с с определением тока утечки последней ступени считается одновременно и испытанием электрической прочности изоляции выпрямленным напряжением.

6.5 Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Значение испытательного напряжения принимается по таблице 6.3. Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин. Изоляцию обмотки статора

машин, впервые вводимых в эксплуатацию, рекомендуется испытывать до ввода ротора в статор. При капитальных ремонтах и межремонтных испытаниях генераторов изоляция обмотки статора испытывается после останова генератора и снятия торцевых щитов до очистки изоляции от загрязнения. Изоляция генераторов ТГВ-300 до заводского N 02330 включительно (если не заменялась обмотка) испытывается после очистки ее от загрязнения.

В процессе испытания необходимо вести наблюдение за состоянием лобовых частей обмоток у турбогенераторов и синхронных компенсаторов при снятых торцевых щитах, у гидрогенераторов - при открытых люках.

Изоляция обмотки ротора турбогенераторов, впервые вводимых в эксплуатацию, испытывается при номинальной частоте вращения ротора.

У генераторов с водяным охлаждением изоляция обмотки статора испытывается при циркуляции в системе охлаждения дистиллята с удельным сопротивлением не менее 100 кОм·см и номинальном расходе, если в инструкции изготовителя генератора не указано иначе.

При первом включении генератора и послеремонтных (с частичной или полной сменой обмотки) испытаниях генераторов с номинальным напряжением 10 кВ и выше после испытания изоляции обмотки повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин испытательное напряжение снижается до номинального значения и выдерживается в течение 5 мин для наблюдения за характером коронирования лобовых частей обмотки статора. При этом не должны наблюдаться сосредоточенное в отдельных точках свечение желтого и красноватого цвета, дым, тление бандажей и тому подобные явления. Голубое и белое свечение допускаются.

Перед включением генератора в работу по окончании монтажа или ремонта (у турбогенераторов - после ввода ротора в статор и установки торцевых щитов) необходимо провести контрольное испытание номинальным напряжением промышленной частоты или выпрямленным напряжением, равным $1,5U_{ном}$. Продолжительность испытания 1 мин.

Таблица 6.3. Испытательные напряжения промышленной частоты

Испытуемый элемент	Вид испытания	Характеристика или тип генератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
1. Обмотка статора генератора	П	Мощность до 1 МВт, номинальное напряжение выше 0,1 кВ	0,8 ($2U_{ном}$+1), но не менее 1,2	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 3,3 кВ включительно	0,8 ($2U_{ном}$ +1)	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 3,3 до 6,6 кВ включительно	$0,8 \cdot 2,5U_{ном}$	

Испытуемый элемент	Вид испытания	Характеристика или тип генератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 6,6 до 20 кВ включительно	0,8 ($2U_{ном}$+3)	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 20 кВ	0,8 ($2U_{ном}$+1)	
2. Обмотка статора гидрогенератора, шихтовка или стыковка частей статора которого производится на месте монтажа, по окончании полной сборки обмотки и изолировки соединений	П	Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 3,3 кВ включительно	$2U_{ном}$+1	Если сборка статора производится на месте монтажа, но не на фундаменте, то до установки статора на фундамент его испытания производятся по пункту 2, а после установки - по пункту 1 таблицы
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 3,3 до 6,6 кВ включительно	$2,5U_{ном}$	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 20 кВ включительно	$2U_{ном}$+3	

Испытуемый элемент	Вид испытания	Характеристика или тип генератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
3. Обмотка статора генератора	К	Генераторы всех мощностей	$(1,5\div1,7)U_{ном}$, но не выше испытательного напряжения при вводе генератора в эксплуатацию и не ниже 1 кВ	Испытательное напряжение принимается $1,5U_{ном}$ для турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением обмотки статора. Для генераторов других мощностей испытательное напряжение принимается $1,5U_{ном}$ при ежегодных испытаниях или по специальному решению технического руководителя субъекта электроэнергетики для генераторов, проработавших более 10 лет. Испытательное напряжение принимается $1,7U_{ном}$ как обязательное при испытаниях, проводимых реже 1 раза в год, кроме турбогенераторов мощностью 150 МВт и более с непосредственным охлаждением обмотки статора
	М	Генераторы всех мощностей	По решению технического руководителя субъекта электроэнергетики	Рекомендуется, чтобы снижение испытательного напряжения, если оно предусмотрено этим решением, было не более $0,2U_{ном}$ по сравнению со значением, используемым при последнем капитальном ремонте
4. Обмотка явнополюсного ротора	П	Генераторы всех мощностей	$8U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1,2 и не выше 2,8 кВ	
	К	Генераторы всех мощностей	$6U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1 кВ	

Испытуемый элемент	Вид испытания	Характеристика или тип генератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
5. Обмотка неявнополюсного ротора	П	Генераторы всех мощностей	1,0	Испытательное напряжение принимается равным 1 кВ тогда, когда это не противоречит требованиям технических условий изготовителя. Если техническими условиями предусмотрены более жесткие нормы испытания, испытательное напряжение должно быть повышено
6. Обмотка коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П	Генераторы всех мощностей	$8U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1,2 и не выше 2,8	Относительно корпуса и бандажей
	К	Генераторы всех мощностей	1,0	То же
7. Цепи возбуждения	П, К	Генераторы всех мощностей	1,0	
8. Реостат возбуждения	П, К	Генераторы всех мощностей	1,0	
9. Резистор цепи гашения поля и АГП	П, К	Генераторы всех мощностей	2,0	
10. Концевой вывод обмотки статора	П, К	ТГВ-200, ТГВ-200М*	31,0*, 34,5**	Испытания проводятся до установки концевых выводов на турбогенератор
		ТГВ-300, ТГВ-500	39,0*, 43,0**	

Примечание - * Для концевых выводов, испытанных изготовителем вместе с изоляцией обмотки статора.
** Для резервных концевых выводов перед установкой на турбогенератор.

Не допускается совмещение испытаний повышенным напряжением изоляции обмотки статора и других расположенных в нем элементов с проверкой газоплотности корпуса генератора избыточным давлением воздуха.

Испытания изоляции генераторов перед включением их в работу (по окончании монтажа или ремонта после ввода ротора в статор и установки торцевых щитов, но до установки уплотнений вала и до заполнения водородом) проводятся в воздушной среде при открытых люках статора и наличии наблюдателя у этих люков (с соблюдением всех мер безопасности). При обнаружении наблюдателем запаха горелой изоляции, дыма, отблесков огня, звуков электрических разрядов и других признаков повреждения или загораний изоляции испытательное напряжение должно быть снято, люки быстро закрыты и в статор подан инертный газ (углекислота, азот).

Контрольные испытания допускается проводить после установки торцевых щитов и уплотнений при заполнении статора инертным газом или при номинальном давлении водорода. В этом случае перед испытанием изоляции повышенным напряжением при заполненном водородом корпусе генератора необходимо произвести анализ газа, чтобы убедиться в отсутствии взрывоопасной концентрации.

При испытании повышенным напряжением полностью собранной машины должно быть

обеспечено тщательное наблюдение за изменениями тока и напряжения в цепи испытуемой обмотки и организовано прослушивание корпуса машины с соблюдением всех мер безопасности (например, с помощью изолирующего стетоскопа). В случае обнаружения при испытаниях отклонений от нормального режима (толчки стрелок измерительных приборов, повышенные значения токов утечки по сравнению с ранее наблюдавшимися, щелчки в корпусе машины и т.п.) испытания должны быть прекращены и повторены при снятых щитах.

Аналогичным образом должны проводиться профилактические испытания между ремонтами, если они проводятся без снятия торцевых щитов.

При испытаниях повышенным напряжением изоляции обмоток генераторов следует соблюдать меры противопожарной безопасности.

6.6 Измерение сопротивления постоянному току

Измерение производится в холодном состоянии генератора. При сравнении значений сопротивлений с данными изготовителя или данными измерений после замены они должны быть приведены к одинаковой температуре.

Нормы допустимых отклонений сопротивления приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4. Нормы отклонений значений сопротивления постоянному току

Испытуемый элемент	Вид испытания	Норма	Примечание
1. Обмотка статора	П, К	Значения сопротивлений обмотки не должны отличаться друг от друга более чем на 2 %, ветвей - на 5 %. Результаты измерений сопротивлений одних и тех же ветвей и фаз не должны отличаться от исходных данных более чем на 2 %	Измеряется сопротивление каждой фазы или ветви в отдельности. Сопротивления параллельных ветвей измеряются при доступности раздельных выводов. Для отдельных видов машин (генераторов переменного тока, систем возбуждения, малых генераторов и др.) разница в сопротивлениях отдельных фаз и ветвей может быть превышена в соответствии с данными изготовителя
2. Обмотка ротора	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 2 %	У роторов с явными полюсами, кроме того, измеряются сопротивления каждого полюса в отдельности или попарно и переходного контакта между катушками
3. Обмотки возбуждения коллекторного возбудителя	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 2 %	
4. Обмотка якоря возбудителя (между коллекторными пластинами)	П, К	Значения измеренного сопротивления не должны отличаться друг от друга более чем на 10 % за исключением случаев, когда это обусловлено схемой соединения	

Испытуемый элемент	Вид испы-тания	Норма	Примечание
5. Резистор цепи гашения поля, реостаты возбуждения	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 10 %	

6.7 П, К. Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току

Измерение производится в целях выявления витковых замыканий в обмотках ротора. У неявнополюсных роторов измеряется сопротивление всей обмотки, а у явнополюсных - каждого полюса обмотки в отдельности или двух полюсов вместе. Измерение следует производить при подводимом напряжении 3 В на виток, но не более 200 В. Сопротивление обмоток неявнополюсных роторов определяют на трех-четырех ступенях частоты вращения (кроме турбогенераторов с бесщеточными системами возбуждения, на которых данные измерения невозможны), включая номинальную, и в неподвижном состоянии, поддерживая приложенное напряжение или ток неизменным. Сопротивление по полюсам или парам полюсов, измеряется только при неподвижном роторе. Для сравнения результатов с данными предыдущих измерений, измерения должны производиться при аналогичном состоянии генератора (вставленный или вынутый ротор, разомкнутая или замкнутая накоротко обмотка статора) и одних и тех же значениях питающего напряжения или тока. Отклонения полученных результатов от данных предыдущих измерений или от среднего значения измеренных сопротивлений полюсов более чем на 3-5 %, а также скачкообразные снижения сопротивления при изменении частоты вращения, могут указывать на возникновение междувитковых замыканий. Окончательный вывод о наличии и числе замкнутых витков следует делать на основании результатов снятия характеристики КЗ и сравнения ее с данными предыдущих измерений. Можно использовать также другие методы (измерение пульсаций индукции в воздушном зазоре между ротором и статором, оценка распределения переменного напряжения по виткам соответствующего полюса, применение специальных импульсных приборов).

6.8 П, К. Измерение воздушного зазора

Воздушные зазоры между статором и ротором генератора в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем на ±5 % среднего значения, равного их полусумме, у турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением проводников; ±10 % - у остальных турбогенераторов и синхронных компенсаторов; ±20 % - у гидрогенераторов, если инструкциями изготовителя не предусмотрены более жесткие нормы.

Воздушные зазоры между полюсами и якорем возбудителя в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем на ±5 % среднего значения у возбудителей турбогенераторов мощностью 300 МВт; ±10 % - у возбудителей остальных генераторов, если инструкциями не предусмотрены другие нормы.

Воздушный зазор у вновь вводимых явнополюсных машин (генераторов и возбудителей) измеряется под всеми полюсами.

Определение форм ротора и статора гидрогенераторов проводится при вводе в эксплуатацию и при каждом капитальном ремонте, а также в случае возникновения при подаче возбуждения повышенных низкочастотной вибрации сердечника, статора и крестовины,

биения вала и температуры сегментов направляющих подшипников. Форма ротора и статора определяется посредством измерения зазоров под одним и тем же полюсом, поворачивая ротор каждый раз на полюсное деление с одновременным определением формы ротора - измерением зазора в одной и той же точке статора при поворотах. Результаты измерений сравниваются с данными предыдущих испытаний. При их отклонении более чем на 20 % принимаются меры по указаниям изготовителя машины.

Таблица 6.5. Оценка формы ротора и рекомендуемые решения

Факторы, определяющие состояние генератора			Оценка	Рекомендуемые решения
Степень искажения формы ротора (статической или динамической), Δ_p %	Размахи низкочастотных (оборотной и кратных ей) гармоник радиальной вибрации сердечника статора или их суммы на холостом ходу с возбуждением или при работе в сети, мкм	Результаты осмотра		
< 3	< 80	Замечаний нет	удовлетворительно	Эксплуатация без ограничений
3- 8	< 180	Повреждений узлов крепления сердечника нет; ослабление распорных домкратов; контактная коррозия на спинке сердечника и клиньях корпуса; выползание отдельных штифтов фланца корпуса.	неудовлетворительно	Разрешается эксплуатация гидроагрегата. Одновременно разрабатываются рекомендации по устранению несимметрии ротора. При первой возможности генератор выводится в ремонт. До проведения ремонта проводить измерение формы ротора один раз в год.
> 8	> 180	Обильная контактная коррозия на спинке сердечника и клиньях корпуса; повреждения активной стали или узлов крепления сердечника; массовое выползание штифтов фланца корпуса; ослабление распорных домкратов (наличие всех перечисленных факторов одновременно не обязательно).	недопустимо	Немедленный вывод генератора в ремонт для устранения повреждений и причин недопустимого искажения формы ротора. Возможна эксплуатация генератора по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики. До ремонта контрольные измерения формы ротора проводить один раз в полугодие.

Таблица 6.6. Оценка формы статора и рекомендуемые решения

Параметры, определяющие состояние генератора		Оценка	Рекомендуемые решения
Степень искажения формы статора, (статической или динамической), Δ_c %	Температура сегментов направляющих подшипников, °С		
< 5	< $t_{ном}$	удовлетворительно	Эксплуатация без ограничений
5 - 15	< ($t_{ном}$ + 5°)	неудовлетворительно	Разрешается эксплуатация гидроагрегата. Одновременно разрабатываются рекомендации по устранению несимметрии статора. При первой возможности генератор выводится в ремонт. До проведения ремонта проводить измерение формы ротора один раз в год.
> 15	> ($t_{ном}$ + 10°)	недопустимо	Немедленный вывод генератора в ремонт для исправления формы статора. Ревизия направляющих подшипников и при необходимости их ремонт.

6.9 Определение характеристик генератора

6.9.1 П, К. Снятие характеристики трехфазного короткого замыкания (КЗ)

Отклонение характеристики КЗ, снятой при испытании, от исходной должно находиться в пределах допустимых погрешностей измерений.

Если отклонение снятой характеристики превышает пределы, определяемые допустимой погрешностью измерения, и характеристика располагается ниже исходной, это свидетельствует о наличии витковых замыканий в обмотке ротора.

При приемо-сдаточных испытаниях характеристику КЗ собственно генератора, работающего в блоке с трансформатором, допускается не снимать, если она была снята изготовителем, и имеется соответствующий протокол испытания.

У генератора, работающего в блоке с трансформатором, после монтажа и при каждом капитальном ремонте необходимо снимать характеристику КЗ всего блока (с установкой закоротки за трансформатором).

Для сравнения с характеристикой изготовителя, характеристику генератора допускается получать пересчетом данных характеристики КЗ блока по ГОСТ 10169-77.

Характеристика непосредственно генератора снимается у машин, работающих на шины генераторного напряжения, после монтажа и после каждого капитального ремонта, а у генераторов, работающих в блоке с трансформатором, - после ремонта со сменой обмотки статора или ротора.

У синхронных компенсаторов, не имеющих разгонного электродвигателя, характеристики трехфазного КЗ снимаются на выбеге и только при испытаниях после монтажа (если характеристика не была снята изготовителем), а также после капитального ремонта со сменой обмотки ротора.

Примечание – Для турбогенераторов с бесщеточной системой возбуждения характеристику трехфазного короткого замыкания допускается измерять косвенными методами в соответствии с рекомендациями изготовителя.

6.9.2 П, К. Снятие характеристики холостого хода (ХХ)

Характеристика снимается при убывающем токе возбуждения, начиная с наибольшего тока, соответствующего напряжению 1,3 номинального для турбогенераторов и синхронных компенсаторов и 1,5 номинального для гидрогенераторов. Допускается снимать характеристику ХХ турбо- и гидрогенераторов, начиная от номинального тока возбуждения при пониженной частоте вращения генератора при условии, что напряжение на обмотке статора будет не более 1,3 номинального. У синхронных компенсаторов разрешается снимать характеристику ХХ на выбеге. У генераторов, работающих в блоке с трансформаторами, снимается характеристика ХХ блока, при этом генератор возбуждается до 1,15 номинального напряжения (ограничивается трансформаторами).

При вводе в эксплуатацию блока характеристику ХХ собственно генератора (отсоединенного от трансформатора) допускается не снимать, если она была снята изготовителем и имеются соответствующие протоколы. При отсутствии на электростанциях таких протоколов снятие характеристики ХХ генератора обязательно.

В эксплуатации характеристика ХХ собственно генератора, работающего в блоке с трансформатором, снимается после капитального ремонта со сменой обмотки статора или ротора.

После определения характеристики ХХ генератора и полного снятия возбуждения рекомендуется измерить остаточное напряжение и проверить симметричность линейных напряжений непосредственно на выводах обмотки статора.

Отклонения значений снятой характеристики ХХ от исходной и различия в значениях линейных напряжений должны находиться в пределах точности измерений.

Примечание – Для турбогенераторов с бесщеточной системой возбуждения характеристику холостого хода допускается измерять косвенными методами в соответствии с рекомендациями изготовителя.

6.10 П, К. Испытание межвитковой изоляции обмотки статора

Производится при вводе в эксплуатацию, за исключением генераторов и синхронных компенсаторов, испытанных изготовителем, и при наличии соответствующих протоколов.

В эксплуатации производится после ремонтов генераторов и синхронных компенсаторов с полной или частичной заменой обмотки статора.

Испытание производится при ХХ машины (у синхронного компенсатора на выбеге) путем повышения генерируемого напряжения до значения, равного 130 % номинального, для турбогенератора и синхронного компенсатора и до 150 % для гидрогенератора.

Продолжительность испытания при наибольшем напряжении 5 мин, а у гидрогенераторов со стержневой обмоткой - 1 мин. При проведении испытания допускается повышать частоту вращения машины до 115 % номинальной.

Межвитковую изоляцию рекомендуется испытывать одновременно со снятием характеристики ХХ.

6.11 П. Определение характеристик коллекторного возбудителя

Характеристика ХХ определяется до наибольшего (потолочного) значения напряжения или значения, установленного изготовителем.

Снятие нагрузочной характеристики производится при нагрузке на ротор генератора до значения не ниже номинального тока возбуждения генератора. Отклонения характеристик от характеристик изготовителя или ранее снятых должны быть в пределах допустимой погрешности измерений.

6.12 К. Испытание стали статора

Испытание проводится при повреждениях стали, частичной или полной переклиновке пазов, частичной или полной замене обмотки статора до укладки и после заклиновки новой обмотки.

Первые испытания активной стали (если они не выполнялись по указанным ниже причинам) производятся на всех генераторах мощностью 12 МВт и более, проработавших свыше 15 лет, а затем через каждые 5-8 лет у турбогенераторов и при каждой выемке ротора - у гидрогенераторов.

У генераторов мощностью менее 12 МВт испытание проводится при полной замене обмотки и при ремонте стали, по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики, но не реже, чем 1 раз в 10 лет.

Генераторы и синхронные компенсаторы с косвенным охлаждением обмоток испытываются при значении индукции в спинке статора 1±0,1 Тл, генераторы с непосредственным охлаждением обмоток и все турбогенераторы, изготовленные после 01.07.1977 г., испытываются при индукции 1,4±0,1 Тл. Продолжительность испытания при индукции 1,0 Тл - 90 мин, при 1,4 Тл - 45 мин.

Если индукция отличается от нормированного значения 1,0 или 1,4 Тл, но не более чем на ±0,1 Тл, то длительность испытания должна соответственно изменяться, а определенные при испытаниях удельные потери в стали уточняться по формулам:

$$t_{\text{исп}} = 90\left(\frac{1{,}0}{B_{\text{исп}}}\right)^2 \text{ или } t_{\text{исп}} = 45\left(\frac{1{,}4}{B_{\text{исп}}}\right)^2;$$

$$P_{1,0} = P_{\text{исп}}\left(\frac{1{,}0}{B_{\text{исп}}}\right)^2 \text{ или } P_{1,4} = P_{\text{исп}}\left(\frac{1{,}4}{B_{\text{исп}}}\right)^2,$$

где $B_{\text{исп}}$ - индукция при испытании, Тл; $t_{\text{исп}}$- продолжительность испытания, мин; $P_{\text{исп}}$-

удельные потери, определенные при $B_{исп}$, Вт/кг; $P_{1,0}$ и $P_{1,4}$ - удельные потери в стали, Вт/кг, приведенные к индукции 1,0 и 1,4 Тл.

Определяемый с помощью приборов инфракрасной техники или термопар наибольший перегрев зубцов (повышение температуры за время испытания относительно начальной) и наибольшая разность нагревов различных зубцов не должны превышать 25 и 15 °С, а для генераторов, изготовленных до 1958 г. – 45 – 30 °С.

Удельные потери в стали не должны отличаться от исходных данных более чем на 10 %. Если такие данные отсутствуют, то удельные потери не должны быть более приведенных в таблице 6.7

Для более полной оценки состояния сердечника следует применять в качестве дополнительного электромагнитный метод, основанный на локации магнитного потока, вытесняемого из активной стали при образовании местных контуров замыканий.

Таблица 6.7. Допустимые удельные потери сердечника

Марка стали		Допустимые удельные потери, Вт/кг, при	
Новое обозначение	Старое обозначение	B = 1,0 Тл	B = 1,4 Тл
1511	Э 41	2,0	4,0
1512	Э 42	1,8	3,6
1513	Э 43	1,6	3,2
1514	Э 43 А	1,5	2,9
Направление проката стали сегментов вдоль спинки сердечника (поперек зубцов)			
3412	Э 320	1,4	2,7
3413	Э 330	1,2	2,3
Направление проката стали сегментов поперек спинки сердечника (вдоль зубцов)			
3412	Э 320	1,7	3,3
3413	Э 330	2,0	3,9

Примечание - Для генераторов, отработавших свыше 30 лет, при удельных потерях, более указанных в пункте 6.12 и таблице 6.7, решение о возможности продолжения эксплуатации машины и необходимых для этого мерах следует принимать с привлечением специализированных организаций с учетом данных предыдущих испытаний и результатов испытаний дополнительными методами.

Если намагничивающая обмотка выполняется с охватом не только сердечника, но и корпуса машины, допустимые удельные потери могут быть увеличены на 10 % относительно указанных в таблице.

Измерения производятся также при кольцевом намагничивании, но малым током (с индукцией в спинке сердечника около 0,01-0,05 Тл).

Метод позволяет выявлять замыкания листов на поверхности зубцов и в глубине сердечника и контролировать состояние активной стали непосредственно при проведении работ по устранению дефектов.

6.13 П, М. Испытание на нагревание

Испытание производится при температурах охлаждающих сред, по возможности близких к номинальным, и нагрузках около 60, 75, 90, 100 % номинальной при вводе в эксплуатацию, но не позже, чем через 6 мес. после завершения монтажа и включения генератора в сеть.

У турбогенераторов, для которых по ГОСТ и техническим условиям допускается длительная работа с повышенной против номинальной мощностью при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждающих сред, нагревы определяются и для этих условий.

Испытания на нагревание проводятся также после полной замены обмотки статора или ротора или реконструкции системы охлаждения.

По результатам испытаний при вводе в эксплуатацию оценивается соответствие нагревов требованиям ГОСТ и технических условий, устанавливаются наибольшие допустимые в

эксплуатации температуры обмоток и стали генератора, составляются карты допустимых нагрузок при отклонениях от номинальных значений напряжения на выводах и температур охлаждающих сред.

Испытания и обработка получаемых материалов должны выполняться в соответствии с [6], а для турбогенераторов с бесщеточной системой возбуждения по рекомендациям изготовителя.

В эксплуатации контрольные испытания производятся не реже 1 раза в 10 лет, а для машин, отработавших более 25 лет, - не реже 1 раза в 5 лет.

Результаты сравниваются с исходными данными. Отклонения в нагревах нормально не должны превышать 3-5 °С при номинальном режиме, а температуры не должны быть более допускаемых по ГОСТ, ТУ или инструкции изготовителя.

6.14 П, К. Определение индуктивных сопротивлений и постоянных времени генератора

Определение производится один раз при вводе в эксплуатацию головного образца нового типа генератора, если эти параметры не могли быть получены на стенде изготовителя (например, для крупных гидрогенераторов, собираемых на месте установки и т.п.).

Индуктивные сопротивления и постоянные времени определяются также один раз при капитальном ремонте после проведения модернизации, если в результате конструктивных изменений или применяемых материалов могли измениться эти параметры.

Полученные значения индуктивных сопротивлений и постоянных времени оцениваются на соответствие их требованиям ГОСТ и ТУ.

6.15 П, К, Т, М. Проверка качества дистиллята

Система водяного охлаждения обмоток генераторов должна обеспечивать качество циркулирующего дистиллята в пределах норм, приведенных в таблице 6.8, если в инструкции изготовителя не указаны более жесткие требования

Таблица 6.8. Нормы качества дистиллята

Параметр	Значение
Показатель pH при температуре 25 °С	8,5±0,5 (7,0÷9,2)
Удельное электрическое сопротивление при температуре 25 °С, кОм/см	Не менее 200 (100)
Содержание кислорода, мкг/кг (для закрытых систем)	Не более 400
Содержание меди, мкг/кг	Не более 100 (200)

Примечание - 1. В скобках указаны временно допускаемые нормы до ввода в эксплуатацию ионообменного фильтра смешанного действия (ФСД). Расход дистиллята на продувки контура свежим дистиллятом должен составлять не менее 5 $м^3$/сут, а при необходимости снижения содержания меди расход дистиллята может быть увеличен, но во всех случаях не более 20 $м^3$/сут для закрытых систем.

2. Допускается превышение не более чем на 50 % норм содержания соединений меди и кислорода в течение первых четырех суток при пуске генератора после ремонта, а также при нахождении в резерве.

3. При аммиачной обработке охлаждающей воды и работе фильтров в NH_4OH - форме для гидрогенераторов содержание кислорода в контуре допускается не выше 50 мкг/кг.

4. При снижении удельного сопротивления дистиллята до 100 кОм·см должна работать сигнализация.

6.16 Измерение вибрации

Вибрация (размах вибросмещений, двойная амплитуда колебаний) узлов генераторов и их электромашинных возбудителей при работе с номинальной частотой вращения не должна превышать значений, указанных в таблице 6.9. Рекомендации по измерению уровней вибрации на не вращающихся частях машины указаны в ГОСТ ИСО 10816-1-97. Эксплуатационное состояние обмотки статора генераторов и систем ее крепления, а также

сердечника статора оцениваются по результатам осмотров при текущих и капитальных ремонтах. При обнаружении дефектов, обусловленных механическим взаимодействием элементов, как правило, проводятся измерения вибрации лобовых частей обмотки и сердечника.

У гидрогенераторов осмотры и измерения вибрации опорных конструкций, стальных конструкций и лобовых частей обмотки статора должны осуществляться в соответствии с действующим [7].

Вибрация подшипников синхронных компенсаторов с номинальной частотой вращения ротора 750-1000 об/мин не должна превышать 80 мкм по размаху вибросмещений или 2,2 мм·с$^{-1}$ - по среднеквадратическому значению вибрационной скорости.

Вибрация измеряется при вводе в эксплуатацию компенсатора после монтажа, а затем - по необходимости. Методы и процедуры балансировки роторов указаны в ГОСТ 31320-2006.

6.17 П, К. Испытание газоохладителей гидравлическим давлением

Испытательное гидравлическое давление должно быть равно двукратному наибольшему возможному при работе давлению, но не менее 0,3 МПа для турбо- и гидрогенераторов с воздушным охлаждением; 0,6 МПа для турбогенераторов серии ТГВ; 0,8 МПа для турбогенераторов ТВВ единой серии и 0,5 МПа для остальных турбогенераторов и синхронных компенсаторов с водородным охлаждением.

Продолжительность испытания - 30 мин.

При испытании не должно наблюдаться снижение испытательного давления или течи воды.

Во время капитальных ремонтов турбогенераторов ТГВ-300 проводятся гидравлические испытания каждой трубки газоохладителя в отдельности давлением воды 2,5 МПа в течение 1 мин. Количество дефектных отглушенных трубок в газоохладителе не должно превышать 5 % общего количества.

Таблица 6.9. Предельные значения вибрации генераторов и их возбудителей

Контролируемый узел	Вид испытания	Вибрация, мкм, при номинальной частоте вращения ротора, об/мин						Примечание
		До 100 включительно	От 100 до 187,5 включительно	От 187,5 до 375 включительно	От 375 до 750 включительно	1500	3000	
1. Подшипники турбогенераторов и возбудителей, крестовины со встроенными в них направляющими подшипниками у гидрогенераторов вертикального исполнения	П, К М[1),4)]	180	150	100	70	50[1)]	30[1)]	Вибрация подшипников турбогенераторов, их возбудителей и горизонтальных гидрогенераторов измеряется на верхней крышке подшипников в вертикальном направлении и у разъема - в осевом и поперечном направлениях. Для вертикальных гидрогенераторов приведенные значения вибрации относятся к горизонтальному и вертикальному направлениям
2. Контактные кольца роторов турбогенераторов	П, К М	- -	- -	- -	- -	- -	200 300	Вибрация измеряется в вертикальном и горизонтальном направлениях
3. Сердечник статора турбогенератора	П, К	-	-	-	-	40	60	Вибрация сердечника определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов В эксплуатации вибрация измеряется при обнаружении неудовлетворительного состояния стальных конструкций статора (контактная коррозия, повреждения узлов крепления сердечника и т.п.). Вибрация измеряется в радиальном направлении в сечении, по возможности близком к середине длины сердечника

Контролируемый узел	Вид испытания	Вибрация, мкм, при номинальной частоте вращения ротора, об/мин						Примечание
		До 100 включительно	От 100 до 187,5 включительно	От 187,5 до 375 включительно	От 375 до 750 включительно	1500	3000	
4. Корпус статора турбогенератора								
- с упругой подвеской сердечника статора	П, К	-	-	-	-	-	30	
- без упругой подвески	П, К	-	-	-	-	40	60	См. примечание к пункту 3 таблицы
5. Лобовые части обмотки статора турбогенератора	П, К	-	-	-	-	125	125	Вибрация лобовых частей обмотки определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов В эксплуатации вибрация измеряется при обнаружении истирания изоляции или ослаблении креплений обмотки, появлении водорода в газовой ловушке или частых течах в головках обмотки с водяным охлаждением и соответственно водородным или воздушным заполнением корпуса Вибрации измеряются в радиальном и тангенциальном направлениях вблизи головок трех стержней обмотки статора

Контролируемый узел	Вид испытания	Вибрация, мкм, при номинальной частоте вращения ротора, об/мин						Примечание
		До 100 включительно	От 100 до 187,5 включительно	От 187,5 до 375 включительно	От 375 до 750 включительно	1500	3000	
6. Сердечник статора гидрогенератора	П, К	30 (50)[2] 80	30 (50)[2] 80	30 (50)[2] 80	30 (50)[2] 80	-	-	В эксплуатации вибрация измеряется у гидрогенераторов мощностью 20 МВт и более при выявлении неудовлетворительного состояния узлов крепления сердечника, появлении контактной коррозии и т.д., но не реже 1 раза в 4-6 лет.
								Вибрация измеряется на спинке секторов сердечников в радиальном направлении по обе стороны стыковых соединений и в 4-6 точках по окружности - при кольцевом (бесстыковом) сердечнике
7. Лобовые части обмотки статора гидрогенератора	П, К	50[3]	50[3]	50[3]	50[3]	-	-	Вибрация обмотки определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов гидрогенераторов мощностью свыше 300 МВА и генераторов-двигателей мощностью свыше 100 МВА. В эксплуатации вибрация измеряется у гидрогенераторов мощностью 50 МВт и более при выявлении ослаблений расклиновки и бандажных вязок, истирания изоляции, частых течей воды в головках стержней (машин с водяным охлаждением обмотки) и т.д., но не реже 1 раза в 4-6 лет

Контролируемый узел	Вид испы-тания	Вибрация, мкм, при номинальной частоте вращения ротора, об/мин						Примечание
		До 100 включительно	От 100 до 187,5 включительно	От 187,5 до 375 включительно	От 375 до 750 включительно	1500	3000	
								Вибрацию измеряют в радиальном и тангенциальном направлениях на головках и вблизи выхода из паза не менее чем у 10 стержней обмотки

Примечание - [1] Временно до оснащения турбоагрегатов аппаратурой контроля виброскорости. При наличии соответствующей аппаратуры среднеквадратическое значение виброскорости при вводе в эксплуатацию турбогенераторов после монтажа и капитальных ремонтов не должно превышать 2,8 мм·с$^{-1}$ по вертикальной и поперечной осям и 4,5 мм·с$^{-1}$ - по продольной оси. В межремонтный период вибрация не должна быть более 4,5 мм·с$^{-1}$.

[2] В числителе значение вибрации с частотой 100 Гц в нагрузочном режиме (сердечник "горячий") и в скобках - в режиме холостого хода с возбуждением (сердечник "холодный"), в знаменателе - низкочастотная полигармоническая вибрация (оборотной и кратной ей частот) на холостом ходу и при нагрузке.

[3] Вибрация частотой 100 Гц, приведенная к номинальному режиму.

[4] В межремонтный период размах горизонтальной вибрации верхней и нижней крестовин вертикального гидрогенератора, если на них расположены направляющие подшипники, не должен превышать следующих значений:

Частота вращения ротора гидрогенератора, об/мин	60 и менее	150	300	428	600
Допустимое значение вибрации, мм	0,18	0,16	0,12	0,10	0,08

Размах вертикальной вибрации опорного конуса или грузонесущей крестовины гидрогенератора в зависимости от частоты вибрации не должен превышать следующих значений:

Частота вибрации, Гц	1 и менее	3	6	10	16	30 и более
Допустимое значение вибрации, мм	0,18	0,15	0,12	0,08	0,06	0,04

6.18 П, К. Проверка плотности водяной системы охлаждения обмотки статора

Плотность системы вместе с коллекторами и соединительными шлангами проверяется гидравлическими испытаниями конденсатом или обессоленной водой. Предварительно через систему прокачивается горячая вода (60-80 °С) в течение 12-16 ч. (желательно, чтобы нагрев и остывание составляли 2-3 цикла.)

Плотность системы проверяется избыточным статическим давлением воды, равным 0,8 МПа на машинах с фторопластовыми соединительными шлангами наружного диаметра 28 мм ($D_{внутр}$=21 мм) и 1 МПа при наружном диаметре шлангов 21 мм ($D_{внутр}$ = 15 мм), если в инструкциях изготовителя не указаны другие, более жесткие требования.

Продолжительность испытания 24 ч.

При испытаниях падение давления при неизменной температуре и утечке воды не должно быть более чем на 0,5 %. Перед окончанием испытания следует тщательно рассмотреть обмотку, коллекторы, шланги, места их соединения и убедиться в отсутствии просачивания воды.

Если результаты гидравлических испытаний отрицательные и определить место утечки не удается, систему охлаждения необходимо продуть сухим воздухом и затем опрессовать смесью сжатого воздуха с фреоном-12. Плотность системы при этом проверяется галоидным течеискателем.

6.19 П, К. Осмотр и проверка устройств жидкостного охлаждения

Осмотр и проверка производятся согласно инструкциям изготовителя.

6.20 П, К. Проверка газоплотности ротора, статора, газомасляной системы и корпуса генератора в собранном виде

Газоплотность ротора и статора во время монтажа и ремонта проверяется согласно инструкции изготовителя.

Газоплотность турбогенераторов и синхронных компенсаторов с водородным охлаждением в собранном виде проверяется согласно [8].

С целью своевременного выявления утечек водорода необходимо не реже одного раза в месяц проверять газовую плотность водородной системы генератора (утечка водорода не должна превышать в сутки 5 % общего объёма газа в корпусе генератора)

Перед заполнением корпуса генератора водородом после подачи масла на уплотнения вала производится контрольная проверка газоплотности генератора вместе с газомасляной системой сжатым воздухом под давлением, равным номинальному рабочему давлению водорода.

Продолжительность испытания - 24 ч.

Значение суточной утечки воздуха в процентах определяется по формуле:

$$\Delta V = 100\left[1 - \frac{P_к(273+\vartheta_н)}{P_н(273+\vartheta_к)}\right],$$

где $P_н$ и $P_к$ - абсолютное давление в системе водородного охлаждения в начале и в конце испытания, МПа; $\vartheta_н$ и $\vartheta_к$ - температура воздуха в корпусе генератора в начале и конце испытания.

Вычисленная по формуле суточная утечка воздуха не должка превышать 1,5 %.

6.21 П, К, Т, М. Определение суточной утечки водорода

Суточная утечка водорода (приведенная к нормальным условиям) в генераторе, определенная по формуле пункта 6.20, должна быть не более значений:

3 $м^3$ – для генераторов мощностью до 32 МВт;
7 $м^3$ – для генераторов мощностью до 63 МВт;
10 $м^3$ – для генераторов мощностью до 110 МВт;
12 $м^3$ – для генераторов мощностью до 800 МВт;
18 $м^3$ – для генераторов мощностью свыше 800 МВт.

Суточный расход с учетом продувок для поддержания чистоты водорода по пункту 6.25 - не более 10 % общего количества газа в машине при рабочем давлении.

Суточный расход водорода в синхронном компенсаторе должен быть не более 5 % общего количества газа в нем.

6.22 П, К, Т, М. Контрольный анализ чистоты водорода, поступающего в генератор

В поступающем в генератор водороде содержание кислорода по объёму не должно быть более 0,5 %.

6.23 П, К. Контрольное измерение напора, создаваемого компрессором у турбогенераторов серии ТГВ

Измерение производится при номинальной частоте вращения, номинальном избыточном давлении водорода, равном 0,3 МПа, чистоте водорода 98 % и температуре охлаждающего газа 40 °С.

Напор должен примерно составлять 8 кПа (850 мм вод. ст.) для турбогенераторов ТГВ мощностью 200-220 МВт и 9 кПа (900 мм вод. ст.) для турбогенераторов ТГВ-300.

6.24 П, К. Проверка проходимости вентиляционных каналов обмотки ротора турбогенератора

Проверка производится у турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток по инструкциям изготовителей.

6.25 П, К, Т, М. Контрольный анализ содержания водорода и влажности газа в корпусе генератора

Содержание водорода в охлаждающем газе в корпусах генераторов с непосредственным водородным охлаждением обмоток и синхронных компенсаторов с непосредственным и косвенным водородным охлаждением должно быть не менее 98 %; в корпусах генераторов с косвенным водородным охлаждением при избыточном давлении водорода 50 кПа и выше – 97 %, при избыточном давлении водорода до 50 кПа – 95 %.

Содержание кислорода в газе у турбогенераторов с водородным охлаждением всех типов и синхронных компенсаторов не должно превышать в эксплуатации 1,2 %, а при вводе в эксплуатацию и после капитального ремонта при чистоте водорода 98 и 97 % - соответственно 0,8 и 1,0 %, в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки - не более 2 %.

В газовой системе турбогенератора, в которой происходит постоянная циркуляция газа (корпус генератора, трубопроводы осушителя, импульсные трубки газоанализатора), проверяется его влажность. При этом температура точки росы водорода в корпусе турбогенератора при рабочем давлении должна быть ниже, чем температура воды на входе в газоохладителе, но не выше 15 °С.

Температура точки росы воздуха в корпусе турбогенератора с полным водяным охлаждением не должна превышать значения, указанного в инструкции изготовителя.

6.26 П, К, Т, М. Контрольный анализ газа на содержание водорода в картерах подшипников, сливных маслопроводах, в газовом объёме масляного бака и экранированных токопроводах

При анализе проверяется содержание водорода в указанных узлах. В масляном баке следов водорода быть не должно. Содержание водорода в картерах подшипников, сливных маслопроводах, экранированных токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов должно быть менее 1 %.

6.27 П, К, Т, М. Проверка расхода масла в сторону водорода в уплотнениях генератора

Проверка производится у генераторов с водородным охлаждением с помощью патрубков для контроля масла, установленных на сливных маслопроводах уплотнений. Для генераторов, у которых не предусмотрены такие патрубки, проверка производится измерением расхода масла в поплавковом затворе при временно закрытом выходном вентиле за определенный промежуток времени. Расход масла в сторону водорода не должен превышать значений, указанных в инструкциях изготовителя.

6.28 П, К, Т. Опробование регулятора уровня масла в гидрозатворе для слива масла из уплотнений в сторону генератора

Опробование производится у генераторов с водородным охлаждением при рабочем номинальном давлении воздуха или водорода в корпусе генератора. Диапазон изменения уровней масла в гидрозатворе должен соответствовать требуемым уровням при открытии и закрытии поплавкового клапана.

6.29 П, К. Гидравлические испытания буферного бака и трубопроводов системы маслоснабжения уплотнений

Испытание производится у генераторов с водородным охлаждением при давлении масла, равном 1,5 рабочего давления газа в корпусе генератора.

Трубопроводы системы маслоснабжения уплотнений до регулятора перепада давления, включая последний, испытываются при давлении масла, равном 1,25 наибольшего допустимого рабочего давления, создаваемого источниками маслоснабжения.

Продолжительность испытаний 3 мин.

6.30 П, К, Т. Проверка работы регуляторов давления масла в схеме маслоснабжения уплотнений

Проверка производится у генераторов с водородным охлаждением. Регуляторы давления уплотняющего, компенсирующего и прижимающего масел проверяются при различных давлениях воздуха в корпусе генератора в соответствии с инструкцией изготовителя.

6.31 П, К. Проверка паек лобовых частей обмотки статора

Проверка производится у генераторов, пайки лобовых частей обмотки статора которых выполнены оловянистыми припоями (за исключением генераторов с водяным охлаждением обмотки).

Проверка паек при капитальных ремонтах, а также при обнаружении признаков ухудшения состояния паек в межремонтный период, производится по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

Качество паек мягкими и твердыми припоями контролируется при восстановительных ремонтах с частичной или полной заменой обмотки.

Метод проверки и контроля состояния паек (вихревых токов, ультразвуковой, термоиндикаторами и термопарами, приборами инфракрасной техники и др.) устанавливается ремонтной или специализированной организацией.

6.32 П, К, М. Измерение электрического напряжения между концами вала и на изолированных подшипниках

Производится у работающих генераторов, имеющих один или оба изолированных от корпуса (земли) конца вала ротора.

Для определения целостности изоляции подшипника турбогенератора измеряются напряжение между стояком (обоймой) подшипника и фундаментной плитой (при шунтировании масляных пленок шеек вала ротора) и напряжение между концами вала ротора.

При исправной изоляции значения двух измеренных напряжений должны быть практически одинаковы.

Различие более чем на 10 % указывает на неисправность изоляции.

При проведении измерений в соответствии с [9] сопротивление изоляции корпуса подшипника должно быть не менее 2 кОм, сопротивление изоляции масляной пленки - не менее 1 кОм.

Исправность изоляции подшипников и подпятников гидрогенераторов следует проверять в зависимости от их конструкции либо по указанию изготовителя, либо способом, применяемым на турбогенераторах.

Значение напряжения между концами вала не нормируется, но резкое увеличение его по сравнению с измеренным ранее при той же нагрузке машины может указывать на изменение однородности и симметричности в магнитных цепях статора и ротора.

6.33 Испытание концевых выводов обмотки статора турбогенератора серии ТГВ

Помимо испытаний, указанных в таблицах 6.1 и 6.4, концевые выводы с конденсаторной стеклоэпоксидной изоляцией подвергаются испытаниям по подпунктам 6.33.1, 6.33.2.

6.33.1 П. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь (tgδ)

Измерение производится перед установкой концевого вывода на турбогенератор при испытательном напряжении 10 кВ и температуре окружающего воздуха 10-30 °С.

Значение tgδ собранного концевого вывода не должно превышать 130 % значения, полученного при измерениях изготовителем. В случае измерения tgδ концевого вывода без фарфоровых покрышек его значение не должно превышать 3 %.

В эксплуатации измерение tgδ концевых выводов не обязательно и его значение не нормируется.

6.33.2 П, К. Испытания на газоплотность

Испытание на газоплотность концевых выводов, испытанных изготовителем давлением 0,6 МПа, производится давлением сжатого воздуха 0,5 МПа.

Концевой вывод считается выдержавшим испытание, если при давлении 0,3 МПа падение давления не превышает 0,5 мм рт. ст./ч.

6.34 К. Эндоскопический контроль

При каждом капитальном ремонте генератора рекомендуется производить контроль с помощью оптических или видеоэндоскопов следующих частей генератора:

- трубки газоохладителей,
- лобовые части обмотки статора,
- лобовые части обмотки ротора,
- бочка ротора,
- вентиляционные каналы пазовой части обмотки ротора с непосредственным газовым охлаждением,
- гидравлические каналы обмотки ротора с непосредственным водяным охлаждением

6.35 К. Контроль плотности прессовки стали

В каждый капитальный ремонт рекомендуется проводить ультразвуковой контроль плотности прессовки сердечника статора согласно [10]. Оценка состояния активной стали производится по значению времени распространения ультразвуковых колебаний, приходящемуся на 1 мм длины пакета. Состояние активной стали оценивают по таблице 6.10.

Таблица 6.10. Уровни состояния активной стали сердечника статора

Время задержки ультразвуковых колебаний (мкс) на нажимных пальцах	Среднее давление прессования крайних незапеченных пакетов	Время распространения ультразвуковых колебаний (мкс) на мм толщины запеченного пакета	Техническое состояние торцевых зон сердечника статора
<15	Более 6 кг/см^2	Менее 0,8	хорошее
15-20	4-6 кг/см^2	0,8-1,2	удовлетворительное
20-40	2-4 кг/см^2	1,2-1,8	критическое
>40	Менее 2 кг/см^2	Более 1,8	предаварийное

6.36 П, К. Измерение уровня частичных разрядов

Контроль по характеристикам частичных разрядов (ЧР) за состоянием изоляции обмотки статора распространяется на турбогенераторы с воздушным охлаждением мощностью от 50 МВт и выше, а также гидрогенераторы мощность от 20 МВт и выше.

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

6.37 П, К, М. Турбинное масло в синхронных компенсаторах

Производится в соответствии с требованиями документов изготовителей оборудования (синхронных компенсаторов) не реже 1 раза в 6 мес., если в документах изготовителя отсутствуют требования к качеству турбинного масла, подлежащего замене, рекомендуется использовать требования таблицы 6.11.

Таблица 6.11. Показатели качества турбинного масла

Наименование показателя качества	Значение показателя качества масла	Методы испытаний
1 Кислотное число, мг КОН/г, не более (от начального значения)	0,3 (0,15)	ГОСТ 5985-79, ГОСТ 11362-96, ГОСТ ИСО 6619
2 Содержание шлама (общее), % массы, менее	0,005 (отсутствие)	[12]
3 Содержание воды, % массы, менее	0,03	ГОСТ Р МЭК 60814-2013
4 Класс промышленной чистоты, не более	13	ГОСТ 17216-2001 (приложения А, В и Г), ГОСТ ИСО 4407-2006
5 Изменение кинематической вязкости от исходного значения для масла перед его заливкой в оборудование, %, не более*	10	ГОСТ 33-2000
6 Изменение температуры вспышки в открытом тигле от предыдущего значения, °С, не более*	10	ГОСТ 4333-2014

Примечание - Показатели 5 и 6 определяются по решению технического руководителя объекта электроэнергетики не реже 1 раза в год.

7 МАШИНЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА (КРОМЕ ВОЗБУДИТЕЛЕЙ)

7.1 Оценка состояния изоляции обмоток машин постоянного тока

Машины постоянного тока включаются без сушки при соблюдении следующих условий:

а) для машин постоянного тока до 500 В - если значение сопротивления изоляции обмоток не менее приведенного в таблице 7.1;

б) для машин постоянного тока выше 500 В - если значение сопротивления изоляции обмоток не менее приведенного в таблице 7.1 и значение коэффициента абсорбции не менее 1,2.

7.2 П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции

7.2.1 Сопротивление изоляции обмоток

Измерение производится при номинальном напряжении обмотки до 0,5 кВ включительно мегаомметром на напряжение 500 В, а при номинальном напряжении обмотки выше 0,5 кВ - мегаомметром на напряжение 1000 В.

Измеренное значение сопротивления изоляции должно быть не менее приведенного в таблице 7.1. В эксплуатации сопротивление изоляции обмоток измеряется вместе с соединенными с ними цепями и кабелями.

7.2.2 Сопротивление изоляции бандажей

Измерение производится относительно корпуса и удерживаемых ими обмоток.

Измеренное значение сопротивления изоляции должно быть не менее 0,5 МОм.

7.3 П, К. Испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты

Значение испытательного напряжения устанавливается по таблице 7.2.
Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

Таблица 7.1. Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции обмоток машин постоянного тока

Температура обмотки, °С	Сопротивление изоляции $R_{60''}$, МОм, при номинальном напряжении машин, В				
	230	460	650	750	900
10	2,7	5,3	8,0	9,3	10,8
20	1,85	3,7	5,45	6,3	7,5
30	1,3	2,6	3,8	4,4	5,2
40	0,85	1,75	2,5	2,9	3,5
50	0,6	1,2	1,75	2,0	2,35
60	0,4	0,8	1,15	1,35	1,6
70	0,3	0,5	0,8	0,9	1,0
75	0,22	0,45	0,65	0,75	0,9

Таблица 7.2. Испытательное напряжение промышленной частоты для изоляции машин постоянного тока

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
1 Обмотки	Принимается по нормам, приведенным в таблице 6.2, пункт 6	Для машин мощностью более 3 кВт
2 Бандажи якоря	1,0	То же
3 Реостаты и	1.0	Изоляцию можно испытывать совместно с

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
пускорегулировочные резисторы		изоляцией цепей возбуждения

7.4 Измерение сопротивления постоянному току

Измерения производятся у генераторов, а также электродвигателей при холодном состоянии обмоток машины. Нормы допустимых отклонений сопротивления приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3. Норма отклонения значений сопротивления постоянному току

Испытуемый элемент	Вид испытания	Норма	Примечание
1 Обмотки возбуждения	П, К	Значения сопротивления обмоток не должны отличаться от исходных значений более чем на 2 %.	
2 Обмотка якоря (между коллекторными пластинами)	П, К	Значения измеренного сопротивления обмоток не должны отличаться друг от друга более чем на 10 % за исключением случаев, когда это обусловлено схемой соединения.	Измерения производятся у машин мощностью более 3 кВт
3 Реостаты и пускорегулировочные резисторы	П К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 10 %. Не должно быть обрывов цепей	Измерения производятся на каждом ответвлении

7.5 П, К. Измерение воздушных зазоров под полюсами

Измерение производится у генераторов, а также электродвигателей мощностью более 3 кВт при повороте якоря - между одной и той же точкой якоря и полюсами.

Размеры зазоров в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем на ±10 % от среднего размера зазора (если в инструкции изготовителя не установлены более жесткие требования.).

7.6 П, К. Снятие характеристики холостого хода и испытание витковой изоляции

Характеристика ХХ снимается у генераторов постоянного тока. Подъем напряжения производится до значения, равного 130 % номинального.

Отклонения значений снятой характеристики от значений характеристики изготовителя не должны быть больше допустимой погрешности измерений.

При испытании витковой изоляции машин с числом полюсов более четырех значений среднего напряжения между соседними коллекторными пластинами не должно быть выше 24 В.

Продолжительность испытания витковой изоляции 3 мин.

7.7 П, К. Проверка работы машин на холостом ходу

Проверка производится в течение не менее 1 ч. Оценивается рабочее состояние машины.

7.8 П, К. Определение пределов регулирования частоты вращения электродвигателей

Производится на холостом ходу и под нагрузкой у электродвигателей с регулируемой частотой вращения.

Пределы регулирования должны соответствовать технологическим данным механизма.

8 ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

8.1 Измерение сопротивления изоляции

Производится мегаомметром, напряжение которого указано в таблице 8.1. Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции $R_{60''}/R_{15''}$ указаны в таблицах 8.1-8.3.

8.2 Оценка состояния изоляции обмоток электродвигателей при решении вопроса о необходимости сушки

Электродвигатели переменного тока включаются без сушки, если значения сопротивления изоляции обмоток и коэффициента абсорбции не ниже указанных в таблицах 8.1-8.3

8.3 Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Значение испытательного напряжения принимается согласно таблице 8.4.

Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

8.4 П, К. Измерение сопротивления постоянному току

Измерение производится при практически холодном состоянии машины.

8.4.1 Обмотки статора и ротора[1]

1 Сопротивление постоянному току обмотки ротора измеряется у синхронных электродвигателей и асинхронных электродвигателей с фазным ротором.

Измерение производится у электродвигателей на напряжение 3 кВ и выше.

Приведенные к одинаковой температуре измеренные значения сопротивлений различных фаз обмоток, а также обмотки возбуждения синхронных двигателей не должны отличаться друг от друга и от исходных данных больше чем на 2 %.

Таблица 8.1. Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм, и коэффициента абсорбции	Примечание
1 Обмотка статора	П К, Т*	2500/1000/ /500**	В соответствии с указаниями таблицы 8.2. Для электродвигателей, находящихся в эксплуатации, допустимые значения сопротивления изоляции $R_{60''}$ и коэффициент абсорбции не нормируются, но должны учитываться при решении вопроса о необходимости их сушки.	В эксплуатации определение коэффициента абсорбции $R_{60''}/R_{15''}$ обязательно только для электродвигателей напряжением выше 3 кВ или мощностью более 1 МВт
2 Обмотка ротора	П	1000 (допускается 500)	0,2	Измерение производится у синхронных электродвигателей и электродвигателей с фазным

Испытуемый элемент	Вид изме-рения К, Т*	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм, и коэффициента абсорбции -	Примечание ротором на напряжение 3 кВ и выше или мощностью более 1 МВт
3 Термоиндикаторы с соединительными проводами	П, К	250	-	
4 Подшипники	П, К	1000	-	Измерение производится у электродвигателей на напряжение 3 кВ и выше, подшипники которых имеют изоляцию относительно корпуса. Измерение производится относительно фундаментной плиты при полностью собранных маслопроводах. В эксплуатации измерение производится при ремонтах с выемкой ротора

Примечание - * При текущих ремонтах измеряется, если для этого не требуется специально проведения демонтажных работ.

** Сопротивление изоляции измеряется при номинальном напряжении обмотки до 0,5 кВ включительно мегаомметром на напряжение 500 В, при номинальном напряжении обмотки свыше 0,5 кВ до 1 кВ - мегаомметром на напряжение 1000 В, а при номинальном напряжении обмотки выше 1 кВ - мегаомметром на напряжение 2500 В.

Таблица 8.2. Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции для обмоток статора электродвигателей

Мощность, номинальное напряжение электродвигателя, вид изоляции обмоток	Критерии оценки состояния изоляции обмотки статора	
	Значение сопротивления изоляции, МОм	Значение коэффициента абсорбции $R_{60''}/R_{15''}$
1 Мощность более 5 МВт, термореактивная и микалентная компаундированная изоляция	Согласно условиям включения синхронных генераторов пункт 6.2.	
2 Мощность 5 МВт и ниже, напряжение выше 1 кВ, термореактивная изоляция	При температуре 10-30 °С сопротивление изоляции не ниже 10 МОм на киловольт номинального линейного напряжения	Не менее 1,3 при температуре 10-30 °С
3 Двигатели с микалентной компаундированной изоляцией, напряжение свыше 1 кВ, мощность от 1 до 5 МВт включительно, а также двигатели меньшей мощности наружной установки с такой же изоляцией напряжением свыше 1 кВ	Не ниже значений, указанных в таблице 8.3	Не ниже 1,2

Мощность, номинальное напряжение электродвигателя, вид изоляции обмоток	Критерии оценки состояния изоляции обмотки статора	
	Значение сопротивления изоляции, МОм	Значение коэффициента абсорбции $R_{60"}/R_{15"}$
4 Двигатели с микалентной компаундированной изоляцией, напряжение свыше 1 кВ, мощность менее 1 МВт, кроме указанных в пункте 3	Не ниже значений, указанных в таблице 8.3.	-
5 Напряжение ниже 1 кВ, все виды изоляции	Не ниже 1,0 МОм при температуре 10-30 °С	-

Таблица 8.3. Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции для электродвигателей (таблица 8.2, подпункты 3 и 4)

Температура обмотки, °С	Сопротивление изоляции $R_{60"}$, МОм, при номинальном напряжении обмотки, кВ		
	3-3,15	6-6,3	10-10,5
10	30	60	100
20	20	40	70
30	15	30	50
40	10	20	35
50	7	15	25
60	5	10	17
75	3	6	10

Таблица 8.4. Испытательные напряжения промышленной частоты для обмоток электродвигателя переменного тока

Испытуемый элемент	Вид испы-тания	Мощность электродвигателя, кВт	Номинальное напряжение электродвигателя, кВ	Испытательное напряжение, кВ
1. Обмотка статора***	П	Менее 1,0	Ниже 0,1	0,8 ($2U_{ном}$+0,5)
		От 1,0 и до 1000	Ниже 0,1	0,8 ($2U_{ном}$+1)
			Выше 0,1	0,8 ($2U_{ном}$+1), но не менее 1,2
		От 1000 и более	До 3,3 включительно	0,8 ($2U_{ном}$+1)
		От 1000 и более	Свыше 3,3 до 6,6 включительно	0,8·2,5$U_{ном}$
		От 1000 и более	Свыше 6,6	0,8 ($U_{ном}$+3)
	К	40 и более, а также	0,4 и ниже	1,0
		электродвигатели	0,5	1,5
		ответственных	0,66	1,7
		механизмов*	2,0	4,0
			3,0	5,0
			6,0	10,0
			10,0	16,0
		Менее 40	0,66 и ниже	1,0

Испытуемый элемент	Вид испы-тания	Мощность электродвигателя, кВт	Номинальное напряжение электродвигателя, кВ	Испытательное напряжение, кВ
2. Обмотка ротора синхронных электродвигателей, предназначенных для непосредственного пуска, с обмоткой возбуждения,	П	-	-	8-кратное $U_{ном}$ системы возбуждения, но не менее 1,2 и не более 2,8
замкнутой на резистор или источник питания***	К	-	-	1,0
3. Обмотка ротора электродвигателя с фазным ротором***	П, К	-	-	$1,5U_р$**, но не менее 1,0
4. Резистор цепи гашения поля синхронных двигателей.	П, К	-	-	2,0
5. Реостаты и пускорегулировочные резисторы.	П, К	-	-	$1,5U_р$**, но не менее 1,0

Примечание - * Испытание необходимо производить при капитальном ремонте (без смены обмоток) тотчас после останова электродвигателя до его очистки от загрязнения.

** Up - напряжение на кольцах при разомкнутом неподвижном роторе и полном напряжении на статоре.

*** С разрешения технического руководителя субъекта электроэнергетики испытание двигателей напряжением до 1000 В при вводе в эксплуатацию может не производиться.

8.4.2 Реостаты и пускорегулировочные резисторы

Для реостатов и пусковых резисторов, установленных на электродвигателях напряжением 3 кВ и выше, сопротивление измеряется на всех ответвлениях. Для электродвигателей напряжением ниже 3 кВ измеряется общее сопротивление реостатов и пусковых резисторов и проверяется целостность отпаек.

Значения сопротивлений не должны отличаться от исходных значений больше чем на 10 %.

При капитальном ремонте проверяется целостность цепей.

8.5 П, К. Измерение воздушного зазора между сталью ротора и статора

Измерение зазоров должно производиться, если позволяет конструкция электродвигателя. При этом у электродвигателей мощностью 100 кВт и более, у всех электродвигателей ответственных механизмов, а также у электродвигателей с выносными подшипниками и подшипниками скольжения величины воздушных зазоров в местах, расположенных по окружности ротора и сдвинутых друг относительно друга на угол 90°, или в местах, специально предусмотренных при изготовлении электродвигателя, не должны отличаться больше чем на 10 % от среднего значения.

8.6 П, К. Измерение зазоров в подшипниках скольжения

Увеличение зазоров в подшипниках скольжения более значений, приведенных в таблице 8.5, указывает на необходимость перезаливки вкладыша.

Таблица 8.5. Допустимые величины зазоров в подшипниках скольжения электродвигателя

Номинальный диаметр	Зазор, мм, при частоте вращения, об/мин

вала, мм	До 1000	От 1000 до 1500 (включительно)	Свыше 1500
18-30	0,04-0,093	0,06-0,13	0,14-0,28
31-50	0,05-0,112	0,075-0,16	0,17-0,34
51-80	0,065-0,135	0,095-0,195	0,2-0,4
81-120	0,08-0,16	0,12-0,235	0,23-0,46
121-180	0,10-0,195	0,15-0,285	0,26-0,53
181-260	0,12-0,225	0,18-0,3	0,3-0,6
261-360	0,14-0,25	0,21-0,38	0,34-0,68
361-600	0,17-0,305	0,25-0,44	0,38-0,76

8.7 П, К. Проверка работы электродвигателя на холостом ходу или с ненагруженным механизмом

Производится у электродвигателей напряжением 3 кВ и выше. Значение тока XX для вновь вводимых электродвигателей не нормируется.

Значение тока XX после капитального ремонта электродвигателя не должно отличаться больше чем на 10 % от значения тока, измеренного перед его ремонтом, при одинаковом напряжении на выводах статора.

Продолжительность проверки электродвигателей должна быть не менее 1 ч.

8.8 П, К, М. Измерение вибрации подшипников электродвигателя

Измерение производится у электродвигателей напряжением 3 кВ и выше, а также у всех электродвигателей ответственных механизмов.

Вертикальная и поперечная составляющие вибрации (среднеквадратическое значение виброскорости или размах вибросмещений), измеренные на подшипниках электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должны превышать значений, указанных в инструкциях изготовителя.

При отсутствии таких указаний в технической документации вибрация подшипников электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должна быть выше следующих значений:

Синхронная частота вращения, об/мин	3000	1500	1000	750 и менее
Вибрация подшипников, мкм	30	60	80	95

Периодичность измерений вибрации узлов ответственных механизмов в межремонтный период должна быть установлена по графику, утвержденному техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

8.9 П, К. Измерение разбега ротора в осевом направлении

Измерение производится у электродвигателей, имеющих подшипники скольжения. Осевой разбег ротора двигателя, не соединенного с механизмом, зависит от конструкции двигателя, приводится в технической документации на двигатель и должен составлять от 2 до 4 мм на сторону от нейтрального положения[1], определяемого действием магнитного поля при вращении ротора в установившемся режиме и фиксируемого меткой на валу.

Разбег ротора проверяется при капитальном ремонте у электродвигателей ответственных механизмов или в случае выемки ротора.

[1] Если в инструкции по эксплуатации не оговорена другая норма.

8.10 П, К. Проверка работы электродвигателя под нагрузкой

Проверка производится при неизменной мощности, потребляемой электродвигателем из сети не менее 50 % номинальной, и при соответствующей установившейся температуре обмоток. Проверяется тепловое и вибрационное состояние двигателя.

8.11 П, К. Гидравлическое испытание воздухоохладителя

Испытание производится избыточным давлением 0,2-0,25 МПа в течение 5-10 мин, если отсутствуют другие указания изготовителя.

8.12 К, М. Проверка исправности стержней короткозамкнутых роторов

Проверка производится у асинхронных электродвигателей при капитальных ремонтах осмотром вынутого ротора или специальными испытаниями, а в процессе эксплуатации по мере необходимости - по пульсациям рабочего или пускового тока статора.

8.13 Испытание возбудителей

Испытание возбудителей производится у синхронных электродвигателей в соответствии с указаниями раздела 38.

8.14. К. Измерение уровня частичных разрядов

Измерение уровня частичных разрядов распространяется на двигатели от 6 кВ и выше. Перечень контролируемых по ЧР двигателей, применяемые при этом диагностические системы и периодичность контроля, принимается по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

Измерение ЧР в обмотке статора двигателей рекомендуется проводить при вводе в эксплуатацию и каждый капитальный ремонт на остановленном двигателе при подаче фазного напряжения промышленной частоты от постороннего источника. Рекомендуется одновременно проводить контроль ЧР кабелей питания электродвигателей.

9 СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ[1], АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ И РЕАКТОРЫ[2]

9.1 П. Определение условий включения трансформаторов

9.1.1 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 [13–16].

9.1.2 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 [17].

9.2 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);
- 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 [18] и [19].

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 [20], [21] 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;

---

[1] На трансформаторах с кабельными вводами объем испытаний определяется конструктивными особенностями и рекомендациями изготовителя.

- трансформаторы напряжением 110 кВ и выше после включения их в работу - в течение первых 3 суток, через 10 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 [20], [21] и настоящего подраздела.

9.3 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 [17];

- 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). При их отсутствии точка отбора пробы (образца) твердой изоляции и порядок их отборов оговаривается в проекте производства работ на выполнение капитального ремонта и/или монтажа трансформатора.

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 рекомендаций [22], [23].

Использование в расчетах тангенса угла диэлектрических потерь масла проводится при показателях масла, удовлетворяющих пунктам 1, 2, 4, 6, 7, 9 таблицы 31.4 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 [22].

Периодичность контроля влагосодержания твердой изоляции расчетными способами или иными инструментальными методами, реализуемыми без вскрытия бака трансформатора в

процессе эксплуатации: первый раз - через 12 лет после включения и в дальнейшем – 1 раз в 6 лет.

9.4 Измерение сопротивления изоляции

9.4.1 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 (пункт 4.5), должно быть не менее 50 % по отношению к значениям, указанным изготовителем. В случае отсутствия значений изготовителя – по отношению к первично измеренным значениям.

В любом случае сопротивление изоляции выше 3000 МОм при температуре 20 °С считается удовлетворительным и сравнение с исходными данными не требуется.

Для трансформаторов на напряжение до 35 кВ включительно мощностью до 10 000 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 реакторов 500 кВ и выше.

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

В процессе эксплуатации измерения сопротивления изоляции обмоток трансформаторов производятся с периодичностью не реже 1 раза в 4 года, а также при неудовлетворительных результатах испытаний масла (область "риска", пункт 31.3.1) и/или анализа газов, растворенных в масле и в объёме комплексного диагностического обследования.

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

После ввода в работу трансформаторы 6-10 кВ мощностью до 630 кВА включительно разрешается эксплуатировать без проведения межремонтных измерений.

Измерения сопротивления изоляции масляных трансформаторов 6-10 кВ мощностью 1 000 кВА в процессе эксплуатации производятся при неудовлетворительных результатах испытаний масла по пунктам 1-5, 7 таблицы 31.4 настоящего стандарта.

9.4.2 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.

9.5 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 tgδ изоляции обмоток вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, приведенные в соответствии с рекомендациями [15] к температуре испытаний, при которой определялись исходные значения (пункт 4.5), с учетом влияния tgδ масла не должны отличаться от значений, указанных изготовителем в сторону ухудшения более чем на 50 %.

Измеренные (при температуре изоляции 20 °С и выше) значения tgδ 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 tgδ 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 31.3.1) 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.

9.6 Оценка состояния бумажной изоляции обмоток

9.6.1 М. Оценка по наличию фурановых соединений и соотношения CO_2/CO в масле

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

Оценка производится по методикам, приведенным в пункте 31.6.2 настоящего стандарта,

либо по иным аттестованным методикам испытаний в соответствии с пунктом 31.6.1.

Значение содержания фурановых производных в трансформаторном масле, ограничивающее область нормального состояния оборудования, должно быть не более 0,0006 % 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 CO_2/CO указанных выше значений необходимо выполнить испытания бумажной изоляции по пункту 9.6.2.

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.

9.6.2 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 рекомендаций [17], [24], [25].

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 9.2 настоящего стандарта;

– результаты физико-химического анализа масла (пункты 1, 2, 4, 6-9 таблицы 31.4);

– 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 [26]. При нормальном состоянии изоляции степень полимеризации находится в пределах 600-800 единиц [27].

У ответственных трансформаторов напряжением 35 кВ, отработавших установленные нормативно-технической документацией сроки (блочных трансформаторов, трансформаторов собственных нужд), оценка состояния бумажной изоляции обмоток по степени полимеризации и определение фурановых соединений проводится при комплексных диагностических обследованиях.

9.7 Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

9.7.1 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 9.1 и 9.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин.

Импортные трансформаторы разрешается испытывать напряжениями, указанными в таблицах 9.1 и 9.2, лишь в тех случаях, если они не превышают напряжения, которым данный трансформатор был испытан изготовителем.

9.7.2 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.

9.8 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, физико-химический анализ масла, 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

Таблица 9.1. 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			Аппараты, трансформаторы тока и напряжения, токоограничивающие реакторы, изоляторы, вводы, конденсаторы связи, экранированные токопроводы, сборные шины, КРУ и КТП[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.

[3] Испытательные напряжения для аппаратов и КРУ распространяются как на их изоляцию относительно земли и между полюсами, так и на промежуток между контактами с одним или двумя (цифра в скобках) разрывами на полюс. 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.

Таблица 9.2. 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			Аппараты, трансформаторы тока и напряжения, токоограничивающие реакторы, изоляторы (за исключением керамических), вводы, конденсаторы связи, экранированные токопроводы, сборные шины, КРУ и КТП		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 9.1 настоящего стандарта).

[2)] Если изготовитель произвел испытание электрооборудование 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.

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.

9.9 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.

9.10 П, К, М. 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.

9.11 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.

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

Измерения потерь холостого хода проводятся по ГОСТ 3484.1-88.

Измерения производятся у трансформаторов мощностью 1 000 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 1 000 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 %.

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 (паспортные) значения более чем на 30 % - для всех трансформаторов.

9.13 П, К, М. Измерение сопротивления короткого замыкания ($Z_к$) трансформатора

Измерения производятся у трансформаторов мощностью 125 000 кВА и более.

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

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

Значения $Z_к$ 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 $Z_к$ по фазам на основном и крайних ответвлениях. Оно не должно превышать 3 %.

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

9.14 Оценка состояния переключающих устройств

9.14.1 К. Переключающие устройства с ПБВ (переключение без возбуждения)

Оценка состояния переключающих устройств производится в соответствии с указаниями, изложенными в [17], [28].

В устройствах с ПБВ проверяют состояние:

- контактного узла и привода;
- контактных пружин.

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

9.14.2 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 [17], [28] 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 1 таблицы 31.4 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 31.4 масло из устройства РПН испытывается по решению технического руководителя или в случае получения неудовлетворительных результатов по пробивному напряжению.

Масло из бака контакторов устройств РПН, работающих в не автоматическом режиме допускается испытывать на соответствие требованиям пункта 1 таблицы 31.4 – 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 31.4 можно проводить не реже 1 раза в 4 года.

При значениях показателей по пунктам 1, 4, 5 таблицы 31.4, превышающих нормируемые значения, масло должно быть осушено, очищено или заменено.

При неудовлетворительных показателях по пунктам 2, 3, 6-9 таблицы 31.4 масло должно быть заменено.

Отбор пробы масла из бака контактора устройства РПН для проведения анализа растворенных в масле газов проводится при неудовлетворительных результатах АРГ масла, отобранного из бака трансформатора.

Оценка результатов производится в соответствии с [20], рекомендациями изготовителя устройства РПН, и архивными материалами технического диагностирования переключающего устройства.

9.15 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 пункту10 таблицы 31.4).

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.

9.16 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 [17], [28] и [29].

9.17 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 [17], [28].

9.18 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.

9.19 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 [17], [28-30].

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

9.20 М. Тепловизионный контроль состояния трансформаторов

Тепловизионный контроль производится у трансформаторов напряжением 6 кВ и выше в соответствии с рекомендациями, изложенными в [29] и приложении Д настоящего стандарта.

Периодичность контроля трансформаторов:

- 35 кВ и ниже – 1 раз в 3 года;
- 110-220 кВ – 1 раз в 2 года;
- 330-750 кВ – ежегодно.

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.

9.21 Испытание трансформаторного масла

9.21.1 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.

9.21.2 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 31.2 или 31.3 (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 31.2 или 31.3 (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 31.4 (пункт 1) не реже 1 раза в год, с учетом подраздела 31.3.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, ранее бывших в эксплуатации и находящихся на хранении, масло испытывается в соответствии с требованиями таблицы 31.4 (пункты 1-6) не реже 1 раза в год, с учетом подраздела 31.3.

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

При вводе в эксплуатацию трансформаторов масло должно быть испытано в соответствии с требованиями раздела 31 настоящего стандарта.

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается согласно требованиям пунктов 1, 4, 6 таблицы 31.2.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается согласно требованиям пунктов 1-8, 10, 11 таблицы 31.2 или пунктов 1-8, 11-12 таблицы 31.3. Определение пункта 10 таблиц 31.2 или 31.3 выполняют только для трансформаторов с пленочной защитой. Определение пункта 12 таблицы 31.3 проводят по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики для регенерированных масел и смесей масел различных марок. По решению технического руководителя испытания масла по пункту 11 таблиц 31.2 или 31.3 могут не производиться.

9.21.4 М. Испытание масла в процессе эксплуатации трансформаторов[1]

[1] 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 31.4 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 31.4 не реже 1 раза в 4 года с учетом требований пунктов 31.3.1, 31.3.2 и рекомендациями подраздела 31.6 настоящего стандарта.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается по требованиям таблицы 31.4 (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 31.4 и не реже 1 раза в 4 года согласно требованиям пунктов 1-8 таблицы 31.4 (у трансформаторов с пленочной защитой дополнительно по пункту 10 таблицы 31.4) с учетом требований пунктов 31.3.1, 31.3.2 и рекомендациями подраздела 31.6 настоящего стандарта.

Испытание масла по требованиям таблицы 31.4 (пункт 3) может не производиться, если с рекомендуемой периодичностью проводятся испытания по пункту 9.2 настоящего стандарта.

9.22 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.

9.23 П, К, М. Испытание вводов

Испытания вводов производятся в соответствии с разделом 29 настоящего стандарта.

9.24 Испытание встроенных трансформаторов тока

Испытания производятся в соответствии с пунктом 10.1.8 настоящего стандарта.

9.25 Испытание сухих трансформаторов

Испытания сухих трансформаторов, а также сухих трансформаторов с литой изоляцией проводятся в соответствии с ГОСТ Р 54827-2011 по подразделам 9.4, 9.7, 9.8, 9.9, 9.10, 9.11, 9.12, 9.20, 9.22 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 1 000 В.

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции обмоток сухих трансформаторов по пункту 9.7.1 настоящего стандарта обязательно как при капитальных ремонтах с полной сменой обмоток и изоляции, так и при капитальных ремонтах без замены обмоток и изоляции.

9.26 Объём испытаний при комплексном диагностическом обследовании трансформаторов

Комплексное диагностическое обследование (КДО) трансформаторов проводится по отдельным программам с учетом требований [31] и рекомендаций пункта 4.20 настоящего стандарта.

КДО силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов рекомендуется проводить:

- для оборудования, отработавшего установленные нормативной документацией сроки, - по решению технического руководителя, вне зависимости от технического состояния;
- при обнаружении динамики изменений диагностических параметров в сторону ухудшения в рамках планового контроля или мониторинга;
- при вводе в эксплуатацию резервной фазы, либо из аварийного резерва;
- при необходимости проведения капитального ремонта;
- при необходимости 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 9.2-9.6; 9.8-9.9; 9.12-9.14; 9.16; 9.20-9.21, 9.27 настоящего раздела;
- 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), методом низковольтных импульсов (НВИ), методами вибродиагностики;
- тепловизионные измерения в различных режимах работы трансформатора;
- испытания трансформаторного масла для оценки качества жидкого диэлектрика по методикам, указанным в подразделе 31.6.

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.

9.27 Измерение характеристик частичных разрядов[1]

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

Контроль изоляции обмоток по характеристикам частичных разрядов (ЧР) распространяется на трансформаторы классов напряжений от 110 кВ до 750 кВ.

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.

9.28 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 требований [20], [32] и [33].
- 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 31.4 и дополнительно пункта 10 таблицы 31.4 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 9.2 настоящего стандарта;
- при срабатывании газовой защиты на отключение провести испытания по пунктам 9.4.1, 9.5, 9.8, 9.23 настоящего стандарта;
- при срабатывании газовой защиты устройства РПН на сигнал провести отбор пробы масла из бака РПН на физико-химический анализ по показателям пунктов 1, 2, 4 таблицы 31.4.

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

9.29 Контроль уровня вибрации шунтирующих реакторов

Производится для масляных шунтирующих реакторов напряжением 500 и 750 кВ один раз в 6 лет в соответствии с требованиями [34], [35].

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.

10 ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

10.1 Маслонаполненные электромагнитные трансформаторы тока

10.1.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления основной изоляции трансформаторов тока, изоляции измерительного конденсатора и вывода последней обкладки бумажно-масляной изоляции конденсаторного типа производится мегаомметром на 2500 В.

Измерение сопротивления вторичных обмоток и промежуточных обмоток каскадных трансформаторов тока относительно цоколя производится мегаомметром на 1000 В.

В процессе эксплуатации измерения производятся:

- на трансформаторах тока 35 кВ - при ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены;

- на трансформаторах тока 110 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) - при неудовлетворительных результатах испытаний масла согласно требованиям таблицы 31.4, подпункты 1-4 (область "риска");

- на трансформаторах тока типа ТФЗМ первые 2 года эксплуатации - ежегодно, затем 1 раз в 4 года, если иное не оговорено в инструкции изготовителя.

- на трансформаторах тока с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа 330 кВ и выше - при отсутствии контроля изоляции под рабочим напряжением - 1 раз в год.

Измеренные значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в таблице 10.1.1.

Таблица 10.1.1. Допустимые сопротивления изоляции маслонаполненных электромагнитных трансформаторов тока

Класс напряжения, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее				
	Основная изоляция	Измерительный вывод	Наружные слои	Вторичные обмотки*	Промежуточные обмотки
3-35	1000/500	-	-	50 (1)/50 (1)	-
110-220	3000/1000	-	-	50 (1)/50 (1)	-
330-750	5000/3000	3000/1000	1000/500	50 (1)/50 (1)	1/1

Примечание - В числителе указаны значения сопротивления изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации.

* Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок - при отключенных вторичных цепях, в скобках - с подключенными вторичными цепями.

У каскадных трансформаторов тока сопротивление изоляции измеряется для трансформатора тока в целом. При неудовлетворительных результатах таких измерений сопротивление изоляции дополнительно измеряется по ступеням.

10.1.2 П, К, М. Измерение tgδ изоляции

Измерения tgδ у трансформаторов тока с основной бумажно-масляной изоляцией производятся при напряжении 10 кВ.

В процессе эксплуатации измерения производятся:

- на трансформаторах тока напряжением до 35 кВ включительно - при ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены;

- на трансформаторах тока 110 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) - при неудовлетворительных результатах испытаний масла по требованиям таблица 31.4, подпункты 1-4 (область "риска");

- на трансформаторах тока типа ТФЗМ - первые 2 года эксплуатации ежегодно, затем 1 раз в 4 года.

- на трансформаторах тока с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа 330 кВ и

выше – при отсутствии контроля под рабочим напряжением – 1 раз в год;

У каскадных трансформаторов тока tgδ основной изоляции измеряется для трансформаторов тока в целом. При неудовлетворительном результате таких измерений tgδ дополнительно проверяется по ступеням.

Измеренные значения, приведённые к температуре 20 °С, должны быть не более указанных в таблице 10.1.2.

Таблица 10.1.2. Предельные значения tgδ основной изоляции трансформаторов тока

Тип изоляции	Предельные значения tgδ, %, основной изоляции трансформаторов тока на номинальное напряжение, кВ, приведенные к температуре 20 °С						
	3-15	20-35	110	220	330	500	750
Бумажно-бакелитовая	3,0/12,0	2,5/8,0	2,0/5,0	-	-	-	-
Основная бумажно-масляная и конденсаторная изоляция	-	2,5/4,5	2,0/3,0	1,0/1,5	Не более 150 % от измеренного изготовителем, но не выше 0,8. Не более 150 % от измеренного при вводе в эксплуатацию, но не выше 1,0.		

Примечание - В числителе указаны значения tgδ основной изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации.

10.1.3 П, К, М. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

10.1.3.1 П. Испытание повышенным напряжением основной изоляции

Испытание проводится на трансформаторах тока на напряжение до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения основной изоляции принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2.

Длительность испытания трансформаторов тока – 1 мин.

Допускается проведение испытаний трансформаторов тока совместно с ошиновкой.

10.1.3.2 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.

10.1.4 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 %.

10.1.5 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 %.

10.1.6 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.

10.1.7 П, К, М. Испытания трансформаторного масла

При вводе в эксплуатацию трансформаторов тока трансформаторное масло перед и после заливки (доливки) в трансформаторы должно быть испытано в соответствии с требованиями раздела 31 настоящего стандарта.

Перед заливкой (доливкой) в оборудование масло испытывается на соответствие требованиям подпунктов 1-8 таблицы 31.2 (для свежих масел), таблицы 31.3 (для регенерированных масел).

В процессе эксплуатации трансформаторное масло из трансформаторов тока напряжением до 35 кВ включительно допускается не испытывать.

Масло из трансформаторов тока 110 кВ и выше, не оснащённых системой контроля под рабочим напряжением, испытывается согласно требованиям подпунктов 1-4 таблицы 31.4 с учётом подраздела 31.3.2 – 1 раз в 2 года (для трансформаторов тока герметичного исполнения – согласно инструкции изготовителя). При неудовлетворительных результатах масло дополнительно испытывается по п 5-7 таблицы 31.4.

Масло из трансформаторов тока, оснащённых системой контроля под рабочим напряжением, по достижении контролируемыми параметрами предельных значений, приведённых в таблице 10.1.3, испытывается согласно требованиям таблицы 31.4 (подпункты 1-9).

Таблица 10.1.3. Предельные значения параметров $\Delta tg\delta$ и $\Delta Y/Y$ трансформаторов тока

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

У маслонаполненных каскадных трансформаторов тока оценка состояния трансформаторного масла в каждой ступени проводится по нормам, соответствующим рабочему напряжению трансформатора тока.

Необходимость проведения хроматографического анализа растворенных в масле газов для трансформаторов тока на напряжение 110 кВ и выше определяется техническим руководителем субъекта электроэнергетики. Оценка результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов проводится в соответствии с рекомендациями изготовителя и местным опытом технического диагностирования трансформаторов тока.

10.1.8 П, К, М. Испытания встроенных трансформаторов тока

Испытания встроенных трансформаторов тока производятся по подпунктам 10.1.1, 10.1.3., 10.1.4 - 10.1.6.

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.

10.1.9 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль трансформаторов тока производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

10.1.10 М. Контроль изоляции под рабочим напряжением

Контроль изоляции под рабочим напряжением рекомендуется производить у трансформаторов тока напряжением 110-750 кВ.

Для трансформаторов тока, контролируемых под рабочим напряжением, контроль по подпунктам 10.1.1, 10.1.2 и 10.1.7 в эксплуатации может производиться только при неудовлетворительных результатах испытаний по пункту 10.1.10.

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

Изменение значений контролируемых параметров определяется как результат двух измерений: очередных и при вводе в работу системы контроля под напряжением.

При значении $\Delta tg\delta$ равном и более 0,3 % рекомендуется выполнить измерения на $U_{исп}$ = 10 кВ. При подтверждении результатов определения $\Delta tg\delta$ под рабочим напряжением необходимо провести ХАРГ и снять характеристику намагничивания.

Предельное значение увеличения емкости составляет 5 % значения, измеренного при вводе в работу системы контроля изоляции под рабочим напряжением.

Периодичность контроля трансформаторов тока под рабочим напряжением до организации непрерывного автоматизированного контроля - 2 раза в год.

10.1.11 М. Измерение уровня частичных разрядов

Измерение уровня частичных разрядов производится у трансформаторов тока на напряжение 110 кВ и выше по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

10.2 Элегазовые электромагнитные трансформаторы тока

10.2.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления основной изоляции трансформаторов тока производится, если это позволяет конструкция трансформатора тока, мегаомметром на 2500 В, а измерения вторичных контуров - мегаомметром на 1000 В.

Измерение сопротивления изоляции вторичных обмоток трансформаторов тока относительно цоколя при вводе в эксплуатацию производится как отдельно, так и совместно с токовыми цепями.

Измерения сопротивления изоляции вторичных обмоток трансформаторов тока относительно цоколя при капитальных ремонтах и в межремонтный период производится вместе с токовыми цепями и сравнивается с предыдущими замерами.

Измеренные значения сопротивления изоляции отдельного трансформатора тока должны быть не менее приведенных в документации изготовителя. В процессе эксплуатации измерения производятся:

- на трансформаторах тока 35 кВ - при ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены;

- на трансформаторах тока 110 кВ и выше - при отсутствии контроля изоляции под рабочим напряжением - не менее 1 раза в 4 года, если иное не установлено документацией изготовителя.

10.2.2 П, К, М. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

10.2.2.1 П. Испытание повышенным напряжением основной изоляции

Испытание проводится на трансформаторах тока на напряжение 35 кВ.

Значение испытательного напряжения основной изоляции принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2.

Длительность испытания трансформаторов тока – 1 мин.

Допускается проведение испытаний трансформаторов тока совместно с ошиновкой.

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

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

Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

10.2.3 П, К. Снятие характеристик намагничивания

Характеристика снимается повышением синусоидального 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.

В процессе 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 %.

При послеаварийных проверках следует учитывать возможность наличия остаточного намагничивания сердечников трансформатора тока апериодической составляющей тока КЗ. Поэтому при послеаварийных проверках необходимо проводить размагничивание сердечников. Рекомендуется снимать характеристики до и после размагничивания.

10.2.4 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 %.

Перед измерениями рекомендуется произвести размагничивание трансформатора согласно ГОСТ 8.217-2003 (пункт 9.3).

10.2.5 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 проводиться при одной и той же температуре.

10.2.6 П, К. Испытания элегаза или газовой смеси, заполняющей трансформатор тока

10.2.6.1 Проверка содержания влаги в элегазе

Проверке влагосодержания подлежит товарный элегаз в случае отсутствия сертификата изготовителя и бывший в употреблении элегаз, предназначенные для заполнения или дозаполнения газоизолированных отсеков. Массовая доля воды должна быть не более 0,0015 % (что соответствует точке росы минус 40 °С при атмосферном давлении) для элегаза изготовленного в соответствии с [36]. В случае предъявления изготовителем повышенных требований к качеству элегаза, по сравнению с указанными ТУ, влагосодержание такого элегаза должно соответствовать этим требованиям.

Влагосодержание элегаза, находящегося в отсеке трансформатора тока, подлежит измерению перед вводом трансформатора тока в эксплуатацию (после проведения в необходимых случаях первоначального заполнения или дозаполнения трансформатора тока

элегазом или газовой смесью). Наибольшее допустимое содержание влаги внутри газоизолированного отсека тансформатора тока должно быть таким, чтобы точка росы была не выше, чем минус 5 °С для измерения при температуре плюс 20 °С и номинальном давлении элегаза. Соответствующая поправка должна быть сделана для измерения влагосодержания, выполненного при других температурах, если иная величина влагосодержания не предусмотрена изготовителем трансформатора тока.

При превышении норматива влагосодержания в элегазе, находящемся в газоизолированном отсеке трансформатора тока, необходимо произвести откачку элегаза, осушку отсека и заполнение элегазом. Откачанный из отсека элегаз может быть восстановлен и использован в соответствии с указаниями производителей трансформаторов тока и рекомендаций ГОСТ Р 54426-2011.

Влагосодержание в элегазе, предназначенном для повторного применения, должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 54426-2011.

10.2.6.2 Проверка срабатывания электроконтактного устройства приборов контроля плотности элегаза (газовой смеси)

Проверка срабатывания электроконтактного устройства приборов контроля плотности элегаза (газовой смеси) производится для каждой из групп контактов устройства при искусственном снижении контролируемого прибором давления до величин предупредительной и аварийной сигнализации. Значения указанных величин должны определяться по показаниям контрольного манометра и в дальнейшем приведены к температуре плюс 20 °С. Полученные таким образом значения должны соответствовать нормативу, указанному в руководстве по эксплуатации трансформатора тока.

10.2.6.3 Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков трансформатора тока контрольным манометром

Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков ТТ должна производиться контрольным манометром класса точности не ниже 0,6.

Измеренная величина давления, приведенная к температуре плюс 20 °С, находиться в диапазоне, установленном изготовителем.

10.2.7 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль трансформаторов тока производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль производится при наличии технической возможности.

10.3 Оптические трансформаторы тока

10.3.1 П. К. Проверка высоковольтного блока

Проверка высоковольтного блока производится в соответствии с инструкциями изготовителя.

10.3.2 П. К. Проверка электронного блока

Проверка электронного блока производится в соответствии с инструкциями изготовителя изготовителем или специализированной наладочной организацией.

10.3.3 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль силовых контактов производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль производится при наличии технической возможности.

10.4. Электромагнитные трансформаторы тока с литой твёрдой изоляцией

10.4.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления основной изоляции трансформаторов тока производится мегаомметром на 2500 В.

Измерение сопротивления изоляции вторичных обмоток трансформаторов тока относительно друг друга производится мегаомметром на 1000 В.

В процессе эксплуатации измерения производятся:

- на трансформаторах тока 3-35 кВ - при ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены;

- на трансформаторах тока 110 кВ и выше - при отсутствии контроля изоляции под рабочим напряжением – не менее 1 раза в 4 года, если иное не предусмотрено документацией изготовителя.

Измеренные значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в документации изготовителя.

10.4.2 П, К, М. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

10.4.2.1 П. Испытание повышенным напряжением основной изоляции

Испытание проводится на трансформаторах тока на напряжение до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения основной изоляции принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2.

Длительность испытания трансформаторов тока - 1 мин.

Допускается проведение испытаний трансформаторов тока совместно с ошиновкой.

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

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

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

10.4.3 П, К. Снятие характеристик намагничивания

Характеристика снимается повышением синусоидального 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.

В процессе 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 %.

При послеаварийных проверках следует учитывать возможность наличия остаточного намагничивания апериодической составляющей тока КЗ.

10.4.4 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 %.

Перед измерениями рекомендуется произвести размагничивание трансформатора согласно ГОСТ 8.217-2003 (пункт 9.3).

10.4.5 П, К. Измерение сопротивления 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 проводиться при одной и той же температуре.

10.4.6 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль трансформаторов тока производится в соответствии с

указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

11 ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ

11.1 Маслонаполненные трансформаторы напряжения

11.1.1 Маслонаполненные электромагнитные трансформаторы напряжения

11.1.1.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток

Измерение сопротивления изоляции обмоток ВН трансформаторов напряжения производится мегаомметром на напряжение 2500 В.

Измерение сопротивления изоляции вторичных обмоток, а также связующих обмоток каскадных трансформаторов напряжения производится мегаомметром на напряжение 1000 В. Сопротивление изоляции обмоток ВН трансформаторов напряжения 35 кВ и выше с изоляцией нулевого вывода на напряжение до 1000 В допускается измерять с помощью мегаомметра на 500 В.

В процессе эксплуатации измерения производятся:

- на трансформаторах напряжения 3-35 кВ - при проведении ремонтных работ в ячейках (присоединениях), где они установлены;

- на трансформаторах напряжения 110 кВ и выше – 1 раз в 4 года.

Измеренные значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть не менее приведенных в таблице 11.1. В процессе эксплуатации допускается проведение измерений сопротивления изоляции вторичных обмоток совместно с вторичными цепями.

Таблица 11.1. Допустимые сопротивления изоляции трансформаторов напряжения

Класс напряжения, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее		
	Основная изоляция	Вторичные обмотки*	Связующие обмотки
3-35	100	50 (1)	1
110-500	300	50 (1)	1

Примечание - *Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок - при отключенных вторичных цепях; в скобках - совместно с подключенными вторичными цепями.

11.1.1.2 П. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытание проводится на трансформаторах напряжения до 35 кВ включительно.

Испытания изоляции обмотки ВН повышенным напряжением частоты 50 Гц проводятся для трансформаторов напряжения с изоляцией всех выводов обмотки ВН этих трансформаторов на номинальное напряжение.

Значение испытательного напряжения основной изоляции принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2.

Длительность испытания трансформаторов напряжения - 1 мин.

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

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

11.1.1.3 П, М. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерение сопротивления обмоток постоянному току производится у первичных, вторичных и связующих обмоток трансформаторов напряжения.

Необходимость проведения измерения сопротивления обмоток постоянному току в процессе эксплуатации определяется техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

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 испытаний изготовителя. При сравнении с другими фазами

измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

11.1.1.4 П, К, М. Испытание трансформаторного масла

При вводе в эксплуатацию трансформаторов напряжения масло должно быть испытано в соответствии с требованиями раздела 31 настоящего стандарта.

Перед заливкой (доливкой) в оборудование масло испытывается на соответствие требованиям подпунктов 1-8 таблицы 31.2 (для свежих масел), таблицы 31.3 (для регенерированных масел).

После заливки (доливки) в оборудование масло испытывается на соответствие требованиям подпунктов 1, 4, 5, таблицы 31.2 (для свежих масел), таблицы 31.3 (для регенерированных масел).

В процессе эксплуатации трансформаторное масло из трансформаторов напряжения до 35 кВ включительно допускается не испытывать.

У трансформаторов напряжения 110 кВ и выше устанавливается следующая периодичность испытаний трансформаторного масла:

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

В процессе эксплуатации масло испытывается на соответствие требованиям таблицы 31.4, пунктов 1-4 с учетом разделов 31.3.1, 31.3.2 и 31.6. При неудовлетворительных результатах дополнительно проводятся испытания по п. 5-7 таблицы 31.4.

У маслонаполненных каскадных трансформаторов напряжения оценка состояния масла в отдельных ступенях проводится по нормам, соответствующим рабочему напряжению ступени.

Необходимость проведения хроматографического анализа растворенных в масле газов для трансформаторов напряжения 110 кВ и выше определяется техническим руководителем субъекта электроэнергетики. Оценка результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов поводится в соответствии с рекомендациями изготовителя и местным опытом технического диагностирования трансформаторов напряжения.

11.1.1.5 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль трансформаторов напряжения производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

11.1.1.6 М. Измерение уровня частичных разрядов

Измерение уровня частичных разрядов производится у трансформаторов напряжения 110 кВ и выше по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

11.1.2 Маслонаполненные ёмкостные трансформаторы напряжения

11.1.2.1 П, К, М. Испытания конденсаторов делителей напряжения

Испытания конденсаторов делителей напряжения проводятся в соответствии с требованиями раздела 26.

11.1.2.2 П, М. Измерение сопротивления изоляции электромагнитного устройства

Измерение сопротивления изоляции обмоток проводится мегаомметром на 2500 В.

В процессе эксплуатации измерения производятся при проведении ремонтов в ячейках, где установлены трансформаторы напряжения.

Сопротивление изоляции не должно отличаться от указанного в паспорте более чем на 30 % в худшую сторону, но должно быть не менее 300 МОм.

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

При вводе в эксплуатацию измерение сопротивления обмоток постоянному току производится на всех выводах вторичных обмоток.

Необходимость проведения измерения сопротивления обмоток постоянному току в процессе эксплуатации определяется техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Измеренные значения, приведенные к температуре при испытаниях изготовителя, не должны отличаться от указанных в паспорте более чем на 5 %.

11.1.2.4 П, К, М. Испытания трансформаторного масла из электромагнитного устройства

Испытания проводятся при наличии технической возможности.

Перед вводом в эксплуатацию определяется пробивное напряжение масла из электромагнитного устройства. Значение пробивного напряжения масла должно быть не менее 30 кВ.

При вводе в эксплуатацию трансформаторное масло для заливки (доливки) электромагнитного устройства должно быть испытано в соответствии с требованиями раздела 31.

В процессе эксплуатации трансформаторное масло из электромагнитного устройства должно испытываться первый раз через четыре года после ввода в эксплуатацию, в дальнейшем – через 6 лет согласно требованиям таблицы 31.4 (подпункты 1-4) с учётом разделов 31.3.1., 31.3.2 и 31.6. настоящего стандарта. При неудовлетворительных результатах дополнительно проводятся испытания по пунктам 5-7 таблицы 31.4.

Необходимость проведения хроматографического анализа растворенных в масле газов для трансформаторов напряжения 110 кВ и выше определяется техническим руководителем субъекта электроэнергетики. Оценка производится в соответствии с рекомендациями изготовителя и местным опытом диагностирования состояния трансформаторов напряжения.

11.1.2.5 П, К, М. Испытания вентильных разрядников и ОПН

Испытания вентильных разрядников и ОПН проводятся согласно указаниям раздела 27.

11.2 Элегазовые трансформаторы напряжения

11.2.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток

Измерение сопротивления изоляции обмотки ВН трансформаторов напряжения производится мегаомметром на напряжение 2500 В.

Измерение сопротивления изоляции вторичных обмоток трансформаторов напряжения производится мегаомметром на напряжение 1000 В.

В процессе эксплуатации испытания проводятся во время проведения ремонтов ячеек, где установлены ТН.

Измеренные значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть не менее приведенных в документации изготовителя. В случае отсутствия данной информации в документации изготовителя могут быть использованы значения, приведенные в таблице 11.2.1.

В процессе эксплуатации допускается проведение измерений сопротивления изоляции вторичных обмоток совместно с вторичными цепями.

Таблица 11.2.1. Допустимые сопротивления изоляции элегазовых трансформаторов напряжения

Класс напряжения, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее		
	основная изоляция	вторичные обмотки*	связующие обмотки
35-500	300	50(1)	1

Примечание - * Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок - при отключенных вторичных цепях; в скобках - совместно с подключенными вторичными цепями.

11.2.2 П. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытание проводится на трансформаторах напряжения на напряжение до 35 кВ включительно.

Испытания изоляции обмотки ВН повышенным напряжением частоты 50 Гц проводятся для трансформаторов напряжения с изоляцией всех выводов обмотки ВН этих трансформаторов на номинальное напряжение.

Значение испытательного напряжения основной изоляции принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

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

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

11.2.3 П. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерение сопротивления обмоток постоянному току производится у первичных и вторичных обмоток трансформаторов напряжения.

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 испытаний изготовителя. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

11.2.4 П, К, Т. Испытания элегаза или газовой смеси, заполняющей трансформатор напряжения

11.2.4.1 Проверка содержания влаги в элегазе

Проверке влагосодержания подлежит товарный элегаз в случае отсутствия сертификата изготовителя и бывший в употреблении элегаз, предназначенные для заполнения или дозаполнения газоизолированных отсеков трансформаторов напряжения. Массовая доля воды должна быть не более 0,0015 % (что соответствует точке росы минус 40 °С при атмосферном давлении) для элегаза изготовленного в соответствии с [36]. В случае предъявления изготовителем повышенных требований к качеству элегаза, по сравнению с указанными ТУ, влагосодержание такого элегаза должно соответствовать этим требованиям.

Влагосодержание элегаза, находящегося в отсеке трансформатора напряжения, подлежит измерению перед вводом трансформатора напряжения в эксплуатацию (после проведения в необходимых случаях первоначального заполнения или дозаполнения трансформатора напряжения элегазом или газовой смесью). Наибольшее допустимое содержание влаги внутри газоизолированного отсека трансформатора напряжения должно быть таким, чтобы точка росы была не выше, чем минус 5 °С для измерения при температуре плюс 20 °С и номинальном давлении элегаза. Соответствующая поправка должна быть сделана для измерения влагосодержания, выполненного при других температурах, если иная величина влагосодержания не предусмотрена изготовителем трансформатора напряжения.

При превышении норматива влагосодержания в элегазе, находящемся в газоизолированном отсеке трансформатора напряжения, необходимо произвести откачку элегаза, осушку отсека и заполнение элегазом. Откачанный из отсека элегаз может быть восстановлен и использован в соответствии с указаниями производителей трансформаторов напряжения и рекомендаций ГОСТ Р 54426-2011.

Влагосодержание в элегазе, предназначенном для повторного применения, должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 54426-2011.

11.2.4.2 Проверка срабатывания электроконтактного устройства приборов контроля плотности элегаза (газовой смеси)

Проверка срабатывания электроконтактного устройства приборов контроля плотности элегаза (газовой смеси) производится для каждой из групп контактов устройства при искусственном снижении контролируемого прибором давления до величин предупредительной и аварийной сигнализации. Значения указанных величин должны

определяться по показаниям контрольного манометра и в дальнейшем приведены к температуре плюс 20 °С. Полученные таким образом значения должны соответствовать нормативу, указанному в руководстве по эксплуатации ТН.

11.2.4.3 П, С Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков ТН контрольным манометром

Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков ТН должна производиться контрольным манометром класса точности не ниже 0,6 и проверяться с периодичностью 1 раз в 5 лет.

Измеренная величина давления, приведенная к температуре плюс 20 °С, находиться в диапазоне, установленном изготовителем.

11.2.5 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль трансформаторов напряжения производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

11.3 Оптические трансформаторы напряжения

11.3.1 П. К. Проверка высоковольтного блока

Проверка высоковольтного блока производится в соответствии с инструкциями изготовителя ОТН изготовителем или специализированной наладочной организацией.

11.3.2 П. К. Проверка электронного блока

Проверка электронного блока производится в соответствии с инструкциями изготовителя ОТН самим изготовителем или специальной наладочной организацией.

11.3.3 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль силовых контактов производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

11.4 Трансформаторы напряжения с литой твёрдой изоляцией

11.4.1.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток

Измерение сопротивления изоляции обмотки ВН трансформаторов напряжения производится мегаомметром на напряжение 2500 В.

Измерение сопротивления изоляции вторичных обмоток производится мегаомметром на напряжение 1000 В.

Сопротивление изоляции обмоток ВН трансформаторов напряжения 35 кВ и выше с изоляцией нулевого вывода на напряжение до 1000 В допускается измерять с помощью мегаомметра на 500 В.

В процессе эксплуатации испытания проводятся при плановых ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены.

Измеренные значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть не менее приведенных в документации изготовителя.

11.4.1.2 П. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытание проводится на трансформаторах на напряжение до 35 кВ включительно.

Испытания изоляции обмотки ВН повышенным напряжением частоты 50 Гц проводятся для трансформаторов напряжения с изоляцией всех выводов обмотки ВН этих трансформаторов на номинальное напряжение.

Значение испытательного напряжения основной изоляции принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2.

Длительность испытания трансформаторов напряжения - 1 мин.

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

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

11.4.1.3 П. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерение сопротивления обмоток постоянному току производится у первичных и вторичных обмоток трансформаторов напряжения.

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 испытаний изготовителя. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

11.4.1.4 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль трансформаторов напряжения производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

11.4.1.5. М. Измерение уровня частичных разрядов.

Измерение уровня частичных разрядов производится у трансформаторов напряжения 110 кВ и выше по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

12 МАСЛЯНЫЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

12.1 П, С, Измерение сопротивления изоляции

12.1.1 Измерение сопротивления изоляции подвижных и направляющих частей, выполненных из органических материалов

Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в таблице 12.1. Измерение сопротивления изоляции должно выполняться мегаомметром на напряжение 2500 В.

Таблица 12.1. Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции подвижных частей, выполненных из органических материалов

Вид испытания	Сопротивление изоляции, МОм, на номинальное напряжение, кВ		
	3-10	15-150	220 и выше
П	1000	3000	5000
С	300	1000	3000

12.1.2 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей 32.1.

12.2 Испытания вводов

Испытания должны выполняться согласно указаниям раздела 29.

12.3 П, С. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50Гц

12.3.1 Испытание опорной изоляции и изоляции выключателей относительно корпуса

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения для выключателей каждого класса напряжения принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

Кроме того, аналогичному испытанию должна подвергаться изоляция межконтактных разрывов маломасляных выключателей 6-35 кВ.

12.3.2 Испытание изоляции вторичных цепей

Испытание должно выполняться в соответствии с разделом 32, пункт 2.

12.4 П, С, М. Оценка состояния внутрибаковой изоляции и изоляции дугогасительных устройств баковых масляных выключателей 35 кВ

Оценка производится у баковых масляных выключателей на напряжение 35 кВ в том случае, если при измерении tgδ вводов на полностью собранном выключателе получены повышенные значения по сравнению с нормами, приведенными в таблице 29.1.

Внутрибаковая изоляция и изоляция дугогасительных устройств подлежат сушке, если исключение влияния этой изоляции снижает измеренный tgδ более чем на 4 % (абсолютное значение).

12.5 Измерение сопротивления постоянному току

12.5.1 П, С, Т. Измерение сопротивления токоведущего контура контактной системы

Измерения сопротивления постоянному току производятся пофазно.

При проведении измерений следует руководствоваться данными изготовителя.

12.5.2 П, С. Измерение сопротивления шунтирующих резисторов дугогасительных устройств

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать данным изготовителя с указанными в них допусками.

12.5.3 П, С. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления

Измеренные значения сопротивлений обмоток электромагнитов должны соответствовать нормам изготовителя.

12.6 П, С. Измерение скоростных и временных характеристик выключателей

Измерения скоростей движения подвижных контактов и времени их включения и отключения проводятся при полностью залитом маслом выключателе и номинальном напряжении оперативного тока на выводах электромагнитов управления.

Скоростные и временные характеристики выключателя должны соответствовать данным его изготовителя.

12.7 П, С. Измерение хода подвижных частей, вжима контактов при включении, одновременности замыкания и размыкания контактов выключателей

При проведении измерений следует руководствоваться данными изготовителя.

12.8 П, С, Т. Проверка регулировочных и установочных характеристик механизмов приводов и выключателей

Проверка производится в объёме и по нормам инструкций изготовителя и паспортов для каждого типа привода и выключателя.

12.9 П, С, Т. Проверка действия механизма свободного расцепления

Механизм свободного расцепления привода должен позволять произведение операции отключения на всем ходе контактов, т.е. в любой момент от начала операции включения.

Механизм свободного расцепления проверяется в работе при полностью включенном положении привода и в двух-трех промежуточных его положениях.

Допускается не производить проверку срабатывания механизма свободного расцепления приводов ПП-61 и ПП-67 в промежуточных положениях из-за возникновения опасности резкого возврата рычага ручного привода.

12.10 П, С. Проверка минимального напряжения (давления) срабатывания выключателей

Проверка минимального напряжения срабатывания производится пополюсно у выключателей с пополюсными приводами.

Минимальное напряжение срабатывания электромагнитов должно быть не более значений, указанных в таблице 12.2.

Таблица 12.2. Минимальные значения напряжения срабатывания электромагнитов выключателей

Тип питания	Электромагниты отключения	Электромагниты включения
При питании привода от источника постоянного тока	$0,7U_{ном}$	$0,85U_{ном}$
При питании привода от источника переменного тока	$0,65U_{ном}$	$0,8U_{ном}$

Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

Значение давления срабатывания пневмопривода должно быть на 20-30 % меньше нижнего предела рабочего давления.

12.11 П, С. Испытание выключателей многократными опробованиями

Многократные опробования выключателей - выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (ВО без выдержки времени обязательны для всех выключателей; ОВ и ОВО обязательны для выключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) должны производиться при номинальном напряжении на выводах электромагнитов. Число операций и сложных циклов, подлежащих выполнению выключателем, должно составлять:

- 3-5 операций включения и отключения;
- 2-3 цикла каждого вида.

12.12 П, С, Т. Испытания трансформаторного масла выключателей

При вводе в эксплуатацию выключателей масло должно быть испытано в соответствии с требованиями раздела 31.

Испытания должны выполняться при вводе выключателей в эксплуатацию после монтажа, среднего, текущего и непланового ремонтов и проводиться по требованиям таблицы 31.2 и 31.3 (подпункты 1,4 и 5), если ремонт осуществляется со сливом масла из выключателя, и таблицы 31.4 (подпункты 1, 4 и 5), если ремонт ведется без слива масла из выключателя.

Испытания должны выполняться:

- до и после заливки его в баковые выключатели;
- до заливки его в маломасляные выключатели всех напряжений.

В процессе эксплуатации испытания трансформаторного масла баковых выключателей на напряжение 110 кВ и выше при выполнении ими предельно допустимого без ремонта числа коммутаций (отключений и включений) токов КЗ или токов нагрузки должны производиться в соответствии с требованиями таблицы 31.4 (подпункты 1, 4 и 5).

Масло из баковых выключателей на напряжение до 35 кВ включительно и маломасляных выключателей на все классы напряжения после выполнения ими предельно допустимого числа коммутаций токов КЗ (или токов нагрузки) испытанию не подлежит, так как должно заменяться подготовленным к заливке в электрооборудование маслом, отвечающим требованиям таблицы 31.3.

У баковых выключателей на напряжение 35 кВ при всех ремонтах должны проводится испытания масла согласно требованиям таблицы 31.4 (пункт 1). У баковых выключателей на напряжение 110 кВ и выше испытания масла согласно требованиям таблицы 31.4 (пункт 1) должны проводится не реже одного раза в 4 года. Проба масла должна браться после слива конденсата из бака.

По решению технического руководителя объекта электроэнергетики дополнительные испытания масла по подпункту 9 таблицы 31.2 или 31.3 до залива в выключатель могут производиться, если применяются специальные масла с улучшенными низко-температурными свойствами (арктические масла).

12.13 Испытания встроенных трансформаторов тока

Испытания должны выполняться в соответствии с указаниями раздела 10.

12.14 Испытания конденсаторов

Испытания должны выполняться согласно указаниям раздела 26. Разность величин емкости конденсаторов в пределах полюса выключателя не должна превышать нормативов указанных в документации изготовителя.

12.15 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев рабочих и дугогасительных контактов, а также контактных соединений токоведущего контура выключателя. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

12.16 Комплексное диагностическое обследование

КДО проводится на генераторных выключателях и выключателях напряжением 110 кВ и выше с учетом рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

13 ВОЗДУШНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

13.1 П, С. Измерение сопротивления изоляции

13.1.1 Измерение сопротивления изоляции воздухопроводов, опорных и подвижных частей, выполненной из органических материалов

Измерение должно производиться мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в таблице 12.1.

13.1.2 Измерение сопротивления изоляции многоэлементных изоляторов

Измерение должно выполняться согласно указаниям раздела 23.

13.1.3 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей 33.1.

13.2 П, С. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

13.2.1 Испытание опорной изоляции

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2 и указаниями раздела 23.

13.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями раздела 32, пункт 2.

13.3 Измерение сопротивления постоянному току

13.3.1 П, С, Т. Измерение сопротивления токоведущего контура (главной цепи)

Сопротивление токоведущего контура должно измеряться по частям, т.е. для каждого дугогасительного устройства (модуля), элемента (разрыва) гасительной камеры и отделителя, внутриполюсной ошиновки и т.п. в отдельности.

При текущих ремонтах допускается измерять сопротивление токоведущего контура полюса в целом.

При проведении измерений следует руководствоваться данными изготовителя.

13.3.2 П, С. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов и цепей управления

Измеренные значения сопротивлений обмоток электромагнитов и цепей управления воздушных выключателей должны соответствовать нормам изготовителя.

13.3.3 П, С. Измерение сопротивления постоянному току делителей напряжения и шунтирующих резисторов

Результаты измерений сопротивления элементов делителей напряжения и шунтирующих резисторов должны соответствовать нормам изготовителя.

13.4 П, С. Проверка минимального напряжения срабатывания выключателя

Электромагниты управления воздушных выключателей должны срабатывать при напряжении не более $0,7U_{ном}$ при питании привода от источника постоянного тока и не более $0,65U_{ном}$ при питании от сети переменного тока через выпрямительные устройства и наибольшем рабочем давлении сжатого воздуха в резервуарах выключателя. Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

13.5 П, С. Испытания конденсаторов делителей напряжения

Испытания должны выполняться согласно указаниям раздела 26. Разность величин емкости конденсаторов в пределах полюса выключателя не должна превышать норм изготовителя.

13.6 П, С. Проверка характеристик выключателей

При проверке работы воздушных выключателей должны определяться характеристики, предписанные инструкциями изготовителя, а также паспортами на выключатели. Результаты проверок и измерений должны соответствовать нормам изготовителя. Виды операций и сложных циклов, значения давлений и напряжений оперативного тока, при которых должна производиться проверка характеристик выключателей, приведены в таблице 13.3.

13.7 П, С, Т. Испытание выключателей многократными опробованиями

Многократные опробования - выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (ВО без выдержки времени обязателен для всех выключателей; ОВ и ОВО - для выключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) должны производиться при различных давлениях сжатого воздуха и напряжениях на зажимах электромагнитов управления с целью проверки исправности действия выключателей согласно таблице 13.3.

Таблица 13.3. Условия и число опробований выключателей при наладке

Операция или цикл	Давление при опробовании	Напряжение на выводах электромагнитов	Число операций и циклов
1. Включение	Наименьшее срабатывания	Номинальное	3
2. Отключение	То же	То же	3
3. ВО	"	"	2
4. Включение	Наименьшее рабочее	"	3
5. Отключение	То же	"	3
6. ВО	"	"	2
7. Включение	Номинальное	"	3
8. Отключение	То же	"	3
9. ОВ	"	"	2
10. Включение	Наибольшее рабочее	0,7 номинального	2
11. Отключение	То же	То же	2
12. ВО	"	Номинальное	2
13. ОВО	"	То же	2
14. ОВО	Наименьшее для АПВ	"	2

Примечание - При выполнении операций и сложных циклов (подпункты 4-9, 12-14) должны быть сняты зачетные осциллограммы.

13.8 П, С. Проверка регулировочных и установочных характеристик

Проверка размеров, зазоров и ходов дугогасительных устройств и узлов шкафов управления производится в объёме требований инструкций изготовителя и паспортов на выключатели.

13.9 П Испытание воздуховодов

Испытание воздуховодов к воздушным выключателям должно проводиться согласно инструкции изготовителя воздуховодов.

13.10 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев дугогасительных устройств и отделителей, а также контактные соединения токоведущего контура выключателя. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

13.11 Комплексное диагностическое обследование

КДО проводится на генераторных выключателях и всех выключателях напряжением 110 кВ и выше с учетом рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

14 ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАГРУЗКИ (ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ ГЕНЕРАТОРНЫХ)

14.1 П, С. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей 32.1.

14.2 П, С. Испытания изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

14.2.1 Испытание изоляции выключателя нагрузки

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения для выключателей каждого класса напряжения принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

14.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями раздела 32, пункт 2.

14.3 П, С. Измерение сопротивления постоянному току

14.3.1 Измерение сопротивления токоведущего контура контактной системы выключателя

Результаты измерения сопротивления токоведущего контура полюса должны соответствовать данным изготовителя.

14.4 С. Определение степени износа дугогасящих вкладышей

Толщина стенки вкладышей должна быть в пределах 0,5-1,0 мм.

14.5 С. Определение степени обгорания контактов

Суммарный размер обгорания подвижного и неподвижного дугогасительных контактов определяется расстоянием между подвижным и неподвижным главными контактами в момент замыкания дугогасительных. Расстояние должно быть не менее 4 мм.

14.6 П, С. Проверка действия механизма свободного расцепления

Проверка должна выполняться согласно указаниям пункта 12.9.

14.7 П, С. Проверка срабатывания привода при пониженном напряжении на выводах электромагнитов

Проверка должна выполняться в соответствии с указаниями пункта 12.10.

14.8 П, С. Испытание выключателей нагрузки многократными опробованиями

Многократные опробования выключателей должны производиться при номинальном напряжении на выводах электромагнитов. Число операций, подлежащих выполнению выключателем, должно составлять по 3 включения и отключения.

14.9 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура выключателя. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями

[29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

14.10 Комплексное диагностическое обследование

КДО проводится на генераторных выключателях и выключателях напряжением 110 кВ и выше с учетом рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

15 ЭЛЕГАЗОВЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

15.1 П, С. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей 32.1.

15.2 Испытание изоляции

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями изготовителя.

15.3 Измерение сопротивления постоянному току

15.3.1 П, С, Т. Измерение сопротивления главной цепи

Сопротивление главной цепи должно измеряться как в целом всего токоведущего контура полюса, так и отдельно каждого разрыва дугогасительного устройства (если это позволяет конструктивное исполнение аппарата).

При текущих ремонтах сопротивление токоведущего контура каждого полюса выключателя измеряется в целом.

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать нормам изготовителя.

15.3.2 П, С, Т. Измерение сопротивления элементов в цепях привода

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать нормам изготовителя.

15.4 П, С. Проверка минимального напряжения срабатывания выключателей

Выключатели должны срабатывать при напряжении не более 0,7 $U_{ном}$ при питании привода от источника постоянного тока; 0,65 $U_{ном}$ при питании привода от сети переменного тока при номинальном давлении элегаза в полостях выключателя и наибольшем рабочем давлении в резервуарах привода. Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

15.5 П, С. Испытания конденсаторов делителей напряжения

Испытания должны выполняться согласно указаниям раздела 26.

Значение измеренной емкости должно соответствовать норме изготовителя.

15.6 П, С. Проверка характеристик выключателя

При проверке работы элегазовых выключателей должны определяться характеристики, предписанные инструкциями изготовителя. Результаты проверок и измерений должны соответствовать паспортным данным. Виды операций и сложных циклов, значения давлений в резервуаре привода и напряжений оперативного тока, при которых должна производиться проверка характеристик выключателей, приведены в таблице 13.6. Значения собственных времен отключения и включения должны обеспечиваться при номинальном давлении элегаза в дугогасительных камерах выключателя, начальном избыточном давлении сжатого воздуха в резервуарах приводов, равном номинальному, и номинальному напряжению на выводах цепей электромагнитов управления.

15.7 П, С. Испытание выключателей многократными опробованиями

Многократные опробования - выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (ВО без выдержки времени между операциями - для всех выключателей; ОВ и ОВО - для выключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) - должны производиться при

различных давлениях сжатого воздуха в приводе и напряжениях на выводах электромагнитов управления с целью проверки исправности действия выключателей согласно таблице 13.6.

15.8 П, С, Т. Контроль наличия утечки газа

Проверка герметичности газоизолированных отсеков ЭВ производится с помощью течеискателя. При контроле наличия утечки щупом течеискателя обследуются места уплотнений стыковых разъемных соединений и сварных швов выключателя. В необходимых случаях (множественные мелкие дефекты в сварных швах, неблагоприятные погодные условия и др.) допускается локализация предполагаемой зоны с неудовлетворительным показателем газоплотности укрывным материалом.

Результат контроля наличия утечки считается удовлетворительным, если течеискатель не показывает утечки. Контроль производится при номинальном давлении элегаза.

Контроль герметичности газоизолированных отсеков ЭВ может производиться другими аттестованными в установленном порядке методами.

15.9 П, С. Т. Проверка содержания влаги в элегазе

Проверке влагосодержания подлежит товарный элегаз в случае отсутствия сертификата изготовителя и бывший в употреблении элегаз, предназначенные для заполнения или дозаполнения газоизолированных отсеков ЭВ. Массовая доля воды должна быть не более 0,0015 % (что соответствует точке росы минус 40 °С при атмосферном давлении) для элегаза изготовленного в соответствии с [36]. В случае предъявления изготовителем элегазового выключателя повышенных требований к качеству элегаза, по сравнению с указанными ТУ, влагосодержание такого элегаза должно соответствовать этим требованиям.

Влагосодержание элегаза, находящегося в газоизолированном отсеке ЭВ подлежит измерению перед вводом ЭВ в эксплуатацию (после проведения в необходимых случаях первоначального заполнения ЭВ элегазом или газовой смесью), а также с периодичностью один раз в пять лет. Наибольшее допустимое содержание влаги внутри газоизолированного отсека ЭВ должно быть таким, чтобы точка росы была не выше, чем минус 5 °С для измерения при температуре плюс 20 °С и номинальном давлении элегаза. Соответствующая поправка должна быть сделана для измерения влагосодержания, выполненного при других температурах, если иная величина влагосодержания не предусмотрена изготовителем ЭВ.

При превышении норматива влагосодержания в элегазе, находящемся в газоизолированном отсеке ЭВ, необходимо произвести откачку элегаза, осушку отсека и заполнение элегазом. Откачанный из отсека элегаз может быть восстановлен и использован в соответствии с указаниями производителей ЭВ и рекомендаций ГОСТ Р 54426-2011.

Влагосодержание в элегазе, предназначенном для повторного применения, должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 54426-2011.

15.10 П, С Т. Проверка срабатывания электроконтактного устройства приборов контроля плотности элегаза (газовой смеси)

Проверка срабатывания электроконтактного устройства приборов контроля плотности элегаза (газовой смеси) производится для каждой из групп контактов устройства при искусственном снижении контролируемого прибором давления до величин предупредительной и аварийной сигнализации. Значения указанных величин должны определяться по показаниям контрольного манометра и в дальнейшем приведены к температуре плюс 20 °С. Полученные таким образом значения должны соответствовать нормативу, указанному в руководстве по эксплуатации ЭВ.

15.11 П, С Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков элегазовых выключателей контрольным манометром

Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков ЭВ должна производиться контрольным манометром класса точности не ниже 0,6.

Измеренная величина давления, приведенная к температуре плюс 20 °С, находиться в диапазоне, установленном изготовителем.

15.12 П, С, Т. Проверка состояния системы обогрева элементов элегазового выключателя

15.12.1 Проверка состояния нагревательных элементов систем антиконденсатного и низкотемпературного обогрева элементов элегазового выключателя

Проверка состояния нагревательных элементов систем антиконденсатного и низкотемпературного обогрева элементов элегазового выключателя производится для нагревательных элементов шкафа привода и аппаратного шкафа с учетом конструктивного исполнения выключателя. Электрическое сопротивление нагревательных элементов и величина уставки устройства управляющего системой обогрева и контролирующего его работу, должно соответствовать величинам, указанным изготовителем ЭВ в эксплуатационной документации.

15.12.2 Проверка состояния нагревательных элементов систем обогрева резервуаров элегазового бакового выключателя

Проверка состояния нагревательных элементов систем обогрева резервуаров ЭВ производится для всех нагревательных элементов, установленных на ЭВ. Электрическое сопротивление нагревательных элементов и величина уставки устройства управляющего системой обогрева и контролирующего его работу, должно соответствовать величинам, указанным изготовителем ЭВ в эксплуатационной документации

15.13 П, С, Т. Проверка регулировочных и установочных характеристик механизмов приводов и выключателей

Проверка характеристик (зазоров в узлах привода, ходов штоков исполнительных элементов привода, степени сжатия пружин, хода штока привода и др.) производится в объёме и по нормам указанным в эксплуатационной документации ЭВ.

15.14 П, С. Испытания встроенных трансформаторов тока

Испытания должны выполняться в соответствии с указаниями раздела 10.

15.15 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура выключателя. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

15.16 Комплексное диагностическое обследование

КДО проводится на генераторных выключателях и выключателях напряжением 110 кВ и выше с учетом рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

16 ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Измерение сопротивления постоянному току, определение допустимого износа контактов, измерение временных характеристик выключателей, измерение хода подвижных частей и одновременности замыкания контактов производятся в соответствии с инструкцией изготовителя.

16.1 П, С. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей 32.1.

16.2 П, С. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

16.2.1 Испытание изоляции выключателя

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно. Испытывается изоляция выключателя и изоляция межконтактных разрывов.

Значение испытательного напряжения для выключателей каждого класса напряжения принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2.

Продолжительность испытания 1 мин.

Если вакуумный выключатель шунтирован ОПН, последний перед испытаниями должен быть отключён.

16.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями раздела 32.2.

16.3 Измерение сопротивления постоянному току

16.3.1 П, С, Т. Измерение сопротивления главной цепи

Значения сопротивлений главной цепи должны соответствовать нормам, указанных в документации изготовителя.

16.3.2 П, С, Т. Измерение сопротивления элементов в цепях привода

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать нормам изготовителя или сопротивлению аналогичных элементов однотипных выключателей, но не менее 1 МОм (таблица 32.1, пункт 2 настоящего стандарта).

16.4 П. С. Регулировка одновременности замыкания (размыкания) контактов

Выключатели, конструкция которых допускает регулировку одновременности замыкания или размыкания контактов должны регулироваться в соответствии с инструкцией изготовителя.

16.5 П, С. Проверка минимального напряжения срабатывания электромагнитов управления выключателя

Электромагниты управления вакуумных выключателей должны срабатывать при следующих уровнях напряжения:

- электромагниты включения при напряжении не менее 0,85 $U_{ном}$;
- электромагниты отключения при напряжении не менее 0,7 $U_{ном}$.

16.6 П, С. Испытание выключателей многократными опробованиями

Число операций и сложных циклов, подлежащих выполнению выключателем при номинальном напряжении на выводах электромагнитов, должно составлять:

- 3—5 операций включения и отключения;
- 2—3 цикла ВО без выдержки времени между операциями.

16.7 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура выключателей. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

16.8 Комплексное диагностическое обследование

КДО проводится на генераторных выключателях и выключателях напряжением 110 кВ и выше с учетом рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

17 РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, ОТДЕЛИТЕЛИ И КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ

17.1 П, С. Измерение сопротивления изоляции поводков и тяг, выполненных из органических материалов

Измерение должно выполняться мегаомметром на напряжение 2500 В.

Результаты измерений сопротивления изоляции должны быть не ниже значений, приведенных в таблице 12.1.

17.1.1 Измерение сопротивления изоляции многоэлементных изоляторов

Измерение должно выполняться согласно указаниям пункта 23.1

17.1.2 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей 32.1.

17.2 П, С. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

17.2.1 Испытание основной изоляции

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения основной изоляции для одноэлементных опорных изоляторов принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2.

Изоляция, состоящая из многоэлементных изоляторов, должна подвергаться испытаниям согласно указаниям пункта 23.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

17.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями пункта 32.2.

17.3 П, С. Измерение сопротивления постоянному току

17.3.1 Измерение сопротивления контактной системы разъединителей и отделителей

Измерение должно выполняться между точками "контактный вывод - контактный вывод". Результаты измерений сопротивлений должны соответствовать нормам изготовителя, а при их отсутствии - данным таблицы 17.1.

Таблица 17.1. Допустимые значения сопротивлений контактных систем разъединителей

Номинальный ток, А	Допустимое значение сопротивления, мкОм
600	175
1000	120
1500-2000	50

17.3.2 Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления отделителей и короткозамыкателей

Результаты измерений сопротивлений обмоток должны соответствовать нормам изготовителя.

17.4 П, С. Измерение контактных давлений в разъемных контактах

Результаты измерений должны соответствовать нормам изготовителя.

17.5 П, С. Проверка работы разъединителя, отделителя и короткозамыкателя

Аппараты с ручным управлением должны быть проверены выполнением 5 операций включения и 5 операций отключения.

Аппараты с дистанционным управлением должны быть также проверены выполнением 5 операций включения и такого же числа операций отключения при номинальном напряжении на выводах электромагнитов и электродвигателей управления.

17.6 П, С. Определение временных характеристик

Определение временных характеристик обязательно для отделителей и короткозамыкателей.

Результаты измерений должны соответствовать нормам изготовителя.

17.7 П, С, Т. Проверка работы механической блокировки

Блокировка не должна позволять оперирование главными ножами при включенных заземляющих ножах и наоборот.

17.8 М. Проверка целостности фарфоровой изоляции

При выявлении сколов фарфора, трещин в армировочных швах опорных изоляторов разъединителей по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики должен проводиться виброакустический неразрушающий контроль поврежденных опорных изоляторов.

По решению технического руководителя субъекта электроэнергетики данный вид контроля может проводится при вводе разъединителей в работу.

17.9 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

18 КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ВНУТРЕННЕЙ И НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ОТСЕКИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ (ТП)[1]

[1] Объём и нормы испытаний элементов КРУ и высоковольтных отсеков ТП (выключатели, силовые и измерительные трансформаторы, разрядники, разъединители, кабели и т.п.) приведены в соответствующих разделах настоящего стандарта.

18.1 П, С. Измерение сопротивления изоляции

18.1.1 Измерение сопротивления изоляции элементов из органических материалов

Измерения производятся мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в таблице 12.1.

18.1.2 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей

Измерение производится мегаомметром на напряжение 500-1000 В в соответствии с таблицей 32.1.

18.2 П, С. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

18.2.1 Испытание изоляции первичных цепей ячеек

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

Все выдвижные элементы с выключателями устанавливаются в рабочее положение, включают выключатели; выдвижные элементы с разрядниками, силовыми и измерительными трансформаторами выкатываются в контрольное положение. Испытание повышенным напряжением производится до присоединения силовых кабелей.

18.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями раздела 32.2.

18.3 П, С, Т. Проверка соосности и величины вхождения подвижных контактов в неподвижные

18.3.1 Проверка соосности контактов

Несоосность контактов не должна превышать 4-5 мм. Вертикальный люфт ламелей разъединяющих контактов выкатной тележки должен быть в пределах 8-14 мм.

18.3.2 Вхождение подвижных контактов в неподвижные

Вхождение подвижных контактов в неподвижные должно быть не менее 15 мм, запас хода - не менее 2 мм.

18.4 П, С. Измерение сопротивления постоянному току

18.4.1 Измерение сопротивления постоянному току разъемных контактов

Сопротивление разъемных контактов не должно превышать значений, приведенных в таблице 18.1.

Таблица 18.1. Допустимые значения сопротивлений постоянному току элементов КРУ

Измеряемый элемент*	Допустимые значения сопротивления
1. Втычные	Допустимые значения сопротивления контактов приведены в

контакты первичной цепи	инструкциях изготовителя. В случаях, если значения сопротивления контактов не приведены в инструкциях изготовителя, они должны быть не более: для контактов на 400 А - 75 мкОм; для контактов на 630 А - 60 мкОм; для контактов на 1000 А - 50 мкОм; для контактов на 1600 А - 40 мкОм; для контактов на 2000 А и выше - 33 мкОм
2. Связь заземления выдвижного элемента с корпусом	Не более 0,1 Ом

Примечание - * Измерение выполняется, если позволяет конструкция КРУ.

18.5 П, С. Контроль сборных шин

Контроль контактных соединений сборных шин должен выполняться согласно указаниям раздела 23.

18.6 П, С. Механические испытания

Испытания включают 5-кратное вкатывание и выкатывание выдвижных элементов с проверкой соосности разъединяющих контактов главной цепи, работы шторочного механизма, блокировок, фиксаторов.

18.7 П, С. Контроль контактов и контактных соединений аппаратов и токоведущих частей ячеек

Контроль осуществляется в соответствии с [29] и приложением Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

19 КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА В МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ОБОЛОЧКЕ С ЭЛЕГАЗОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ (КРУЭ)[1]

[1] Объём и нормы испытаний основного технологического оборудование КРУЭ (выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН и т.п.) приведены в соответствующих разделах настоящего стандарта.

19.1 П, С. Измерение сопротивления главной токоведущей цепи

Измерения должны проводиться в соответствии со схемой измерения сопротивления участков главной токовой цепи, приведённой изготовителем в эксплуатационной документации на КРУЭ.

Измеренное сопротивление не должно превышать значений, указанных в документации изготовителя.

19.2. П, С. Измерение сопротивления изоляции главной токоведущей цепи

Измерения производятся мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в таблице 12.1.

19.3 П, К. Испытание электрической прочности изоляции главных цепей

Изоляция главных цепей КРУЭ должна подвергаться высоковольтным испытаниям переменным напряжением после монтажа или ремонта, затрагивающего изоляцию главных цепей. Испытания проводятся при номинальном давлении элегаза (смеси). Испытаниям подлежат все вновь вводимые или отремонтированные ячейки. Испытания проводятся с помощью испытательных установок переменного напряжения промышленной частоты или резонансного типа. Допускается выполнение испытаний переменным напряжением частотой до 400 Гц. Величина и порядок приложения испытательного напряжения, этапы и очередность испытания ячеек определяются технической программой испытаний, составляемой с учетом положений ГОСТ 1516.3-96, ГОСТ Р 54828-2011 и требований изготовителей КРУЭ. Секции, которые в этих случаях не подвергаются испытаниям, отделенные от испытуемой части выключателем или разъединителем, должны быть заземлены.

Допускается выполнение испытаний КРУЭ после завершения ремонтно-восстановительных работ пониженной, по отношению к одноминутному нормированному, величиной испытательного напряжения, согласованной с техническим руководителем субъекта электроэнергетики. Испытания должны сопровождаться контролем уровня частичных разрядов. Контроль уровня допускается выполнять с применением имеющихся в наличии электрического, акустического или высокочастотного методов измерений частичных разрядов. КРУЭ считается выдержавшим испытания, если в процессе испытаний отсутствовали пробои изоляции и не выявлены частичные разряды помимо уровня шума. В случае пробоя должно проводиться повторное испытание отремонтированного объема КРУЭ с контролем частичных разрядов.

19.4 П, С. Испытание на герметичность

Испытания должны проводиться на КРУЭ, заполненном до номинального давления тем же газом и в тех же условиях, которые используются в эксплуатации.

Допустимое значение расхода элегаза на утечки – не более 0,5 % в год от общей массы элегаза.

Испытание на герметичность проводится с целью подтверждения того, что расход газа на утечки F не превышает нормированного изготовителем значения допустимого расхода газа на утечки F_p.

Таблица 19.1. Допустимый расход элегаза на утечки

Температура окружающей среды, °С	Допустимый расход на утечки, F_p.
+40 и +50	3 F_p
20 ± 2	F_p
-5 /-10 /-15 /-25 /-30/-40	3 F_p
-50	6 F_p
- 60	10 F_p

При контроле наличия утечки щупом течеискателя обследуются места уплотнений разъемных соединений и сварных швов и уплотнений подвижных частей разъединителей заземлителей и выключателей. В необходимых случаях (множественные мелкие дефекты в сварных швах, неблагоприятные погодные условия и др.) допускается локализация предполагаемой зоны с неудовлетворительным показателем газоплотности укрывным материалом.

Контроль производится с помощью течеискателя с чувствительностью не менее 10^2 Па $см^3/с$ [37]. Результат контроля считается удовлетворительным, если выходной прибор течеискателя не показывает утечки.

Контроль может производиться также с помощью стационарных непрерывных систем контроля (датчиков) или специальных тепловизоров.

19.5 П, С, Т. Проверка содержания влаги в элегазе

Проверке влагосодержания подлежит товарный элегаз в случае отсутствия сертификата изготовителя и бывший в употреблении элегаз, предназначенные для заполнения или дозаполнения газоизолированных отсеков КРУЭ. Массовая доля воды должна быть не более 0,0015 % (что соответствует точке росы минус 40 °С при атмосферном давлении) для элегаза изготовленного в соответствии [36]. В случае предъявления изготовителем элегазового выключателя повышенных требований к качеству элегаза, по сравнению с указанными ТУ, влагосодержание такого элегаза должно соответствовать этим требованиям.

Влагосодержание элегаза, находящегося в отсеке КРУЭ подлежит измерению перед вводом КРУЭ в эксплуатацию (после проведения в необходимых случаях первоначального заполнения или дозаполнения КРУЭ элегазом или газовой смесью). Для предотвращения конденсации наибольшее допустимое содержание влаги внутри газоизолированных отсеков КРУЭ должно быть таким, чтобы точка росы была не выше, чем минус 5 °С для измерения при температуре плюс 20 °С и номинальном давлении элегаза. Соответствующая поправка должна быть сделана для измерения влагосодержания, выполненного при других температурах, если иная величина влагосодержания не предусмотрена изготовителем КРУЭ.

При превышении норматива влагосодержания в элегазе, находящемся в газоизолированном отсеке КРУЭ, необходимо произвести откачку элегаза, осушку отсека и заполнение элегазом. Откачанный из отсека элегаз может быть восстановлен и использован в соответствии с указаниями производителей КРУЭ и рекомендаций ГОСТ Р 54426-2011.

Влагосодержание в элегазе, предназначенном для повторного применения, должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 54426-2011.

19.6 П, С, Т. Проверка срабатывания электроконтактного устройства приборов контроля плотности элегаза (газовой смеси)

Проверка срабатывания электроконтактного устройства приборов контроля плотности элегаза (газовой смеси) производится для каждой из групп контактов устройства при искусственном снижении контролируемого прибором давления до величин

предупредительной и аварийной сигнализации. Значения указанных величин должны определяться по показаниям контрольного манометра и в дальнейшем приведены к температуре плюс 20 °С. Полученные таким образом значения должны соответствовать нормативу, указанному в руководстве по эксплуатации КРУЭ.

19.7 П, С. Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков КРУЭ контрольным манометром

Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков КРУЭ должна производиться контрольным манометром класса точности не ниже 0,6.

Измеренная величина давления, приведенная к температуре плюс 20 °С, находиться в диапазоне, установленном изготовителем

19.8 П, С, Т. Проверка работы электромагнитной блокировки

Электромагнитная блокировка включает в себя блокировку между высоковольтными аппаратами в пределах ячейки КРУЭ, блокировку от включенных заземлителей шин и блокировку от ручного управления высоковольтными аппаратами. Цепи блокировки собираются на вторичных контактах ВВ аппаратов в соответствии со схемами, предоставленными изготовителем КРУЭ. Проверка заключается в разрешении управления отдельным аппаратом при выполнении условий блокировки или запрете управления, если условия не выполнены. Проверка проводится для всех аппаратов КРУЭ.

19.9 П, С. Контроль и испытания на механическую работоспособность

Проверка характеристик (зазоров в узлах приводов, ходов штоков исполнительных элементов приводов, степени сжатия пружин, и др.) в производится в объёме и по нормам, указанным в эксплуатационной документации на КРУЭ.

19.10 М. Проверка отсутствия частичных разрядов

Проверка отсутствия частичных разрядов производится по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

20 КОМПЛЕКТНЫЕ ЭКРАНИРОВАННЫЕ ТОКОПРОВОДЫ 6 кВ И ВЫШЕ[1]

[1] Объём и нормы испытаний оборудования, встроенного в токопровод (измерительные трансформаторы, коммутационная аппаратура, вентильные разрядники и т.п.), приведены в соответствующих разделах настоящего стандарта.

В этом разделе приведены объём и периодичность испытаний смонтированных токопроводов.

20.1 П, К. Измерение сопротивления изоляции

Измерение производится мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции, измеренное при вводе токопровода в эксплуатацию, используется в качестве исходного для последующего контроля, проводимого при капитальном ремонте генераторов или КРУ.

20.2 П, К. Испытание изоляции токопровода повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения при отсоединенных обмотках генераторов и силовых трансформаторов принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2. Для токопроводов с общим для всех трех фаз экраном испытательное напряжение прикладывается поочередно к каждой фазе токопровода при остальных фазах, соединенных с заземленным кожухом.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

20.3 П, К. Проверка качества выполнения соединений шин и экранов

Проверка качества выполнения соединений шин токопроводов должна производиться в соответствии с требованиями инструкции изготовителя.

Проверка качества сварных соединений при монтаже токопроводов должна выполняться в соответствии с инструкцией по сварке алюминия или, при наличии соответствующей установки, методом рентгено- или гаммаскопии, или способом, рекомендованным изготовителем.

Швы сварных соединений шин и экранов должны отвечать следующим требованиям:

- не допускаются трещины, прожоги, незаваренные кратеры и непровары, составляющие более 10 % длины шва при глубине более 15 % толщины свариваемого металла;

- суммарное значение непровара, подрезов, газовых пор, окисных и вольфрамовых включений сварных шин и экранов из алюминия и его сплавов в каждом рассматриваемом сечении должно быть не более 15 % толщины свариваемого металла. В эксплуатации состояние сварных контактных соединений определяется визуально.

20.4 П, К. Проверка устройств искусственной вентиляции токопровода

Проверка производится согласно инструкции изготовителя.

20.5 П, К, М. Проверка отсутствия короткозамкнутых контуров в токопроводах генераторного напряжения

Проверка при вводе токопроводов в эксплуатацию и при капитальных ремонтах производится согласно таблице 20.1. Кроме того, проводится тепловизионный контроль в соответствии с указаниями приложения Д.

Таблица 20.1. Критерии отсутствия короткозамкнутых контуров в токопроводах

Конструкция токопровода	Проверяемый узел	Критерий оценки состояния	Примечание
С непрерывными экранами	Изоляция экранов или коробов токопровода от корпуса трансформатора и генератора при:		
	- непрерывном воздушном зазоре (щели) между экранами токопровода и корпусом генератора;	Отсутствие металлического замыкания между экранами и корпусом генератора	При визуальном осмотре
	- односторонней изоляции уплотнений экранов и коробов токопровода от корпуса трансформатора и генератора;	Целостность изоляционных втулок, отсутствие касания поверхностями экранов или коробов (в местах изолировки) корпусов трансформатора и генератора	При визуальном осмотре
	- двусторонней изоляции уплотнений съемных экранов и коробов токопровода, подсоединенных к корпусу трансформатора и генератора	Сопротивление изоляции съемного экрана или короба относительно корпуса трансформатора и генератора при демонтированных стяжных шпильках и заземляющих проводниках должно быть не менее 10 кОм	Измеряется мегаомметром на напряжение 500-1000 В
Секционированные	Изоляция резиновых компенсаторов экранов токопроводов от корпуса трансформатора и генератора	Зазор в свету между болтами соседних нажимных колец резинового компенсатора должен быть не менее 5 мм	При визуальном осмотре
	Изоляция резиновых уплотнений съемных и подвижных экранов	Сопротивление изоляции экрана относительно металлоконструкций при демонтированных стяжных шпильках должно быть не менее 10 кОм	Измеряется мегаомметром на напряжение 500-1000 В
Все типы с двухслойными прокладками станин экранов	Изоляционные прокладки станин экранов	Сопротивление изоляции прокладок относительно металлоконструкций должно быть не менее 10 кОм	1. Измеряется мегаомметром на напряжение 500-1000 В 2. Состояние изоляционных втулок болтов крепления станин проверяется визуально
Все типы	Междуфазные тяги разъединителей и заземлителей	Тяги должны иметь изоляционные вставки или другие элементы, исключающие	При визуальном осмотре

Конструкция токопровода	Проверяемый узел	Критерий оценки состояния	Примечание
		образование короткозамкнутого контура	

20.6 П, К, Т, М. Контрольный анализ газа на содержание водорода из токопровода

Производится в соответствии с пунктом 6.26.

20.7 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

20.8 М. Контроль частичных разрядов

Контроль частичных разрядов производится по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

21 ТОКОПРОВОДЫ ЭЛЕГАЗОВЫЕ (ТЭ) НА НАПРЯЖЕНИЕ 110-750 кВ[1]

1 Объём и нормы испытаний оборудования, встроенного в токопровод (измерительные трансформаторы, коммутационная аппаратура, вентильные разрядники и т.п.), приведены в соответствующих разделах настоящего стандарта.

В этом разделе приведены объём и периодичность испытаний смонтированных токопроводов.

21.1 П, К. Измерение сопротивления изоляции главной цепи

Измерения производятся мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в таблице 12.1.

21.2 П, К. Измерения сопротивления главной цепи

Измерения должны проводиться в соответствии со схемой измерения сопротивления главной токовой цепи, приведённой изготовителем в эксплуатационной документации на ТЭ.

Измеренное сопротивление не должно превышать максимальных значений, допустимых при приемо-сдаточных испытаниях.

21.3 П, К. Испытания электрической прочности изоляции напряжением частоты 50 Гц.

Изоляция главных цепей ТЭ должна подвергаться высоковольтным испытаниям переменным напряжением после монтажа или ремонта, затрагивающего изоляцию главных цепей. Испытания проводятся при номинальном давлении элегаза (смеси). Испытаниям подлежат все вновь вводимые или отремонтированные ячейки. Испытания проводятся с помощью испытательных установок переменного напряжения промышленной частоты или резонансного типа. Допускается выполнение испытаний переменным напряжением частотой до 400 Гц. Величина и порядок приложения испытательного напряжения, этапы и очередность испытания ячеек определяются технической программой испытаний, составляемой с учетом положений ГОСТ 1516.3-96 и требований изготовителей ТЭ. Секции, которые в этих случаях не подвергаются испытаниям, отделенные от испытуемой части выключателем или разъединителем, должны быть заземлены.

Допускается выполнение испытаний ТЭ после завершения ремонтно-восстановительных работ пониженной, по отношению к одноминутному нормированному, величиной испытательного напряжения, согласованной с техническим руководителем субъекта электроэнергетики. Испытания должны сопровождаться контролем уровня частичных разрядов. Контроль уровня допускается выполнять с применением имеющихся в наличии электрического, акустического или высокочастотного методов измерений частичных разрядов. ТЭ считается выдержавшим испытания, если в процессе испытаний отсутствовали пробои изоляции и не выявлены частичные разряды помимо уровня шума. В случае пробоя должно проводиться повторное испытание отремонтированного объема ТЭ с контролем частичных разрядов.

21.4 П, К. Контроль герметичности оболочек

Испытания должны проводиться на ТЭ, заполненном до номинального давления тем же газом и в тех же условиях, которые используются в эксплуатации.

Контроль производится с помощью течеискателя с чувствительностью не менее 10^2 Па $см^3/с$. Щупом течеискателя обследуются места уплотнений стыковых соединений и сварных швов оболочки. Результат контроля считается удовлетворительным, если выходной прибор течеискателя не показывает утечки.

Допустимое значение расхода элегаза на утечки – не более 1 % в год от общей массы элегаза [38].

Контроль может производится также с помощью стационарных непрерывных систем контроля (датчиков) или специальных тепловизоров.

21.5 П, С, Т. Проверка содержания влаги в элегазе

Проверке влагосодержания подлежит товарный элегаз в случае отсутствия сертификата изготовителя и бывший в употреблении элегаз, предназначенные для заполнения или дозаполнения газоизолированных отсеков ТЭ. Массовая доля воды должна быть не более 0,0015 % (что соответствует точке росы минус 40 °С при атмосферном давлении) для элегаза изготовленного в соответствии [36]. В случае предъявления изготовителем элегазового выключателя повышенных требований к качеству элегаза, по сравнению с указанными ТУ, влагосодержание такого элегаза должно соответствовать этим требованиям.

Влагосодержание элегаза, находящегося в отсеке ТЭ подлежит измерению перед вводом ТЭ в эксплуатацию (после проведения в необходимых случаях первоначального заполнения или дозаполнения ТЭ элегазом или газовой смесью). Для предотвращения конденсации наибольшее допустимое содержание влаги внутри газоизолированных отсеков ТЭ должно быть таким, чтобы точка росы была не выше, чем минус 5 °С для измерения при температуре плюс 20 °С и номинальном давлении элегаза. Соответствующая поправка должна быть сделана для измерения влагосодержания, выполненного при других температурах, если иная величина влагосодержания не предусмотрена изготовителем ТЭ.

При превышении норматива влагосодержания в элегазе, находящемся в газоизолированном отсеке ТЭ, необходимо произвести откачку элегаза, осушку отсека и заполнение элегазом. Откачанный из отсека элегаз может быть восстановлен и использован в соответствии с указаниями производителей ТЭ и ГОСТ Р 54426-2011.

Влагосодержание в элегазе, предназначенном для повторного применения, должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 54426-2011.

21.6 П, С. Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков ТЭ контрольным манометром

Проверка давления заполнения элегазом или газовой смесью газоизолированных отсеков ТЭ должна производиться контрольным манометром класса точности не ниже 0,6.

Измеренная величина давления, приведенная к температуре плюс 20 °С, должна находиться в диапазоне, установленном изготовителем

21.7 М. Контроль отсутствия частичных разрядов

Контроль отсутствия частичных разрядов производится по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

22 ТОКОПРОВОДЫ С ЛИТОЙ (ТВЁРДОЙ) ИЗОЛЯЦИЕЙ НА НАПРЯЖЕНИЕ 6-35 кВ[1]

[1] Испытания производятся в объёме, указанном в разделе 20, пункты 20.1, 20.2, 20.3.

22.1 М. Контроль частичных разрядов

Контроль частичных разрядов производится по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

22.2 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

23 СБОРНЫЕ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ШИНЫ, ЖЕСТКАЯ ОШИНОВКА

23.1 П, К. Измерение сопротивления изоляции подвесных и опорных фарфоровых изоляторов

Измерение производится мегаомметром на напряжение 2500 В только при положительной температуре окружающего воздуха.

При монтаже изоляторов сопротивление изоляции измеряется непосредственно перед установкой изоляторов.

Сопротивление каждого изолятора или каждого элемента многоэлементного изолятора должно быть не менее 300 МОм.

23.2 П, К. Испытание изоляции шин повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2.

Вновь устанавливаемые многоэлементные или подвесные изоляторы должны испытываться повышенным напряжением 50 кВ частоты 50 Гц, прикладываемым к каждому элементу изолятора.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

23.3 Проверка состояния вводов, опорных и проходных изоляторов

Производится в соответствии с положениями раздела 29.

23.4 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

23.5 Контроль контактных соединений

Контроль производится в соответствии с положениями раздела 37.

24 ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИЕ СУХИЕ РЕАКТОРЫ

24.1 П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции обмоток относительно болтов крепления

Измерение производится мегаомметром на напряжение 1000-2500 В. Значение сопротивления изоляции вновь вводимых в эксплуатацию реакторов должно быть не менее 0,5 МОм и составлять не менее 0,1 МОм в процессе эксплуатации.

24.2 П, К. Испытание опорных изоляторов реактора повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2.

Испытание опорных изоляторов реакторов повышенным напряжением частоты 50 Гц может производиться совместно с изоляторами ошиновки ячейки.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

25 ЭЛЕКТРОФИЛЬТРЫ

25.1 П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции обмоток трансформатора агрегата питания

Измерение производится мегаомметром на напряжение 1000-2500 В.

Сопротивление изоляции обмоток напряжением 380 (220) В вместе с подсоединенными к ним цепями должно быть не менее 1 МОм.[1]

Сопротивление изоляции обмоток высокого напряжения не должно быть ниже 50 МОм при температуре 25 °С или не должно быть менее 70 % значения, указанного в паспорте агрегата.

25.2 П, К. Испытание изоляции цепей 380 (220) В агрегата питания

Испытание изоляции производится напряжением 2 кВ частотой 50 Гц в течение 1 мин.[1]

[1] Элементы, работающие при напряжении 60 В и ниже, должны быть отключены.

25.3 П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции кабеля высокого напряжения

Сопротивление изоляции, измеренное мегаомметром на напряжение 2500 В, не должно быть менее 10 МОм.

25.4 П, К. Испытание изоляции кабеля высокого напряжения и концевых кабельных муфт

Испытание производится напряжением 75 кВ постоянного тока в течение 30 мин.

25.5 П, К. Испытание трансформаторного масла

Предельно допустимые значения пробивного напряжения масла: до заливки - 40 кВ, после - 35 кВ. В масле не должно содержаться следов воды.

25.6 П, К, Т, М. Проверка исправности заземления элементов оборудования

Производится проверка надежности крепления заземлительных шин к заземлителям и следующим элементам оборудования: осадительным электродам, положительному полюсу агрегата питания, корпусу электрофильтра, корпусам трансформаторов и электродвигателей, основанию переключателей, каркасам панелей и щитов управления, кожухам кабеля высокого напряжения, люкам лазов, дверкам изоляторных коробок, коробкам кабельных муфт, фланцам изоляторов и другим металлическим конструкциям согласно проекту.

25.7 П, К, Т. Проверка сопротивления заземляющих устройств

Сопротивление заземлителя не должно превышать 4 Ом, а переходное сопротивление заземляющих устройств (между контуром заземления и деталью оборудования, подлежащей заземлению) – 0,05 Ом.

25.8 П, К, Т. Снятие вольт-амперных характеристик

Вольт-амперные характеристики электрофильтра (зависимость тока короны полей от приложенного напряжения) снимаются на воздухе и дымовом газе согласно указаниям таблицы 25.1.

Таблица 25.1. Указания по снятию характеристик электрофильтров

Испытуемый объект	Порядок снятия вольт-амперных характеристик	Требования к результатам испытаний
1 Каждое поле на воздухе	Вольт-амперная характеристика снимается при плавном повышении напряжения до максимального с интервалами изменения токовой нагрузки 5-10 % номинального значения до предпробойного уровня со скоростью не более 1 кВ/с. Она снимается при включенных в непрерывную работу механизмах встряхивания электродов и дымососах	Пробивное напряжение на электродах должно быть не менее 40 кВ при номинальном токе короны в течение 15 мин
2. Все поля электрофильтра на воздухе	То же	Характеристики, снятые в начале и конце 24 ч испытания не должны отличаться друг от друга более чем на 10 %
3. Все поля электрофильтра на дымовом газе	Вольт-амперная характеристика снимается при плавном повышении напряжения до предпробойного уровня (восходящая ветвь) с интервалами изменения токовой нагрузки 5-10 % номинального значения (но не более 1 кВ/с) и при плавном снижении напряжения (нисходящая ветвь) с теми же интервалами токовой нагрузки. Она снимается при номинальной паровой нагрузке котла и включенных в непрерывную работу механизмах встряхивания электродов	Характеристики, снятые в начале и конце 72 ч испытания не должны отличаться друг от друга более чем на 10 %

26 КОНДЕНСАТОРЫ

Объём и нормы проверок и испытаний, приведенные ниже, распространяются на конденсаторы связи, конденсаторы отбора мощности, конденсаторы для делителей напряжения, конденсаторы для повышения коэффициента мощности, конденсаторы установок продольной компенсации и конденсаторы, используемые для защиты от перенапряжений.

26.1 П, С, Т, М. Проверка состояния конденсатора

Производится путем визуального контроля.

При обнаружении течи (капельной или иной) жидкого диэлектрика конденсатор бракуется независимо от результатов остальных испытаний.

26.2 П, С. Измерение сопротивления разрядного резистора конденсаторов

Сопротивление разрядного резистора не должно превышать 100 МОм.

26.3 П, С, М.[1] Измерение емкости

[1] Измерения по категории "М" производятся при отрицательных результатах контроля по пункту 26.7.

Емкость измеряется у каждого отдельно стоящего конденсатора с выводом его из работы или под рабочим напряжением (путем измерения емкостного тока или распределения напряжения на последовательно соединенных конденсаторах).

Для конденсаторных установок мощностью до 400 кВАр допускается измерение тока только в одной фазе.

Измерение емкости является обязательным после испытания конденсатора повышенным напряжением.

Измерение емкости конденсаторов связи и отбора мощности проводится не реже 1 раза в 4 года, если иное не предусмотрено документацией изготовителя. Измерение должно производиться при температуре окружающего воздуха (25±10) °С и переменном напряжении (действующее значение) не ниже 5 кВ. Значение измеренной емкости должно соответствовать указанному в паспорте с учетом допустимого отклонения измеренных значений ±5% от паспортных значений, либо значений отклонений, указанных в паспорте конденсатора связи.

При контроле конденсаторов под рабочим напряжением оценка их состояния производится сравнением измеренных значений емкостного тока или напряжения конденсатора с исходными данными или значениями, полученными для конденсаторов других фаз (присоединений).

26.4 П, С. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь

Измерение производится на конденсаторах связи, конденсаторах отбора мощности и конденсаторах делителей напряжения.

Значение измеренного tgδ должно соответствовать указанному в документации изготовителя с учетом допустимого отклонения измеренных значений ±0,8%(при температуре 20°С) от паспортных значений.

26.5 П. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытывается изоляция относительно корпуса при закороченных выводах конденсатора.

Значение и продолжительность приложения испытательного напряжения регламентируется инструкциями изготовителя.

Испытательные напряжения промышленной частоты для различных конденсаторов приведены в таблице 26.2

Таблица 26.2. Уровни испытательного напряжения для различных конденсаторов

Конденсаторы для повышения коэффициента мощности с номинальным напряжением, кВ	Испытательное напряжение, кВ
0,22	2,1
0,38	2,1
0,5	2,1
1,05	4,3
3,15	15,8
6,3	22,3
10,5	30,0
Конденсаторы для защиты от перенапряжений типа	
СММ-20/3-0,107	22,5
КМ2-10,5-24	22,5-25,0

Испытания напряжением частоты 50 Гц могут быть заменены одноминутным испытанием выпрямленным напряжением удвоенного значения по отношению к указанным испытательным напряжениям.

Изолирующая подставка для конденсатора связи испытывается в соответствии с ГОСТ 15581-80 напряжением 42 кВ, частоты 50 Гц в течение 1 мин.

26.6 П. Испытание батарей конденсаторов

Испытание производится трехкратным включением батарей на номинальное напряжение с контролем значений токов по фазам. Токи в фазах не должны отличаться более чем на 5 %.

26.7 М. Тепловизионный контроль конденсаторов

Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

27 ВЕНТИЛЬНЫЕ РАЗРЯДНИКИ И ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ[1]

[1] Испытания ОПН, не указанных в настоящем разделе, следует проводить в соответствии с инструкцией по эксплуатации изготовителя.

27.1 П, К[2], М. Измерение сопротивления разрядников и ограничителей перенапряжения

[2] Испытание "К" производится при ремонте разрядника со вскрытием специально обученным персоналом.

Измерение проводится:

- на разрядниках и ОПН с номинальным напряжением менее 3 кВ — мегаомметром на напряжение 1000 В;
- на разрядниках и ОПН с номинальным напряжением 3 кВ и выше — мегаомметром на напряжение 2500 В.

Измерение сопротивления проводится перед включением в работу и при выводе в плановый ремонт оборудования, к которому подключены защитные аппараты, но не реже 1 раза в 6 лет для разрядников и ОПН, установленных на ПС, РП, ТП.

Сопротивление разрядников типов РВП, РВО, GZ должно быть не менее 1000 МОм, а для РВН должно соответствовать требованиям изготовителя.

Сопротивление элементов разрядников типа РВС должно соответствовать требованиям инструкции изготовителя. Сопротивление элементов разрядников типов РВМ, РВРД, РВМГ, РВМК должно соответствовать значениям, указанным в таблице 27.1.

Сопротивление имитатора пропускной способности измеряется мегаомметром на напряжение 1000 В. Значение измеренного сопротивления не должно отличаться более чем на 50 % от результатов измерений изготовителя или предыдущих измерений в эксплуатации.

Таблица 27.1. Значение сопротивлений вентильных разрядников

Тип разрядника или элемента	Сопротивление, МОм		Допустимые изменения в эксплуатации по сравнению с данными изготовителя или данными первоначальных измерений
	не менее	не более	
РВМ-3	15	40	±30 %
РВМ-6	100	250	
РВМ-10	170	450	
РВМ-15	600	2000	
РВМ-20	1000	10000	
РВМ-35 (2-х элементный)	600	2000	
РВРД-3	95	200	В пределах значений, указанных в столбцах 2 и 3
РВРД-6	210	940	
РВРД-10	770	5000	
Элемент разрядника РВМГ			±60 %
110М	400	2500	
150М	400	2500	
220М	400	2500	
330М	400	2500	
400	400	2500	
500	400	2500	
Основной элемент разрядника РВМК-330, 500	150	500	±30 %
Вентильный элемент	0,010	0,035	

Тип разрядника или элемента	Сопротивление, МОм		Допустимые изменения в эксплуатации по сравнению с данными изготовителя или данными первоначальных измерений
	не менее	не более	
разрядника РВМК-330, 500			
Искровой элемент разрядника РВМК-330, 500	600	1000	±30 %
Элемент разрядника РВМК-750М	1300	7000	±30 %
Элемент разрядника РВМК-1150 (при температуре не менее 10 °С в сухую погоду)	2000	8000	±30 %

Сопротивление изоляции изолирующих оснований разрядников с регистраторами срабатывания измеряется мегаомметром на напряжение 1000—2500 В. Значение измеренного сопротивления изоляции должно быть не менее 1 МОм.

Сопротивление ограничителей перенапряжений с номинальным напряжением до 3 кВ должно быть не менее 1000 МОм, если иное не установлено изготовителем. ОПН 0,38 – 0,66 кВ норма сопротивления от 0,8 до 30 МОм.

Сопротивление ограничителей перенапряжений с номинальным напряжением 3—35 кВ должно соответствовать требованиям инструкций изготовителей.

Сопротивление ограничителей перенапряжений с номинальным напряжением 110 кВ и выше должно быть не менее 3000 МОм (если другая норма не указана в инструкции изготовителя) и не должно отличаться более чем на ±30 % от данных, приведенных в паспорте или полученных в результате предыдущих измерений в эксплуатации.

27.2 П, К, М. Измерение тока проводимости вентильных разрядников при выпрямленном напряжении

Измерение проводится у разрядников с шунтирующими резисторами перед вводом в работу, а у разрядников с магнитным гашением дуги дополнительно не реже 1 раза в 6 лет. Внеочередное измерение тока проводимости проводится для окончательной оценки состояния разрядника в случае, когда при измерении мегаомметром обнаружено изменение сопротивления на величину более указанной в пункте 27.1.

Значения допустимых токов проводимости вентильных разрядников приведены в таблице 27.2.

Таблица 27.2. Допустимые токи проводимости вентильных разрядников при выпрямленном напряжении

Тип разрядника или элемента	Испытательное выпрямленное напряжение, кВ	Ток проводимости при температуре разрядника 20 °С, мкА	
		не менее	не более
РВС-15	16	450	620
РВС-15*	16	200	340
РВС-20	20	450	620
РВС-20*	20	200	340
РВС-33	32	450	620
РВС-35	32	450	620
РВС-35*	32	200	340
РВМ-3	4	380	450
РВМ-6	6	120	220
РВМ-10	10	200	280

Тип разрядника или элемента	Испытательное выпрямленное напряжение, кВ	Ток проводимости при температуре разрядника 20 °С, мкА	
		не менее	не более
РВМ-15	18	500	700
РВМ-20	28	500	700
РВЭ-25М	28	400	650
РВМЭ-25	32	450	600
РВРД-3	3	30	85
РВРД-6	6	30	85
РВРД-10	10	30	85
Элемент разрядника РВМГ-110М, 150М, 220М, 330М, 400, 500	30	1000	1350
Основной элемент разрядника РВМК-330, 500	18	1000	1350
Искровой элемент разрядника РВМК-330, 500	28	900	1300
Элемент разрядника РВМК-750М	64	220	330
Элемент разрядника РВМК-1150	64	180	320

* Разрядники для сетей с изолированной нейтралью и компенсацией емкостного тока замыкания на землю, выпущенные после 1975 г.

Примечание - Для приведения токов проводимости разрядников к температуре плюс 20 °С следует внести поправку, равную 3 % на каждые 10 градусов отклонения (при температуре больше 20 °С поправка отрицательная).

27.3 П, М. Измерение тока проводимости ограничителей перенапряжений

Измерение тока проводимости ограничителей перенапряжений производится:

1. Перед вводом в эксплуатацию:

для ограничителей класса напряжения 3—110 кВ при приложении наибольшего длительно допустимого фазного напряжения;

для ограничителей класса напряжения 150, 220*, 330, 500 кВ при напряжении 100 кВ частоты 50 Гц.

Примечание - * Для ограничителей перенапряжения 220 кВ допускается измерять ток проводимости при напряжении 75 кВ частоты 50 Гц.

2. В процессе эксплуатации:

для ограничителей класса напряжения 35 кВ 1 раз в 4 года;

для ограничителей класса напряжения 110 кВ и выше без отключения от сети 1 раз в год перед грозовым сезоном;

для ограничителей, установленных в нейтрали трансформатора 110 кВ, при выводе его из работы, но не реже 1 раза в 6 лет;

для ограничителей класса напряжения 110 кВ и выше при выводе из работы на срок более 1 мес.

Методика проведения измерения тока проводимости, а также его предельные значения, при которых ограничитель выводится из работы, указаны в инструкции изготовителя.

27.4 П, К, М. Тепловизионный контроль вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений

Производится у вентильных разрядников с шунтирующими сопротивлениями и ограничителей перенапряжений в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

При межремонтных испытаниях в случае удовлетворительных результатов тепловизионного контроля проверка состояния вентильных разрядников и ограничителей напряжения по пп. 27.1-27.3 может не проводиться.

27.5 К. Проверка герметичности разрядников

Проверка герметичности производится в случае проведения капитального ремонта разрядника со вскрытием. Проверка производится при разрежении 300-400 мм рт. ст. Изменение давления при перекрытом вентиле за 1-2 ч не должно превышать 0,5 мм рт. ст.

28 ТРУБЧАТЫЕ, ДЛИННО-ИСКРОВЫЕ И МОЛНИЕЗАЩИТНЫЕ[1] РАЗРЯДНИКИ

[1] Испытания молниезащитных разрядников производится в соответствии с инструкциями изготовителей.

28.1 П, М. Проверка состояния поверхности разрядника

Наружная поверхность разрядника не должна иметь ожогов электрической дугой, трещин, расслоений и царапин глубиной более 0,5 мм на длине более трети расстояния между наконечниками. Осмотр трубчатых разрядников, установленных на линиях электропередачи и на подходах ВЛ к подстанциям, следует производить 1 раз в год перед грозовым сезоном, с учетом требований [39].

28.2 П. Измерение поверхностного электрического сопротивления фибробакелитового разрядника

Проверка производится перед установкой разрядника мегаомметром на напряжение 2500 В. Поверхностное электрическое сопротивление должно быть не ниже 10000 МОм.

28.3 П, М. Измерение диаметра дугогасительного канала трубчатых разрядников

Значение диаметра канала должно соответствовать данным, приведенным в таблице 28.1. Измерение проводится со снятием разрядника с опоры не реже 1 раза в 3 года.

28.4 П, М. Измерение внутреннего искрового промежутка трубчатых разрядников

При вводе в эксплуатацию трубчатых разрядников размеры внутреннего искрового промежутка должны соответствовать данным, приведенным в таблице 28.1. При межремонтных испытаниях эти размеры не должны превышать значений, указанных в таблице 28.1 для разрядников РТФ 6-10 кВ - на 3 мм, РТФ-35 - на 5 мм, РТВ 6-10 кВ - на 8 мм, РТВ 20-35 кВ - на 10 мм, РТВ-110 - на 2 мм. Измерение в процессе эксплуатации проводится со снятием разрядника с опоры не реже 1 раза в 6 лет.

28.5 П, М. Измерение внешнего искрового промежутка трубчатых и длинно-искровых разрядников

Размеры внешнего искрового промежутка должны соответствовать данным, приведенным в таблице 28.1 и 28.2, или данным, приведенным в инструкции изготовителя.

Таблица 28.1. Технические данные трубчатых разрядников

Тип разрядника	Номинальное напряжение, кВ	Ток отключения, кА	Внешний искровой промежуток, мм	Начальный диаметр дугогасительного канала, мм	Конечный диаметр дугогасительного канала, мм	Начальная длина внутреннего искрового промежутка, мм	Конечная длина внутреннего искрового промежутка, мм
РТФ-6	6	0,5-10	20	10	14	150±2	-
РТВ-6	6	0,5-2,5	10	6	9	60	68
		2-10	10	10	14	60	68
РТФ-10	10	0,5-5	25	10	11,5	150±2	-
		0,2-1	25	10	13,7	225±2	-

Тип разрядника	Номинальное напряжение, кВ	Ток отключения, кА	Внешний искровой промежуток, мм	Начальный диаметр дугогасительного канала, мм	Конечный диаметр дугогасительного канала, мм	Начальная длина внутреннего искрового промежутка, мм	Конечная длина внутреннего искрового промежутка, мм
РТВ-10	10	0,5-2,5	20	6	9	60	68
		2-10	15	10	14	60	68
РТФ-35	35	0,5-2,5	130	10	12,6	250±2	-
		1-5	130	10	15,7	200±2	-
		2-10	130	16	20,4	220±2	-
РТВ-35	35	2-10	100	10	16	140	150
РТВ-20	20	2-10	40	10	14	100	110
РТВ-110	110	0,5-2,5	450	12	18	450±2	-
		1-5	450	20	25	450±2	-

Таблица 28.2. Технические данные длинно-искровых разрядников

Тип разрядника	Номинальное напряжение, кВ	Длина перекрытия по поверхности, см	Внешний искровой воздушный промежуток, см
РДИШ-10	10	80	2-4
РДИП-10-4	10	78	2-4
РДИМ-10-К	10	27	-

28.6 П, М. Проверка расположения зоны выхлопа трубчатых разрядников

Зоны выхлопа разрядников разных фаз не должны пересекаться и охватывать элементы конструкций и проводов ВЛ, концевых муфт, кабельных вставок В случае заземления выхлопных обойм разрядников допускается пересечение их зон выхлопа.

29 ВВОДЫ[1] И ПРОХОДНЫЕ ИЗОЛЯТОРЫ

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

29.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции

Производится измерение сопротивления изоляции измерительного конденсатора ПИН (C_2) мегаомметром на 2500 В, а последних слоев изоляции (C_3) мегаомметром на напряжение 2500 В, если нет других указаний изготовителя.

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.9.7.1.

29.2 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 и $tg\delta_3$ для RIP изоляции во избежание повреждения ввода не производится.

Предельные значения tgδ приведены в таблице 29.1.

Предельное увеличение емкости основной изоляции составляет 5 % измеренного при вводе в эксплуатацию.

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 29.1. Предельные значения tgδ вводов

Тип и зона изоляции ввода	Предельные значения tgδ, %, 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); - последние слои изоляции (C_3).	- -	0,7/1,5 1,2/3,0	0,6/1,2 1,0/2,0	0,6/1,0 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*:				

Тип и зона изоляции ввода	Предельные значения tgδ, %, для вводов номинальным напряжением, кВ			
	35	110-150	220	330-750
- 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 [15], с целью определения причин снижения tgδ. Для твердой изоляции предельное значение tgδ1 не должно быть ниже 0,25 %, а в случае резкого роста tgδ1 более чем на 0,2 % за год необходима консультация изготовителя [40].

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

4. Знак «-» означает отсутствие предельного значения.

29.3 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 9.1 и 9.2.

Испытание вводов, установленных на силовых трансформаторах, производится совместно с испытанием обмоток этих трансформаторов. Значение испытательного напряжения принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

29.4 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.

29.5 П, К, М. Испытание масла из вводов

При вводе в эксплуатацию вводов масло должно быть испытано в соответствии с требованиями раздела 31.

Перед заливкой во вводы изоляционное масло должно отвечать требованиям таблицы 31.2.

Доливаемое во вводы масло должно отвечать требованиям пункта 31.3.

Определение физико-химических характеристик масла из негерметичных вводов производится по требованиям таблицы 31.4 (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 31.4 (подпункты 5-9) производится при получении неудовлетворительных результатов испытаний по таблице 31.4 (подпункты 1-4). Объём необходимого расширения испытаний определяется техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Контроль масла герметичных вводов производится при получении неудовлетворительных результатов по подпунктам 29.1 или (и) 29.2, или (и) 29.7, 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 таблицы 31.4.

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, [15], [18], [20] и архивными материалами технического диагностирования состояния вводов.

29.6 М. Проверка манометра

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

29.7 М. Контроль изоляции под рабочим напряжением

Контроль изоляции вводов под рабочим напряжением рекомендуется 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 29.1, 29.2 (кроме измерения сопротивления изоляции и tgδ зоны C_3) и 29.5 в эксплуатации может производиться только при получении неудовлетворительных результатов испытаний по пункту 29.7.

Контролируемые параметры: изменение тангенса угла диэлектрических потерь ($\Delta tg\delta$) и емкости ($\Delta C/C$) основной изоляции. 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 29.2. Предельные значения $|\Delta tg\delta|$ и $\Delta Y/Y$

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

Примечание - 1. Для вводов 330-750 кВ рекомендуется автоматизированный непрерывный контроль с сигнализацией о предельных значениях измеряемых параметров.

2. Уменьшение значения $\Delta tg\delta$ 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 [15], с целью определения причин снижения $\Delta tg\delta$.

29.8 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.

29.9 М. Тепловизионное обследование

Тепловизионный контроль вводов производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

29.10 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.

29.11 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 с учетом рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

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

30 ПРЕДОХРАНИТЕЛИ, ПРЕДОХРАНИТЕЛИ-РАЗЪЕДИНИТЕЛИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В

30.1 П, К. Испытание опорной изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытание проводится на оборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Значение испытательного напряжения опорной изоляции предохранителя, предохранителя-разъединителя принимается в соответствии с таблицами 9.1 и 9.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

30.2 П, К. Проверка целостности плавкой вставки предохранителя

Проверяются:

- омметром - целостность плавкой вставки;
- визуально - наличие калибровки на патроне.

30.3 П, К. Измерение сопротивления постоянному току токоведущей части патрона предохранителя-разъединителя

Измеренное значение сопротивления должно соответствовать значению номинального тока в калибровке на патроне.

30.4 П, К. Измерение контактного нажатия в разъемных контактах предохранителя-разъединителя

Измеренное значение контактного нажатия должно соответствовать данным изготовителя.

30.5 П, К. Проверка состояния дугогасительной части патрона предохранителя-разъединителя

Измеряется внутренний диаметр дугогасительной части патрона предохранителя-разъединителя.

Измеренное значение диаметра внутренней дугогасительной части патрона должно соответствовать данным изготовителя.

30.6 П, К. Проверка работы предохранителя-разъединителя

Выполняется 5 циклов операций включения и отключения предохранителя- разъединителя.

Выполнение каждой операции должно быть успешным с одной попытки.

30.7 М. Тепловизионный контроль

Производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

31 ТРАНСФОРМАТОРНОЕ МАСЛО

31.1 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 [2].

Нормативные значения показателей качества для свежего масла в зависимости от его марки, которые производятся, приводятся в таблице 31.1. Таблица составлена на основании требований действующих ГОСТ Р 54331-2011 и [41] - [43] к качеству свежих трансформаторных масел на момент разработки настоящего стандарта.

При поставке новых марок трансформаторных масел, не указанных в таблице 31.1, качество масла должно отвечать требования ГОСТ Р 54331-2011.

При поставке трансформаторных масел зарубежного изготовления, качество масла должно отвечать требованиям [44] 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.

31.1.1 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 31.1.

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 31.1 определяются при арбитражном контроле или по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

Показатели 1 и 6 таблицы 31.1 должны дополнительно определяться по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики для специальных масел с улучшенными низко-температурными свойствами, которые предназначены для применения в масляных выключателях (арктические масла).

31.1.2 Контроль трансформаторного масла, слитого в резервуары

Трансформаторное масло, слитое в резервуары маслохозяйства, подвергается лабораторным испытаниям по показателям качества 2, 3, 9, 15 из таблицы 31.1 сразу после его приема из транспортной емкости.

31.1.3 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 31.1 с периодичностью не реже 1 раза в 4 года.

31.1.4 Расширение объёма контроля

Показатели качества масла из таблицы 31.1, не указанные в подпункты 31.1.1-31.1.3, а также показатели качества по ГОСТ Р 54331-2011 определяются в случае необходимости, по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

31.1.5 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 31.1, необходимо руководствоваться требованиями к качеству масла ГОСТ Р 54331-2011.

31.2 Контроль качества трансформаторных масел при их заливке в электрооборудование

31.2.1 Требования к свежему трансформаторному маслу

Свежие трансформаторные масла, подготовленные к заливу (доливу) в новое электрооборудование, должны удовлетворять требованиям таблицы 31.2.

31.2.2 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 31.3.

31.2.3 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.

31.3 Контроль качества трансформаторных масел при их эксплуатации в электрооборудовании

31.3.1 Объём и периодичность испытаний

Объём и периодичность проведения испытаний масла указаны в разделах на конкретные виды электрооборудования, нормативные значения показателей качества приводятся в таблице 31.4.

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 31.2 или 31.3, столбец 4, и до значений, ограничивающих область нормального состояния масла в эксплуатации, приведенных в таблице 31.4, столбец 3), когда состояние качества масла гарантирует надежную работу электрооборудования и при этом достаточно минимально необходимого контроля показателей качества 1 - 4 из таблицы 31.4, по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики дополнительно в сокращенный анализ может быть включен показатель 5 таблицы 31.4;

- область "риска" (интервал от значений, ограничивающих область нормального состояния масла, приведенных в таблице 31.4, столбец 3, до предельно допустимых значений показателей качества масла в эксплуатации, приведенных в таблице 31.4, 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 31.1. Показатели качества товарных трансформаторных масел

Номер пункта	Показатель	Марка масла					Требования ГОСТ Р 54331-2011	Номер стандарта на метод испытаний
		ГК [41]	ВГ [43]	Т-1500У [42]	Nytro 11GX	Nytro 10XN		
1	Вязкость кинематическая, $мм^2/с$, не более:							
	– при плюс 50 °С	9	9	-	9	9	9	ГОСТ 33-2000, ГОСТ Р 53708-2009.
	– при плюс 40 °С	-	-	11	11	12	12	
	– при минус 30 °С	1200	1200	1300	1800	800	1200	
2	Кислотное число, мг КОН 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.

Номер пункта	Показатель	Марка масла					Требования ГОСТ Р 54331-2011	Номер стандарта на метод испытаний
		ГК [41]	ВГ [43]	Т-1500У [42]	Nytro 11GX	Nytro 10XN		
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 осадка, % массы, не более	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	
	– 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, [45], [50].
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 53203-2008.

Таблица 31.2. 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 электро-оборудование	после заливки в электро-оборудование	
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 КОН/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.

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электро-оборудование	после заливки в электро-оборудование	
4	Влагосодержание по ГОСТ Р МЭК 60814-2013, % массы (мг/кг, г/т), не более*	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы, герметичные измерительные трансформаторы	0,001 (10)	0,001 (10)	Допускается определение по ГОСТ 7822-75 или хроматографическим методом по [12] или [46].
		Силовые и измерительные 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 ГОСТ 17216-2001. Класс промышленной чистоты по Таблице1 ГОСТ 17216-2001 определяется по значению класса фракции с наибольшим значением.
		Масляные выключатели вне зависимости класса напряжения	Отсутствие (12)	Отсутствие (12)	
	Класс промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более	Электрооборудование свыше 35 кВ до 750 кВ включительно	8	9	

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электро-оборудование	после заливки в электро-оборудование	
6	Тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С по ГОСТ 6581-75, %, не более**	Силовые и измерительные трансформаторы 35 кВ Силовые и измерительные трансформаторы свыше 35 кВ до 750 кВ включительно, маслонаполненные вводы 35 кВ и выше	1,7 0,5	2,0 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 и измерительные 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 [45], [50].
9	Температура застывания, ГОСТ 20287-91, °С, не более	Электрооборудование, заливаемое специальным маслом (арктическим)	-60	-60	

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электро-оборудование	после заливки в электро-оборудование	
10	Газосодержание по [47], % объёма, не более	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	0,5	1,0	Допускается определение по [46], норма до залива не является браковочной, определение обязательно.
11	Стабильность против окисления по ГОСТ 981-75: кислотное число окисленного масла, мг КОН/г масла, не более; содержание осадка, % массы, не более	Силовые и измерительные 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 и ТКп по ТУ 38.401.5849-92, а также их смеси с другими свежими маслами, если значение tgδ 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 31.2.

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

Таблица 31.3. 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 электро-оборудование	после заливки в электро-оборудование	
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 КОН/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 и измерительные трансформаторы свыше 35 кВ до 500 кВ включительно	0,02	0,02	
		Силовые и измерительные трансформаторы свыше 500 кВ до 750 кВ включительно	0,01	0,01	

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электро-оборудование	после заливки в электро-оборудование	
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 и измерительные 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, герметичные измерительные трансформаторы	0,001 (10)	0,001 (10)	Допускается определение по ГОСТ 7822-75 или хроматографическим методом по [12] и [46].
		Силовые и измерительные 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 ГОСТ 17216-2001.
		Масляные выключатели вне зависимости класса напряжения	Отсутствие (12)	Отсутствие (12)	

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электро-оборудование	после заливки в электро-оборудование	
	Класс промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более	Электрооборудование свыше 35 кВ до 750 кВ включительно	8	9	Класс промышленной чистоты по Таблице1 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 до 35 кВ включительно	5,0	6,0	Проба масла дополнительной обработке не подвергается.
		Силовые трансформаторы до 35 кВ включительно, заливаемые маслами марок ГК, ВГ, Nytro 11GX и 10XN	1,5	1,7	Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 60247-2013.
		Силовые и измерительные трансформаторы свыше 35 кВ до 500 кВ включительно	1,5	1,7	
		Силовые и измерительные трансформаторы свыше 500 кВ до 750 кВ включительно	0,5	0,7	
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.

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электро-оборудование	после заливки в электро-оборудование	
8	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил -4-метилфенол или ионол), по ГОСТ Р МЭК 60666-2013, % массы, не менее	Силовые и измерительные трансформаторы от 35 кВ до 750 кВ включительно	0,20	Снижение не более чем на 10% от исходного значения до залива	Допускается определение по [45], [50]. 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 [47], % объёма, не более	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичное электрооборудование	0,5	1,0	Допускается определение данного показателя по [46], значение данного показателя до залива не является браковочным, определение обязательно.
11	Стабильность против окисления по ГОСТ 981-75: – кислотное число окисленного масла, мг КОН/г масла, не более – массовая доля осадка, %, не более	Силовые и измерительные трансформаторы 110 кВ и выше	0,2 Отсутствие	- -	Условия процесса: 130 °С, 30 ч, 50 мл/мин O_2. Данный показатель определяется только для регенерированных масел.
12	Содержание серы по	Электрооборудование:			Определение рекомендуется

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электро-оборудование	после заливки в электро-оборудование	
	ГОСТ 19121-73, %, не более	– до 35 кВ включительно	0,60	0,60	только для смесей масел и регенерированных масел. Возможно определение по ГОСТ Р ЕН ИСО 14596-2008, ГОСТ Р 51947-2002 и ГОСТ Р 53203-2008.
		– свыше 35 кВ до 500 кВ включительно	0,35	0,35	
		– 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 31.2.

** 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).

Таблица 31.4. 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 КОН/г масла, не более	Силовые и измерительные 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 КОН/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 и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	Снижение более чем на 5 °С в сравнении с предыдущим анализом	125	

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
			ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое	
4	Влагосодержание: по ГОСТ Р МЭК 60814-2013, % массы (мг/кг, г/т), не более	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы, герметичные измерительные трансформаторы	0,0015 (15)	0,0020 (20)	Допускается определение по ГОСТ 7822-75 или хроматографическим методом по [12] и [46].
		Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	0,0020 (20)	0,0025 (25)	
5	Содержание механических примесей**: ГОСТ 6370-83, % (класс промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более);	Электрооборудование до 35 кВ включительно	Отсутствие (12)	Отсутствие (12)	Допускается определение по ГОСТ ИСО 4407-2006 с последующим перерасчетом по Прил. Г ГОСТ 17216-2001. Класс промышленной чистоты по таблице 1 ГОСТ 17216-2001 определяется по значению класса фракции с наибольшим значением (по «худшей» фракции).
		Масляные выключатели вне зависимости от класса напряжения	-	Отсутствие (13)	
	Класс промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более	Электрооборудование свыше 35 кВ до 750 кВ включительно	10	11	
6	Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТ 6581-75, %, не более, при температуре 90 °С	Силовые и измерительные 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	

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
			ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое	
		Силовые и измерительные 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, герметичные измерительные трансформаторы до 750 кВ включительно	5,5	-	Допускается качественное определение с индикатором.
		Негерметичные высоковольтные вводы и измерительные трансформаторы 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 [45], [50].
9	Общее содержание шлама, % массы, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные высоковольтные вводы, 110 кВ и выше	-	0,005	Определение проводят по [12], [48] и [52] при достижении любого из показателей по пунктам 2, 6, 7 таблицы 31.4 значения, ограничивающего область нормального состояния.

Номер пункта	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
			ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое	
10	Газосодержание по [47], % объёма, не более	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичное электрооборудование	2	4	Допускается определение по [46].

П р и м е ч а н и е – * Испытание масла по пункту 3 настоящей таблицы может не производиться, если с рекомендуемой периодичностью проводится хроматографический анализ растворенных в масле газов.

**Для масляных выключателей испытания по пункту 4 и 5 настоящей таблицы дополнительно выполняют по решению технического руководителя при достижении значения, ограничивающего область нормального состояния, по пункту 1 настоящей таблицы.

*** 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 31.4 рекомендуемая периодичность определения содержания антиокислительной присадки не менее 1 раза в 2 года.

31.3.2 Расширенные испытания трансформаторного масла

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

31.3.3 Требования к трансформаторным маслам, доливаемым в электрооборудование

Трансформаторные масла, доливаемые в электрооборудование в процессе его эксплуатации, должны удовлетворять требованиям таблицы 31.4, 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 31.4 (пункты 1-6). Долив в высоковольтные вводы в иных случаях выполняют свежим маслом, соответствующим требованиям таблицы 31.2.

31.3.4 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.

31.4 Контроль качества отработанных трансформаторных масел

31.4.1 Требования по замене трансформаторного масла

Трансформаторные масла, не отвечающие требованиям таблицы 31.4 (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.

31.4.2 Требования к отработанным маслам

Отработанные трансформаторные масла, подлежащие сдаче для переработки в специализированные организации, должны удовлетворять требованиям ТР ТС 030/2012 и ГОСТ 21046-2015.

31.5 Область применения трансформаторных масел

Трансформаторные масла, полностью отвечающие требованиям [44] и ГОСТ Р 54331-2011 по показателям качества, указанным в таблице 31.1 рекомендуется применять без ограничения области применения.

Трансформаторные масла, не отвечающие полностью требованиям ГОСТ Р 54331-2011 по показателям качества, указанным в таблице 31.1 рекомендуется применять в электрооборудовании напряжением до 35 кВ включительно.

Специальные трансформаторные масла с улучшенными низко-температурными 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 [64].

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 31.3. 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 [64].

31.6 Контроль качества трансформаторных масел с применением дополнительных методов испытаний и измерений

31.6.1 Требования к новым методам испытаний и измерений

Новые методы испытаний или измерений для определения показателей качества трансформаторных масел, не указанных в таблицах 31.1 – 31.4, рекомендуется применять при комплексном диагностическом обследовании электрооборудования, для определения качества новых марок трансформаторных масел, не указанных в таблице 31.1, в том числе их экологических и гигиенических свойств, при испытаниях масел на совместимость при смешении, для определения причин возникновения дефектов или повреждения маслонаполненного электрооборудования.

Методики измерений должны быть аттестованы, а средства измерений внесены в Реестр средств измерений и поверены в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

31.6.2 Рекомендуемые дополнительные методы испытаний качества трансформаторных масел

При применении дополнительных методов испытаний рекомендуется определение следующих показателей качества масла:

показатель преломления по ГОСТ 18995.2-73;

относительная диэлектрическая проницаемость по ГОСТ Р МЭК 60247-2013;

удельное сопротивление при постоянном токе по ГОСТ Р МЭК 60247-2013;

содержание ароматических углеводородов по ГОСТ 28640-90;

межфазное натяжение масло-вода по ГОСТ Р 55413-2013 и [49];

определение содержания деактивирующих присадок и продуктов старения методом ИК-спектроскопии по ГОСТ Р МЭК 60666-2013 или ВЭЖХ по [48], [50];

оптическая мутность [51];

определение содержания меди и других металлов [52];

активность воды [52];

содержание полихлорированных бифенилов по ГОСТ Р МЭК 61619-2013, ГОСТ EN 12766-1-2014, ГОСТ EN 12766-2-2014, ГОСТ EN 12766-3-2014;

газообразование под воздействием электрического поля по ГОСТ 13003-88 и ГОСТ Р МЭК 60628-2013;

содержание производных фурана по [53], [54], [55], [12] или ГОСТ Р МЭК 61198 -2013;

содержание серы [52], [56];

старение под воздействием электрического поля и структурно-групповой состав [57].

Критерии оценки качества и нормативные значения определяются непосредственной практикой применения данных показателей на субъекте электроэнергетики, по некоторым показателям критерии оценки приведены в [52].

31.6.3 Применение МИ (методик измерений)

По решению технического руководителя субъекта электроэнергетики для определения показателей качества трансформаторного масла допускается применение собственных МИ или МИ сторонних организаций, если им официально присвоен код регистрации в Федеральном реестре методик измерений, показатели точности в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563-2009 не хуже, чем у методов указанных в таблицах 31.1 – 31.4, и МИ имеют актуальный срок действия.

32 АППАРАТЫ, ВТОРИЧНЫЕ ЦЕПИ И ЭЛЕКТРОПРОВОДКА НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 1000 В

32.1 П, Т. Измерение сопротивления изоляции

Значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в таблице 32.1.

32.2 П, Т. Испытания повышенным напряжением частоты 50 Гц

При включении после монтажа и после капитального ремонта значение испытательного переменного напряжения для цепей РЗА и других вторичных цепей со всеми присоединенными аппаратами (катушки приводов, автоматы, магнитные пускатели, контакторы, реле, приборы и т.п.) принимается равным 1000 В.

Испытания проводятся в течение 1 мин.

Кроме того, напряжением 1000 В в течение 1 мин. должна быть испытана изоляция между жилами контрольного кабеля тех цепей, где имеется повышенная вероятность замыкания между жилами с серьезными последствиями (цепи газовой защиты, цепи конденсаторов, используемых как источник оперативного тока, вторичные цепи трансформаторов тока с номинальным значением тока 1 А и т.п.)

Осветительные сети испытываются указанным напряжением в тех случаях, если сопротивление изоляции оказалось ниже 1 МОм, но не ниже 0,5 МОм.

В последующей эксплуатации изоляция вторичных цепей должна испытываться напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин. или выпрямленным напряжением 2500 В с использованием мегаомметра или специальной установки.

Вторичные цепи, рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже, напряжением 1000 В частоты 50 Гц, не испытываются

32.3 П, Т. Проверка действия максимальных, минимальных или независимых расцепителей автоматов

Работа расцепителей должна соответствовать данным изготовителя и требованиям обеспечения защитных характеристик.

Таблица 32.1.

Испытуемый элемент	Напряжение мегаомметра, В	Наименьшее допустимое значение сопротивления изоляции, МОм
1. Шины постоянного тока на щитах управления и в распределительных устройствах (при отсоединённых цепях)	1000-2500	10
2. Вторичные цепи каждого присоединения и цепи питания приводов выключателей и разъединителей[1)]	1000-2500	1
3. Цепи управления, защиты, автоматики и измерений, а также цепи возбуждения машин постоянного тока, присоединённые к силовым цепям	1000-2500	1
4. Вторичные цепи и элементы при питании от отдельного источника или через разделительный трансформатор, рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже[2)]	500	0,5
5. Электропроводки, в том числе осветительные сети[3)]	1000	0,5

6. Распределительные устройства,[4] щиты и токопроводы	1000-2500	0,5

Примечание - 1) Измерение производится со всеми присоединёнными аппаратами (катушки приводов, контакторы, пускатели, автоматические выключатели, реле, приборы, вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения и т. п.).

2) Должны быть приняты меры для предотвращения повреждения устройств, в особенности, микропроцессорных, микроэлектронных и полупроводниковых элементов.

3) Сопротивление изоляции измеряется между каждым проводом и землёй, а также между каждыми двумя проводами.

4) Измеряется сопротивление изоляции каждой секции распределительного устройства.

32.4 П, Т. Проверка работы контакторов и автоматов при пониженном напряжении оперативного тока

Значение напряжения срабатывания и количество операций приведены в таблице 32.2.

Таблица 32.2.

Операция	Напряжение на шинах оперативного тока	Количество операций
Включение	$0,9U_{ном}$	5
Отключение	$0,8\ U_{ном}$	5

32.5 П, Т. Проверка предохранителей, предохранителей-разъединителей

Плавкая вставка предохранителя должна быть калиброванной.

Контактное нажатие в разъемных контактах предохранителя-разъединителя должно соответствовать данным изготовителя и измеренному при приёмке.

Проверка работы предохранителя-разъединителя производится выполнением 5 циклов ВО.

32.6 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д. Контроль проводится при наличии технической возможности.

33 АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ

33.1 П, К. Проверка ёмкости аккумуляторной батареи

Ёмкость аккумуляторной батареи при температуре 20 °С должна соответствовать данным изготовителя.

33.2 П, К, М. Проверка напряжения аккумуляторной батареи при толчковых токах

Значения напряжения на выводах аккумуляторной батареи (при отключённом подзарядном агрегате) при разряде в течение не более 5 с с наибольшим током (но не более 2,5 тока одночасового режима разряда) без участия концевых элементов должны сопоставляться с результатами предыдущих измерений и не могут снижаться более чем на 0,4 В на каждый элемент от напряжения в момент, предшествующий толчку. Для приёмников постоянного тока должны обеспечиваться необходимые уровни напряжения.

Испытания проводятся 1 раз в год.

33.3 П, К, Т. Проверка плотности электролита

Проверка плотности электролита полностью заряженного аккумулятора в каждом элементе в конце заряда и в режиме постоянного подзаряда должна проводиться в соответствии с инструкцией по эксплуатации изготовителя.

Для батарей типа СК, СН проверка в контрольных элементах должна производиться не реже 1 раза в месяц. Для батарей других типов в соответствии с инструкцией по эксплуатации изготовителя.

33.4 П, К, Т. Измерение напряжения каждого элемента батареи

Контроль напряжения выполняется на всех аккумуляторах батареи.

Напряжение отстающих элементов в конце контрольного разряда не должно отличаться более чем на 1-1,5 % от среднего напряжения остальных элементов, а количество отстающих элементов не должно превышать 5 % их общего числа.

Напряжение в конце разряда должно соответствовать требованиям инструкции изготовителя.

33.5 П, К, Т, М. Химический анализ электролита

Серная кислота, предназначенная для приготовления электролита, должна отвечать требованиям ГОСТ 667-73 для высшего сорта.

Требования к серной кислоте и электролиту для аккумуляторных батарей типа С (СК); СН (СНК) приведены в таблице 33.1.

При текущем ремонте (Т) и между ремонтами (М) допускается контроль только по подпункты 4 и 8 таблицы 33.1.

Таблица 33.1. Нормы на характеристики серной кислоты и электролита для аккумуляторных батарей типа С (СК); СН (СНК)

Показатель	Нормы для серной кислоты высшего сорта	Нормы для электролита	
		Разведенная свежая кислота для заливки в аккумуляторы	Предельно допустимые концентрации компонентов в электролите из работающего аккумулятора
1 Внешний вид	Прозрачная	Прозрачная	
2 Интенсивность окраски (определяется	0,6	0,6	1

Показатель	Нормы для серной кислоты высшего сорта	Нормы для электролита	
		Разведенная свежая кислота для заливки в аккумуляторы	Предельно допустимые концентрации компонентов в электролите из работающего аккумулятора
колориметрическим способом), мл			
3 Плотность при температуре 20 °С, г/см^3	1,83÷1,84	1,18±0,005	1,2÷1,21
4 Содержание железа, %, не более	0,005	0,006	0,008
5 Содержание нелетучего остатка после прокаливания, %, не более	0,02	0,03	-
6 Содержание окислов азота, %, не более	0,00003	0,00005	-
7 Содержание мышьяка, %, не более	0,00005	0,00005	-
8 Содержание хлористых соединений, %, не более	0,0002	0,0003	0,0005
9 Содержание марганца, %, не более	0,00005	0,00005	-
10 Содержание меди, %, не более	0,0005	0,0005	-
11 Содержание веществ, восстанавливающих марганцево-кислый калий, мл 0,01 Н раствора $KMnO_4$, не более	4,5	-	-
12 Содержание суммы тяжелых металлов в пересчете на свинец, %, не более	0,01	-	-

Качество электролита для ниже перечисленных импортных аккумуляторных батарей (в том числе произведённых на заводах на территории Российской Федерации) контролируется в соответствии с инструкцией по эксплуатации изготовителя.

Для электролита аккумуляторных батарей типа GROE, OPzS содержание примесей не должно превышать значений, указанных в таблице 33.2.

Таблица 33.2. Нормы содержания примесей в электролите

Вид загрязняющей примеси	Значение, г/литр
Хлор	0,006
Железо	0,030
Медь	0,001
Азот	0,050
Органические вещества	0,050
Другие примеси	0,002

Для электролита аккумуляторных батарей типа Vb VARTA содержание примесей не должно превышать значений, указанных в таблице 33.3.

Таблица 33.3. Предельно допустимые содержания примесей в электролите, предназначенном для заполнения аккумуляторных батарей типа Vb VARTA

№ п/п	Вид загрязняющей примеси	Масса, мг/л, не более	
1	Платиновые металлы	Всего	0,05
2	Медь		0,5
3	Прочие металлы сероводородной группы , напр. мышьяк, сурьма, олово, висмут (кроме свинца)	Каждого Всего	1 2
4	Марганец, хром, титан	Каждого	0,2
5	Железо		30
6	Прочие металлы сернистокислой аммониевой группы, напр. кобальт, никель (кроме алюминия и цинка)	Каждого Всего	1 2
7	Хлор, фтор, бром, йод	Всего	5
8	Азот в форме аммиака		50
9	Азот в иной форме, напр. в форме азотной кислоты		10
10	Двуокись серы или сероводород		20
11	Летучие органические кислоты (в пересчёте на уксусную кислоту)		20
12	Окисляемые органические вещества в количестве, соответствующем расходу KMnO4		30
Фракция, остающаяся после выпаривания серной кислоты, удаления дымящихся продуктов и отжига остатка, не должна составлять более 250 мг/л.			

Примечание - Дистиллированная вода или паровой конденсат, применяемые для приготовления электролита и доливок аккумуляторов, должны соответствовать требованиям ГОСТ 6709-72, если иное не оговорено документацией изготовителя.

Анализ электролита кислотной аккумуляторной батареи должен проводиться ежегодно по пробам, взятым из контрольных элементов. Количество контрольных элементов должно быть установлено техническим руководителем субъекта электроэнергетики в зависимости от состояния батареи, но не менее 10 %. Нумерация контрольных банок аккумуляторных батарей должны ежегодно меняться. При контрольном разряде пробы электролита должны отбираться в конце разряда.

33.6 П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции батареи

Измерение сопротивления изоляции ошиновки и токоведущих частей батареи перед заливкой электролита производится мегаомметром на напряжение 1000 В. После заливки электролита и в ходе эксплуатации батареи измерение производится штатным устройством контроля изоляции.

Сопротивление изоляции новой батареи на напряжение до 110 В должно быть не менее 60 кОм, батареи на напряжение 220 В - не менее 150 кОм.

Сопротивление изоляции батареи в эксплуатации должно быть не менее указанного в таблице 33.4, если иное не указано в инструкции изготовителя.

Таблица 33.4. Сопротивление изоляции батареи в эксплуатации

Напряжение батареи, В	24	48	60	110	220
Сопротивление изоляции, кОм	15	25	30	50	100

33.7 М. Измерение высоты осадка (шлама) в элементах

Для АБ с прозрачным корпусом должно быть. свободное пространство не менее 10 мм между осадком и нижним краем положительных пластин

33.8 Комплексное диагностическое обследование

Комплексное диагностическое обследование (КДО) аккумуляторной батареи проводится по отдельным программам с учетом рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

Комплексное диагностическое обследование аккумуляторной батареи рекомендуется проводить:

- в случае отсутствия динамики изменений диагностируемых параметров в сторону ухудшения после 12 лет с начала эксплуатации силового оборудования, а в дальнейшем 1 раз в 4-6 лет по решению технического руководителя на основании результатов периодического регламентного контроля;
- для оборудования, отработавшего установленные нормативной документацией сроки, - по решению технического руководителя, вне зависимости от технического состояния;
- при обнаружении динамики изменений диагностируемых параметров в сторону ухудшения в рамках планового контроля или мониторинга;
- при необходимости проведения капитального ремонта.

При необходимости для проведения КДО технического состояния привлекаются организации, специализирующиеся в области технического обслуживания аккумуляторных батарей.

Комплексное диагностическое обследование аккумуляторной батареи включает в себя следующие работы:

- анализ проектной документации и протоколов испытаний;
- составление исполнительной схемы соединений аккумуляторной батареи (щита постоянного тока (ЩПТ) и токораспределительной сети (щита управления, релейного щита, РУ-6, 10 кВ, ОРУ-35, 110, 220 кВ). На схеме указываются параметры;
- проведение внешнего осмотра элементов аккумуляторной батареи для определения наличия осадка, газовыделения в банках, сколов и грязи на поверхности;
- проверку состояния контактных соединений банок аккумуляторной батареи;
- определение технического состояния аккумуляторной батареи путём измерения внутреннего сопротивления аккумуляторной батареи двухимпульсным методом при выключенных подзарядных устройствах. Из соотношения среднего измеренного и паспортного значений сопротивлений элемента аккумуляторной батареи (с учётом коэффициента приведения удельного сопротивления аккумулятора к температуре, при которой проводились измерения) рассчитывается ёмкость аккумуляторной батареи. Выявляются неисправные элементы аккумуляторной батареи посредством поэлементного измерения напряжений;
- проверку состояния аккумуляторной батареи выполняется по пунктам 33.1 ÷33.7;
- тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д настоящего стандарта.

Методы проверки состояния аккумуляторной батареи, измерения параметров аккумуляторной батареи, проведение необходимых измерений, результаты измерений и расчётов должны быть отражены в соответствующих протоколах.

По результатам проведения КДО должно быть составлено заключение о состоянии аккумуляторной батареи.

34 ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

34.1 П. Проверка выполнения элементов заземляющего устройства

Проверка конструктивного выполнения заземляющего устройства на ОРУ электростанций и подстанций производится после монтажа до засыпки грунта и присоединения естественных заземлителей и заземляемых элементов (оборудования, конструкций, сооружений).

Проверка заземляющих устройств на ВЛ производится у всех опор в населенной местности и, кроме того, не менее, чем у 2 % опор от общего числа опор с заземлителями.

Сечения и проводимости элементов заземляющего устройства должны соответствовать Правилам устройства электроустановок.

34.2 П, К, М. Проверка соединений заземлителей с заземляемыми элементами, а также естественных заземлителей с заземляющим устройством

Проверка производится путем простукивания мест соединений молотком и осмотра для выявления обрывов и других дефектов. Производится измерение переходных сопротивлений (при исправном состоянии контактного соединения сопротивление не превышает 0,05 Ом).

Проверка состояния цепей и контактных соединений между заземлителями и заземляемыми элементами, а также соединений естественных заземлителей с заземляющим устройством производится после каждого ремонта и реконструкции заземляющих устройств, но не реже 1 раза в 12 лет.

34.3 М. Проверка коррозионного состояния элементов заземляющего устройства, находящихся в земле

На ОРУ электростанций и подстанций проверка производится вблизи нейтралей силовых трансформаторов, мест заземления короткозамыкателей, разрядников и ограничителей перенапряжений, а также выборочно у стоек конструкций и в местах, где заземлители наиболее подвержены коррозии.

В закрытых распределительных устройствах осмотр элементов заземлителей со вскрытием грунта производится по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

На ВЛ выборочная проверка со вскрытием грунта на глубину не менее 0,7 м. производится не менее чем у 2 % опор от общего числа опор с заземлителями. Указанную проверку следует производить на ВЛ в населенной местности, на участках с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми и плохо проводящими грунтами.

Элемент заземлителя должен быть заменен, если разрушено более 50 % его сечения.

Проверка коррозионного состояния производится не реже 1 раза в 12 лет.

Таблица 34.1. Наибольшие допустимые сопротивления заземляющих устройств

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства	Сопротивление, Ом
1. Электроустановки напряжением выше 1 кВ, кроме ВЛ[1)]	Электроустановка сети с глухозаземленной и эффективно заземленной нейтралью	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями	0,5

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства	Сопротивление, Ом
	Электроустановка сети с изолированной нейтралью при использовании заземляющего устройства только для установки выше 1 кВ	Искусственный заземлитель вместе с подсоединенными естественными заземлителями	250/I[2)], но не более 10
	Электроустановка сети с изолированной нейтралью при использовании заземляющего устройства для электроустановки до 1 кВ	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями	125/I[2)], при этом должны быть выполнены требования к заземлению установки до 1 кВ
	Подстанция с высшим напряжением 20-35 кВ при установке молниеотвода на трансформаторном портале	Заземлитель подстанции	4, без учета заземлителей, расположенных вне контура заземления ОРУ
	Отдельно стоящий молниеотвод	Обособленный заземлитель	80
2. Электроустановки напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, кроме ВЛ[3)]	Электроустановка с глухозаземленными нейтралями генераторов или трансформаторов или выводами источников однофазного тока	Искусственный заземлитель с подключенными естественными заземлителями и учетом использования заземлителей повторных заземлений нулевого провода ВЛ до 1 кВ при количестве отходящих линий не менее двух при напряжении источника, В:	
		трех-фазный / одно-фазный	
		660 / 380	2
		380 / 220	4
		220 / 127	8
		Заземлитель, расположенный в непосредственной близости от нейтрали генератора или трансформатора или вывода источника однофазного тока при напряжении источника, В:	
		трех-фазный / одно-фазный	
		660 / 380	15
		380 / 220	30
		220 / 127	60

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства	Сопротивление, Ом
3. ВЛ напряжением выше 1 кВ[4)]	1. Опоры, имеющие грозозащитный трос или другие устройства молниезащиты. 2. Железобетонные и металлические опоры ВЛ 3-20 кВ в населенной местности. 3. Опоры ВЛ 35 кВ. 4. Опоры ВЛ 110 кВ и выше, на которых установлены силовые или измерительные трансформаторы, разъединители, предохранители и другие аппараты.	Заземлитель опоры при удельном эквивалентном сопротивлении ρ, Ом·м:	
		до 100;	$10^{5)}$
		более 100 до 500;	$15^{5)}$
		более 500 до 1000;	$20^{5)}$
		более 1000 до 5000;	$30^{5)}$
		более 5000	$6 \cdot 10^{-3}\rho^{5)}$
	Опоры ВЛ 3-35 кВ, на которых установлены силовые или измерительные трансформаторы, разъединители, предохранители и другие аппараты.		30
	Опоры ВЛ железобетонные и металлические опоры ВЛ 3-20 кВ в ненаселенной местности	Заземлитель опоры при удельном сопротивлении грунта ρ, Ом/м:	
		до 100;	$30^{5)}$
		более 100	$0{,}3\rho^{5)}$
4. ВЛ напряжением до 1 кВ[3)]	Опора ВЛ с устройством грозозащиты	Заземлитель опоры для грозозащиты	30
	Опоры с повторными заземлителями нулевого рабочего провода	Общее сопротивление заземления всех повторных заземлений при напряжении источника, В: трех-фазный / одно-фазный	
		660 / 380	5
		380 / 220	10
		220 / 127	20
		Заземлитель каждого из повторных заземлений при напряжении источника, В: трех-фазный / одно-фазный	
		660 / 380	15

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства		Сопротивление, Ом
		380	220	30
		220	127	60

Примечание - 1) Для электроустановок выше 1 кВ при удельном сопротивлении грунта ρ более 500 Ом·м допускается увеличение сопротивления в 0,002ρ раз, но не более десятикратного.

2) I - расчетный ток замыкания на землю, А.

В качестве расчетного тока принимается:

- в сетях без компенсации емкостного тока - ток замыкания на землю;

- в сетях с компенсацией емкостного тока:

- для заземляющих устройств, к которым присоединены дугогасящие реакторы, - ток, равный 125 % номинального тока этих реакторов;

- для заземляющих устройств, к которым не присоединены дугогасящие реакторы, - ток замыкания на землю, проходящий в сети при отключении наиболее мощного из дугогасящих реакторов или наиболее разветвленного участка сети.

3) Для установок и ВЛ напряжением до 1 кВ при удельном сопротивлении грунта ρ более 100 Ом·м допускается увеличение указанных выше норм в 0,01ρ раз, но не более десятикратного.

4) Сопротивление заземлителей опор ВЛ на подходах к подстанциям должно соответствовать требованиям Правил устройства электроустановок.

5) Для опор высотой более 50 м на участках ВЛ, защищенных тросами, сопротивление заземлителей должно быть в 2 раза меньше приведенных в таблице.

34.4 П, К, М. Измерения сопротивления заземляющих устройств электростанций, подстанций и воздушных линий электропередачи

Наибольшие допустимые значения сопротивления заземляющих устройств приведены в таблице 34.1.

Измерение сопротивления заземляющих устройств электростанций и подстанций производится после монтажа, переустройства и капитального ремонта, но не реже 1 раза в 12 лет.

Измерение производится после присоединения естественных заземлителей.

На воздушных линиях электропередачи измерения производятся:

а) при напряжении выше 1 кВ:

- на опорах с разрядниками, разъединителями и другим электрооборудованием — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 6 лет;

- выборочно у 2 % опор от общего числа опор с заземлителями в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными или плохо проводящими грунтами — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 12 лет;

- на тросовых опорах ВЛ 110 кВ и выше при обнаружении на них следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой (кроме регионов с низкопроводящими грунтами);

б) при напряжении до 1 кВ:

- на опорах с заземлителями грозозащиты — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также а эксплуатации не реже 1 раза в 6 лет;

- на опорах с повторными заземлениями нулевого провода — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 6 лет;

- выборочно у 2 % опор от общего количества опор с заземлителями в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными или плохо проводящими грунтами — после монтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 12 лет.

34.5 П, К, М. Измерение напряжения прикосновения (в электроустановках, выполненных по нормам на напряжение прикосновения)

Измерение напряжения прикосновения производится после монтажа, переустройства и капитального ремонта заземляющего устройства, но не реже 1 раза в 6 лет. Измерение производится при присоединенных естественных заземлителях и тросах ВЛ.

Напряжение прикосновения измеряется в контрольных точках, в которых эти величины определены расчетом при проектировании. Под длительностью воздействия напряжения понимается суммарное время действия релейной защиты (резервной – у рабочих мест, основной – для остальной территории) и собственного времени отключения выключателя.

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения при аварийном режиме электроустановок выполненных по нормам на напряжение прикосновения напряжением до 1000 В с глухозаземленной или изолированной нейтралью и выше 1000 В с изолированной нейтралью не должны превышать значений, указанных в таблице 2 ГОСТ 12.1.038.

Предельно допустимые значения напряжения прикосновения при аварийном режиме электроустановок с частотой тока 50 Гц, напряжением выше 1000 В, с глухим заземлением нейтрали приведены в таблице 3 ГОСТ 12.1.038.

34.6 П, К, М. Проверка напряжения на заземляющем устройстве РУ электростанций и подстанций при стекании с него тока замыкания на землю

Проверка (расчетная) производится после монтажа, переустройства, но не реже 1 раза в 12 лет для электроустановок напряжением выше 1 кВ в сети с эффективно заземленной нейтралью.

Напряжение на заземляющем устройстве:

- не ограничивается для электроустановок, с которых исключен вынос потенциалов за пределы зданий и внешних ограждений электроустановки;
- не более 10 кВ, если предусмотрены меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики и по предотвращению выноса потенциалов;
- не более 5 кВ во всех остальных случаях.

34.8 П, М. Проверка цепи фаза-нуль (цепи зануления) в электроустановках до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали

Проверка производится одним из следующих способов:

- непосредственным измерением тока однофазного замыкания на корпус или нулевой провод;
- измерением полного сопротивления петли фаза-нуль с последующим вычислением тока однофазного замыкания.

Для вновь сооружаемых и реконструируемых электроустановок переменного тока с глухозаземленной нейтралью напряжением до 1000 В, начиная с 1 января 2003 года, выбор параметров устройств защиты осуществляется по допустимому времени защитного автоматического отключения (пункт 1.7.79 ПУЭ 7 издание).

Требования пункта 1.7.79 ПУЭ 7 издания рекомендуется применять и для действующих электроустановок, если это повышает надёжность установки или если ее модернизация направлена на обеспечение требований безопасности.

Для электроустановок введенных в действие до 1 января 2003 года кратность тока однофазного замыкания на землю по отношению к номинальному току плавкой вставки или

расцепителя автоматического выключателя должна превышать не менее чем:

В 3 раза номинальный ток плавкого элемента ближайшего предохранителя;

В 3 раза номинальный ток нерегулируемого расцепителя или уставку регулируемого расцепителя выключателя, имеющего обратно зависимую от тока характеристику.

При защите сетей АВ, имеющими электромагнитный расцепитель (отсечку), проводимость указанных проводников должна обеспечить ток не ниже уставки тока мгновенного срабатывания, умноженного на коэффициент, учитывающий разброс (по данным изготовителя), и на коэффициент запаса 1,1. При отсутствии данных изготовителя для АВ с номинальным током до 100 А кратность тока КЗ относительно уставки следует принимать не менее 1,4, а для АВ с номинальным током более 100 А – не менее 1,25.

В электроустановках до 1 кВ проверка полного сопротивления петли фаза-нуль производится не реже 1 раза в 6 лет.

Проверка цепи фаза-нуль должна также производиться при подключении новых потребителей и выполнении работ, вызывающих изменение сопротивления цепи.

34.9 П, К, М. Испытания и контроль резисторов для заземления нейтрали трансформаторов в сетях напряжением 3 – 35 кВ

Испытания и контроль резисторов для заземления нейтрали трансформаторов в сетях напряжением 3 – 35 кВ включают: измерение сопротивления изоляции, сопротивления постоянному току и проведение высоковольтных испытаний, которые проводятся в соответствии с указаниями изготовителя.

Испытания и контроль входящих в общую конструкцию резистора трансформаторов тока и проходных изоляторов (при их наличии), выполняются в соответствии с разделами 10 и 29 настоящего стандарта.

34.10 Комплексное диагностическое обследование

Комплексное диагностическое обследование (КДО) ЗУ проводится по отдельным программам с учетом требований [60] и рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

Комплексное диагностическое обследование заземляющих устройств рекомендуется проводить после монтажа, переустройства и капитального ремонта оборудования на подстанциях и линиях электропередачи, если возможно изменение ЗУ в результате проведённых работ, но не реже 1 раза в 12 лет.

При проверке состояния ЗУ в полном объёме должны быть выполнены следующие виды работ:

- сбор исходных данных и визуальный контроль;
- измерение сопротивления металлосвязей;
- определение потенциалов и токов нормального режима;
- определение исполнительной схемы заземляющего устройства;
- определение удельного сопротивления грунта;
- определение сопротивления заземляющего устройства;
- определение напряжения на заземляющем устройстве;
- определение напряжения прикосновения;
- определение распределения потенциалов и токов промышленной частоты по элементам заземляющего устройства при установившихся токах КЗ;
- определение тепловой устойчивости заземлителей, заземляющих проводников и экранов кабелей;
- определение распределения импульсных напряжений при коротких замыканиях на землю, ударах молнии в молниеотводы и протекании токов через ограничители перенапряжений;
- определение коррозионного состояния заземляющих проводников и заземлителей.

Методы проверки состояния ЗУ, измерения параметров ЗУ, проведение необходимых измерений, результаты измерений и расчётов должны быть отражены в соответствующих протоколах [60].

По результатам проведения КДО должно быть составлено заключение о состоянии ЗУ.

35 СИЛОВЫЕ КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ[1]

[1] Измерение температуры кабелей, контроль состояния антикоррозионного покрытия трубопроводов кабелей высокого давления, испытание подпитывающих агрегатов и устройств автоматического подогрева концевых муфт производятся в соответствии с инструкциями изготовителя.

35.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции

Измерение производится мегаомметром на напряжение 2500 В. У силовых кабелей на напряжение 1 кВ и ниже значение сопротивления изоляции должно быть не ниже 0,5 МОм. У силовых кабелей с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение 2÷500 кВ сопротивление изоляции не нормируется.

Измерение сопротивления изоляции у кабелей с изоляцией из СПЭ не требуется, но допускается с целью проверки отсутствия на кабеле оставленных заземлений, закороток и т.п. перед подачей рабочего напряжения.

35.2 П, К, М. Испытание изоляции кабелей с пластмассовой и бумажной пропитанной изоляцией 6-35 кВ повышенным напряжением СНЧ 0,1 Гц

Испытания КЛ 6-35 кВ с пластмассовой и бумажной пропитанной изоляцией, а так же КЛ 6-35 кВ с бумажной пропитанной изоляцией, имеющих вставки с кабелем с пластмассовой изоляцией в процессе эксплуатации проводятся переменным напряжением СНЧ 0,1 Гц.

По решению технического руководителя субъекта электроэнергетики в случае отсутствия установок СНЧ 0,1 Гц, отсутствия возможности привлечения для испытания КЛ сторонних организаций, обладающих установками СНЧ, в целях незамедлительного восстановления электроснабжения допускается проведение испытаний основной изоляции КЛ повышенным напряжением частоты 50 Гц согласно нормам ГОСТ Р 55025-2012 и документации изготовителя.

Применение для испытаний установок СНЧ, генерирующих напряжение частотой, отличной от 0,01 Гц, допускается при условии согласования их применения и методики испытаний изготовителем кабеля.

Уровень и соответствующая длительность приложения испытательного напряжения СНЧ 0,1 Гц и частоты 50 Гц принимаются в соответствии со значениями таблицы 35.1.

Таблица 35.1 Величина и длительность испытательного переменного напряжения, прикладываемого к жилам кабелей с бумажной пропитанной и пластмассовой изоляцией.

$U_0/U_{ном}$, кВ	Испытательное напряжение частотой 0,1 Гц (кВ) при времени его приложения			Испытательное рабочее напряжение частотой 50 Гц, кВ.
	15 мин	30 мин	60 мин	U_0 - 24 часа или $2U_0$– 60 мин
3,5/6	18	15	11	3,5 кВ - 24 часа или 7 кВ – 60 мин
6/10	30	25	18	6 кВ - 24 часа или 12 кВ – 60 мин
8,7/15	45	37	27	8,7 кВ - 24 часа или 17,4 кВ – 60 мин
12/20	60	50	36	12 кВ - 24 часа или 24 кВ – 60 мин

$U_0/U_{ном}$, кВ	Испытательное напряжение частотой 0,1 Гц (кВ) при времени его приложения			Испытательное рабочее напряжение частотой 50 Гц, кВ.
	15 мин	30 мин	60 мин	U_0 - 24 часа или $2U_0$– 60 мин
20/35	105	85	60	20 кВ - 24 часа или 40 кВ – 60 мин

В процессе эксплуатации испытания КЛ 6-35 кВ проводятся через год после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем:

– для КЛ с бумажной пропитанной изоляцией, у которых в течение первых двух лет не наблюдалось аварийных пробоев и пробоев при профилактических испытаниях – не реже 1 раза в 5 лет;

– для КЛ с пластмассовой изоляцией, у которых в течение первых двух лет не наблюдалось аварийных пробоев и пробоев при профилактических испытаниях – не реже 1 раза в 9 лет;

– для КЛ с пластмассовой и бумажной пропитанной изоляцией, на трассах которых производились строительные и ремонтные работы и на которых систематически происходят аварийные пробои изоляции - непосредственно после выполнения аварийно-восстановительных работ и далее 1 раз в год.

Допускается не проводить испытание:

– КЛ длиной до 100м, являющимися выводами из РУ и ТП на воздушные линии и состоящими из двух параллельных кабелей;

– для КЛ со сроком эксплуатации более 15 лет, на которых удельное число отказов из-за электрического пробоя составляет 30 и более отказов на 100 км в год;

– КЛ, подлежащих реконструкции или выводу из работы в ближайшие 5 лет.

35.3 П, К, М. Испытание изоляции кабелей с бумажной пропитанной, резиновой изоляцией и кабелей с изоляций из поливинилхлоридного пластиката повышенным выпрямленным напряжением

При невозможности проведения испытаний КЛ 6-35 кВ с бумажной пропитанной изоляцией и изоляцией из поливинилхлоридного пластиката повышенным напряжением СНЧ 0,1 Гц или рабочим напряжением частотой 50 Гц допускается их испытание повышенным выпрямленным напряжением.

Уровень испытательного напряжения для кабелей с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката напряжением 6-35 кВ должен составлять $4U_0$. Время приложения испытательного напряжения – 15 мин.

Уровень и длительность приложения испытательного выпрямленного напряжения для испытаний кабелей с бумажной пропитанной и резиновой изоляцией принимаются в соответствии со значениями таблицы 35.2.

Токи утечки приведены в таблице 35.3.

Таблица 35.2 Величина и длительность испытательного выпрямленного напряжения,

прикладываемого к жилам кабелей и КЛ с бумажной пропитанной и резиновой изоляцией

Номинальное напряжение, кВ	**Уровень испытательного напряжения, кВ / длительность, мин**
КЛ 6-500 кВ с бумажной пропитанной изоляцией	
6	36 кВ / 5 мин
10	60 кВ / 5 мин
15	75 кВ / 5 мин
20	100 кВ / 5 мин
35	175 кВ / 5 мин
110	285 кВ / 15 мин
150	347 кВ / 15 мин
220	510 кВ / 15 мин
330	670 кВ / 15 мин
500	865 кВ / 15 мин
КЛ 3-10 кВ с резиновой изоляцией	
3	6 кВ / 5 мин
6	12 кВ / 5 мин
10	20 кВ / 5 мин

Таблица 35.3. Токи утечки и коэффициенты асимметрии для силовых кабелей с бумажной пропитанной изоляцией

Кабели напряжением, кВ	Испытательное напряжение, кВ	Допустимые значения токов утечки, мА	Допустимые значения коэффициента асимметрии, (I_{max}/I_{min})
6	36	0,2	8
10	60	0,5	8
15	60	0,5	8
20	100	1,5	10
35	175	2,5	10
110	285	Не нормируется	Не нормируется
150	347	То же	То же
220	510	-“-	-“-
330	670	-“-	-“-
500	865	-“-	-“-

Изоляция считается выдержавшей электрическое испытание повышенным напряжением в том случае, если не было пробоя, перекрытий по поверхности. В случае несоблюдения одного из этих факторов считается, что изоляция электрического испытания не выдержала.

В процессе эксплуатации испытания кабели 6-35 кВ с бумажной пропитанной изоляцией и изоляцией из поливинилхлоридного пластиката испытания проводят в сроки, установленные в п.35.2. Кабелей с резиновой изоляцией напряжением 3-10 кВ и кабели с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 110-500 кВ - 1 раз в 5 лет.

35.4 П, К. Испытание кабелей с изоляцией из СПЭ напряжением 110-500 кВ повышенным переменным напряжением

Испытания осуществляются в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60840-2011, ГОСТ Р МЭК 62067-2011.

Испытания повышенным напряжением частотой 20-300 Гц проводятся при наличии резонансной высоковольтной испытательной установки. Продолжительность приложения испытательного напряжения - 60 мин.

Таблица 35.4. Величина испытательного переменного напряжения для КЛ напряжением 110-500 кВ с изоляцией из СПЭ

Класс напряжения, кВ	Уровень испытательного напряжения, кВ	
	приемке в эксплуатацию	в процессе эксплуатации
110 (ГОСТ Р МЭК 60840-2011)	128 кВ	128 кВ не зависимо от срока эксплуатации
220 (ГОСТ Р МЭК 62067-2011)	180 кВ	180 для кабелей со сроком эксплуатации до 5 лет; 152 для кабелей со сроком эксплуатации более 5 лет;
330 (ГОСТ Р МЭК 62067-2011)	250 кВ	250 кВ не зависимо от срока эксплуатации
500 (ГОСТ Р МЭК 62067-2011)	320 кВ	320 кВ не зависимо от срока эксплуатации

При отсутствии испытательной установки частотой 20-300 Гц допускается опробование смонтированной кабельной линии рабочим напряжением без нагрузки в течение 24 часов или другим согласованным с изготовителем методом.

35.5 П, К. Определение целостности жил кабелей и фазировка кабельных линий.

Производится в эксплуатации после окончания монтажа, перемонтажа муфт или соединений жил кабеля.

35.6 П. Определение сопротивления жил кабеля

Производится для линий на напряжение 20 кВ и выше.

Сопротивление жил кабелей постоянному току, приведенное к удельному значению (на 1 мм^2 сечения, 1 м длины, при температуре 20 °С), должно быть не более 0,01793 Ом для медной и 0,0294 Ом для алюминиевой жил. Измеренное сопротивление (приведенное к удельному значению) может отличаться от указанных значений не более чем на 5 %.

35.7 П. Определение электрической рабочей емкости кабелей

Определение производится для линий на напряжение 20 кВ и выше. У кабелей из сшитого полиэтилена данное испытания не проводится.

Измеренная емкость, приведенная к удельному значению (на 1 м длины), должна отличаться от значений при испытаниях изготовителя не более чем на 5 %.

35.8 М. Контроль степени осушения вертикальных участков

Контроль степени осушения вертикальных участков производится по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

Контроль производится для кабелей с пропитанной вязким составом бумажной изоляцией на напряжение 20 – 35 кВ путем измерения и сопоставления нагрева металлических оболочек в разных точках вертикального участка линии. Разность в нагреве отдельных точек при токах, близких к номинальным, не должна быть более 2 – 3 °С.

35.9 П, К. Измерение токораспределения по одножильным кабелям

Неравномерность распределения токов по токопроводящим жилам и оболочкам (экранам) кабелей не должна быть более 10 %. Контроль производится при параллельном соединении в одной фазе 2-х и более кабелей.

35.10 П, М. Проверка антикоррозионных защит

При приемке линий в эксплуатацию и в процессе эксплуатации проверяется работа антикоррозионных защит для:

- кабелей с металлической оболочкой, проложенных в грунтах со средней и низкой коррозионной активностью (удельное сопротивление грунта выше 20 Ом/м), при среднесуточной плотности тока утечки в землю выше 0,15 мА/дм^2;
- кабелей с металлической оболочкой, проложенных в грунтах с высокой коррозионной активностью (удельное сопротивление грунта менее 20 Ом/м), при любой среднесуточной плотности тока утечки в землю;
- кабелей с незащищенной оболочкой и разрушенными броней и защитными покровами;
- стального трубопровода кабелей высокого давления независимо от агрессивности грунта и видов изоляционных покрытий.

При проверке измеряются потенциалы и токи в оболочках кабелей и параметры электрозащиты (ток и напряжение катодной станции, ток дренажа) в соответствии с Руководящими указаниями по электрохимической защите подземных энергетических сооружений от коррозии.

Оценку коррозионной активности грунтов и естественных вод следует производить в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2005.

Сроки проведения измерений блуждающих токов в земле (М) определяются техническим руководителем субъекта электроэнергетики, но не реже 1 раза в 3 года.

35.11 П, К, М. Определение характеристик масла и изоляционной жидкости

Определение производится для всех элементов маслонаполненных кабельных линий на напряжение 110 – 500 кВ и для концевых муфт (вводов в трансформаторы и КРУЭ) кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 110 кВ и выше, если отбор проб изоляционной жидкости предусмотрен конструкцией кабельной арматуры..

Пробы масел марок С-220, 5-РА, МН-3 и МН-4 и изоляционной жидкости марки ПМС должны удовлетворять требованиям норм таблиц 35.8 и 35.9.

Испытание проб масла и изоляционной жидкости производят при вводе в эксплуатацию, через 1 год, затем через 3 года и в последующем 1 раз в 6 лет. Если значения электрической прочности и степени дегазации масла МН-4 соответствуют нормам, а значения tgδ, измеренные по методике ГОСТ 6581-75, превышают указанные в таблице 35.9, пробу масла дополнительно выдерживают при температуре 100 °С в течение 2 ч, периодически измеряя tgδ. При уменьшении значения tgδ проба масла выдерживается при температуре 100 °С до получения установившегося значения, которое принимается за контрольное значение.

Допускается для МН КЛ низкого давления производить отбор проб масла из коллектора, а при неудовлетворительных результатах из баков давления.

Таблица 35.8. Нормы на показатели качества масел марок С-220, МН-3 и МН-4 и изоляционной жидкости марки ПМС

Показатель качества масла	Для вновь вводимой линии			В эксплуатации		
	С-220, 5РА	МН-3, МН-4	ПМС	С-220, 5РА	МН-3, МН-4	ПМС
Пробивное напряжение в стандартном сосуде, кВ, не менее	45	45	35	42,5	42,5	35
Степень дегазации (растворенный газ), %, не более	0,5	1,0	-	0,5	1,0	-

Примечание – Испытание масел, не указанных в таблице 35.8, производится в соответствии с требованиями изготовителя.

Таблица 35.9. Тангенс угла диэлектрических потерь масла и изоляционной жидкости (при 100 °С), %, не более, для кабелей на напряжение, кВ

Срок работы кабельных линий	110	150-220	330-500
При вводе в работу В эксплуатации в течение:	0,5/0,8*	0,5/0,8*	0,5/-
первых 10 лет	3,0	2,0	2,0
более 10 до 20 лет	5,0	3,0	-
свыше 20 лет	5,0	5,0	-

Примечание - * В числителе указано значение для масел марок С-220 и 5-РА, в знаменателе – для МН-3, МН-4 и ПМС.

35.12 П, К, М. Определение объёма нерастворенного газа (пропиточное испытание)

Испытание производится для маслонаполненных кабельных линий на напряжение 110 – 500 кВ.

Содержание нерастворенного газа в изоляции должно быть не более 0,1 %. Периодичность – в соответствии с пунктом 35.11.

35.13 П, К, М. Проверка заземляющего устройства

Проверка заземляющего устройства производится в соответствии с разделом 34.

На линиях всех напряжений измеряются переходные сопротивления заземления концевых муфт и заделок относительно брони (экрана) КЛ и ЗУ электроустановки к которой подключена кабельная линия, а на линиях на напряжение 110 – 500 кВ – также металлических конструкций кабельных колодцев и подпиточных пунктов. В эксплуатации переходные сопротивления заземления измеряются при капитальном ремонте заземляющих устройств, а целостность металлической связи между заземлителями кабельных линий (расположенных на территории ПС) на напряжение 110 кВ и выше и нейтралью трансформатора – 1 раз в 3 года.

35.14 П, К, М. Испытание пластмассовой защитной оболочки кабелей повышенным выпрямленным напряжением

При испытаниях выпрямленное напряжение 10 кВ прикладывается между металлическим экраном или броней и заземлителем в течение 1 мин., если иное не оговорено изготовителем.

Испытание проводится для КЛ 6 кВ и выше перед вводом в эксплуатацию, через 1 год после ввода в эксплуатацию, затем через каждые 3 года, а также после ремонта защитной оболочки, после проведения земляных работ в охранной зоне КЛ, в случаях опасного сближения инструмента или землеройной техники с КЛ.

35.15 П, К, М Контроль состояния муфт методом измерения и локализации частичных разрядов

Контроль проводиться на КЛ 110 кВ и выше с пластмассовой изоляцией при вводе в эксплуатацию, далее по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики в зависимости от результатов последних измерений ЧР и тепловизионного контроля.

35.16 П, К, М Тепловизионный контроль

Контроль производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д.

В процессе эксплуатации тепловизионный контроль проводится:

- на КЛ 35 кВ и ниже - не реже 1 раз в 3 года вместе с электрооборудованием распределительных устройств (при условии возможности проведения телевизионного контроля КЛ под нагрузкой);
- на КЛ 110-220 кВ - не реже 1 раза в 2 год вместе с электрооборудованием распределительных устройств;
- на КЛ 330 кВ и выше - ежегодно вместе с электрооборудованием распределительных устройств;
- в пунктах переходов КЛ с ВЛ – не реже 1 раза в 6 лет.

Внеочередной тепловизионный контроль КЛ проводится при выявлении признаков развивающегося дефекта другими методами контроля (ЧР, tgδ, ток в заземлителе экрана и др.).

Температура защитной оболочки кабелей, на которых смонтирована система температурного контроля, должна контролироваться при приемке смены дежурным оперативным персоналом объекта электроэнергетики каждую смену, На объектах электроэнергетики объекта без постоянного дежурного персонала - не реже 1 раза в месяц.

35.17 М Химический анализ грунта и грунтовых вод в коррозионно-опасных зонах трас кабельных линий

Проводится по мере необходимости, согласно ГОСТ 9.602-2005.

35.18 Комплексное диагностическое обследование

КДО проводится на КЛ с учетом рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

36 ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

36.1 П, М. Измерения на трассе воздушной линии, проходящей в лесных массивах, зонах зеленых насаждений

Ширина просек должна соответствовать [1].

Производится проверка ширины просеки в соответствии с [58]. На ВЛ с неизолированными проводами проверка ширины просеки производится не реже 1 раза в 6 лет.

36.2 Контроль расположения фундаментов опор, состояния оснований опор и фундаментов.

36.2.1 П. Контроль расположения элементов опор

Производятся измерения (выборочно): заглубления железобетонных, многогранных, композитных опор, фундаментов в грунте, расположения в плане фундаментов металлических опор и железобетонных опор на оттяжках, а также расположения ригелей и анкеров оттяжек.

Измеренные значения на ВЛ 35 – 750 кВ не должны превышать допусков, приведенных в таблице 36.1 и в проектах конкретных ВЛ. Измерения выполняются на 3 % общего количества установленных опор.

Заглубление в грунт стоек железобетонных опор, железобетонных приставок деревянных опор и стоек деревянных опор ВЛ 0,38 — 20 кВ должно быть не ниже проектных значений, но не менее 1,5 м для опор ВЛ 0,38 кВ и 1,7 м для опор ВЛ 6 — 20 кВ. Для опор ВЛ 35 кВ и выше заглубление определяется проектом.

Проверка заглубления в грунт железобетонных опор производится на анкерных и анкерно-угловых опорах и на 20 % промежуточных опор.

Таблица 36.1. Допуски на расположение сборных фундаментов и свай опор на ВЛ напряжением 35 – 750 кВ, мм

Наименование	Свободностоящие опоры	Опоры с оттяжками
Расстояние между осями подножников в плане	±20	±50
Разность вертикальных отметок верха подножников	20	20
Смещение центра подножника в плане	-	50
Зазор между опорной плитой ствола опоры и фундаментом	Не допускается	-

Примечание - * Количество прокладок для компенсации разности отметок должно быть не более четырех общей толщиной не более 40 мм; площадь и конфигурация прокладок должны соответствовать конструкции опорных частей опоры.

36.2.2 П, М. Контроль состояния фундаментов

Определяются размеры сколов и трещин фундаментов, отклонения размещения анкерных болтов, а также их размеров.

Измеренные значения не должны превышать приведенные в [58] и проектах ВЛ.

Зазоры между опорной пятой опоры и фундаментом не допускаются.

Коррозия анкерных болтов фундаментов не должна превышать 20 % от проектного сечения.

Периодичность оценки состояния фундаментов - при проведении осмотров ВЛ.

36.3 П.М. Контроль положения опор

Измеряются отклонения опор вдоль и поперек оси ВЛ, положение траверс на опорах.

Допустимые значения отклонений и смещений опор и отклонений траверс приведены в таблицах 36.2 (П) и 36.3 (М).

Таблица 36.2. Допустимые отклонения (П) положения опор и их элементов на ВЛ 35 – 750 кВ

Наименование	Предельные значения отклонения для опор, мм		
	Железобетонных и композитных	Металлических (решетчатых и многогранных)	Деревянных
1. Отклонение верха стойки опоры от вертикальной оси вдоль и поперек ВЛ (Н – высота стойки):	Н/100 – для портальных опор Н/150 – для одностоечных опор	Н/200	Н/100
2. Смещение опоры перпендикулярно оси ВЛ (выход из створа): - для одностоечных опор при длине пролета, м: до 200 более 200 от 200 до 300 более 300 - для портальных металлических опор на оттяжках при длине пролета, м: до 250 более 250 - для портальных железобетонных опор	 100 мм 200 мм - - - - 200 мм	 100 мм - 200 мм 300 мм 200 мм 300 мм -	 100 мм 200 мм - - - - -
3. Вертикальное отклонение конца траверсы (длина траверсы L, мм)	L/100 – для одностоечных опор	-	L/50
4. Отклонение конца траверсы промежуточной опоры вдоль ВЛ; для угловой опоры – относительно биссектрисы угла поворота ВЛ (длина траверсы L, мм)	L/100 – для одностоечных опор	100 мм	L/50
5. Отклонение от проектного расстояния между стойками портальной опоры Отклонение оси траверсы портальной опоры с оттяжками от горизонтальной оси (длина траверсы L): до 15 м более 15 м	100 мм L/150 L/250	- L/150 L/250	- - -

Таблица 36.3. Допустимые отклонения (М) положения опор и их элементов на ВЛ 35-750 кВ

Наименование	Предельные значения для опор		
	Железобетонных и композитных	Металлических (решетчатых и многогранных)	Деревянных

1. Отклонение верха стойки опоры от вертикальной оси вдоль и поперек ВЛ (Н – высота стойки, мм):			
- промежуточных;	Н/30	Н/50	Н/30
- анкерных,	Н/50	Н/100	Н/50
- опор ОРУ (вдоль проводов),	Н/50	Н/100	Н/50
- стойки опор под оборудование;	Н/100	Н/100	-
- опор ОРУ (поперек проводов)	Н/70	Н/70	-
- анкерно-угловых;	Н/50	Н/100	Н/50
- концевые и угловые;	Н/60	Н/120	Н/50
- переходных	Н/60 (высотой до 30 м)	Н/140	-
2. Прогибы (кривизна) траверс (L длина траверсы, мм)			-
2.1 Вертикальные:			
а) относительно длины консоли для опор:			
- промежуточных;	L/30	L/50	
- концевых;	L/50	L/70	
- для анкерных и анкерно-угловых;	L/50	L/70	
- переходных;	L/150	L/70	
- опор ОРУ (вдоль проводов).	L/50	L/70	
Б) относительно длины пролета траверсы для опор:			
- промежуточных;	L/100	L/150	
- концевых;	L/150	L/200	
- для анкерных и анкерно-угловых;	L/150	L/100	
- переходных;	L/150	L/200	
- опор ОРУ (вдоль проводов).	L/50	L/200	
2.2. Горизонтальные:			
а) относительно длины консоли для опор:	Не нормируется	Не нормируется	
- промежуточных;	Не нормируется	Не нормируется	
- концевых;	Не нормируется	Не нормируется	
- для анкерных и анкерно-угловых;	L/50	L/70	
- переходных;	L/50	L/70	
- опор ОРУ (вдоль проводов).			
Б) относительно длины пролета траверсы для опор:	Не нормируется	Не нормируется	
- промежуточных;	Не нормируется	Не нормируется	
- концевых;	Не нормируется	Не нормируется	
- для анкерных и анкерно-угловых;	L/150	L/200	
- переходных;	L/50	L/200	
- опор ОРУ (вдоль проводов).			

Периодичность измерений – по результатам периодических осмотров после воздействия на ВЛ механических нагрузок, превышающих расчетные значения (ураганный ветер, сверхрасчетное образование гололеда).

36.4 Контроль состояния опор

36.4.1 П. Измерение прогибов металлоконструкций опор

Измерение прогибов элементов металлических опор и металлических элементов железобетонных опор производится при обнаружении во время осмотров деформации этих элементов. Предельные значения допусков для стрелы прогиба (кривизны) элементов металлических опор и металлических деталей железобетонных опор ВЛ напряжением 35-750 кВ приведены ниже:

Траверса опор	1:300 длины траверсы
Стойка или подкос металлической опоры	1:750 длины стойки (подкоса), но не более 20 мм
Поясные уголки металлических опор в пределах панели и элементов решетки в любой плоскости	1:750 длины элемента

36.4.2 П, М. Контроль оттяжек опор

Контроль состояния оттяжек опор и ветровых связей портальных опор выполняется при периодических осмотрах ВЛ. При выявлении ослабленных или перетянутых оттяжек производится измерения тяжения в оттяжках и ветровых связях. Измерения тяжения в оттяжках и ветровых связях производится также после монтажа (замены) опор.

Измеряется тяжение в тросовых оттяжках опор механическим или электронным измерителем тяжения. Измеренное значение тяжения при скорости ветра не более 8 м/с и отклонении положения опор в пределах, приведенных в таблицах 36.2 и 36.3 не должно отличаться от предусмотренного проектом более чем на 20 %.

Контролируется целостность оттяжек, измеряется коррозионный износ тросов методом магнитной или ультразвуковой дефектоскопии. Уменьшение площади сечения троса оттяжки от истирания, обрывов и коррозионного износа не должно превышать 20 %.

Периодичность измерений тяжения в тросовых оттяжках – первый раз на 2 году после ввода в эксплуатацию, далее не реже 1 раза в 12 лет.

Уменьшение площади сечения тросовых оттяжек, находящихся в эксплуатации более 25 лет - по результатам периодических осмотров.

36.4.3 М. Контроль коррозионного износа металлических элементов опор

Контролю подлежат металлические опоры и траверсы, металлические элементы железобетонных и деревянных опор, металлические подножники.

Коррозионный износ металлических элементов опор определяется измерением поперечного сечения металлических элементов.

При сплошной или язвенной коррозии металлоконструкций допустимое отношение фактического сечения металлического элемента (детали) к предусмотренного проектом не должно быть менее:

0,8 – для элементов прокатных профилей.

0,7 – для косынок.

Уменьшение площади сечения анкеров и тросов от истирания, обрывов и коррозионного износа не должно превышать 20 %.

Не допускается сквозное коррозионное поражение, щелевая коррозия с появлением трещин в сварных швах и разрушением сварных швов, трещин в металле.

Периодичность измерений коррозионного износа металлических элементов с момента обнаружения коррозионного износа не реже:

- в зонах 1 и 2 степеней загрязненности (СЗ) атмосферы 1 раза в 12 лет.
- в зонах 3 и 4 степеней загрязненности (СЗ) атмосферы 1 раза в 6 лет.

36.4.4 П, М. Измерение дефектов железобетонных опор и приставок

Определяются размеры трещин, прогибов, разрушения бетона железобетонных опор и приставок.

Элементы опор бракуются при значениях прогибов стоек опор, размерах трещин и сквозных отверстий, превышающих приведенные в таблице 36.4.

Периодичность измерений – при проведении периодических осмотров ВЛ.

Производится неразрушающий контроль марки бетона железобетонных стоек склерометром и ультразвуковыми приборами.

Прочность бетона центрифугированных стоек не должна быть ниже 500 кгс/см^2 (В35) или приведенной в проекте конкретной ВЛ.

Прочность бетона вибрированных стоек не должна быть ниже 400 кгс/см^2 (В30) или приведенной в проекте конкретной ВЛ.

Периодичность измерений определяется по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

Таблица 36.4. Предельные значения прогибов и размеров дефектов железобетонных стоек, опор и приставок

Характер дефекта	Предельное значение	
	П	М
1. Центрифугированные стойки опор и приставки на ВЛ 35-750 кВ:		
1.1. Искривление стойки одностоечной свободностоящей опоры	Не допускается	10 см
1.2. Ширина раскрытия продольных и поперечных трещин бетона стойки	Не допускается	0,5 мм
1.3. То же на стойках с напряженной арматурой из стального каната по ГОСТ 13840-68	Не допускается	Не допускается
1.4. Площадь сквозного отверстия в бетоне стойки или скола бетона с обнажением продольной арматуры	Не допускается	100 см^2
2. Вибрированные стойки и приставки опор на ВЛ 0,38-35 кВ:		
2.1. Отклонение вершины стойки от вертикального положения с учетом поворота в грунте (при отсутствии ветра и гололеда)	15 см	50 см
2.2. Измерение расстояния между стойкой и основанием подкоса анкерно-угловой опоры по сравнению с предусмотренным проектом	15 %	-
2.3. Ширина раскрытия продольных и поперечных трещин	Не допускается	0,5 мм
2.4. Площадь скола бетона с обнажением продольной арматуры	Не допускается	100 см^2

36.4.5 П, М. Контроль деревянных деталей опор

При приемке измеряется выборочно соответствие геометрических размеров деревянных деталей опор расчетным значениям.

Отклонение размеров деталей от предусмотренных проектом допускается в пределах:

- по диаметру - $\begin{matrix} -1\,\text{см} \\ +2\,\text{см} \end{matrix}$
- по длине - ±1 см на каждый метр длины;
- минусовой допуск для траверс не допускается.

Измерение производится на 10 % деталей опор.

Между ремонтами измеряется степень (глубина, размеры) внешнего и внутреннего загнивания деталей опор:

- осмотр и простукивание деталей по всей их длине;

- измерения глубины загнивания в опасном сечении и в местах, наиболее подверженных загниванию.

Норма браковки из-за загнивания древесины определяется отношением сечения здоровой части древесины стойки у земли к предусмотренному проектом и не должно быть менее 0,15.

Остаточное сечение здоровой части древесины определяется методом измерения частот собственных колебаний (ЧСК) опоры.

Периодичность измерений – 1 раз в 6 лет.

36.5 Контроль проводов

36.5.1 П, К, М. Измерение расстояний от проводов

Производится измерение расстояний от проводов до поверхности земли, до различных объектов и сооружений в местах сближений и пересечений, между проводами разных линий при совместной подвеске проводов при вводе ВЛ в эксплуатацию, капитальном ремонте после замены, перемонтажа или перетяжки проводов (их участков).

Измеренные расстояния должны удовлетворять требованиям ПУЭ, в соответствии с которыми строилась ВЛ, либо производилась её реконструкция.

Измерения расстояний от проводов до поверхности земли производятся после воздействия на ВЛ предельных токовых нагрузок, механических нагрузок и температуре окружающего воздуха выше расчетных значений на пересечениях.

36.5.2 П, М. Контроль стрел провеса, расстояний до элементов ВЛ

Производится измерение стрел провеса проводов и грозозащитных тросов, расстояний от них до элементов опор и между проводами при вводе ВЛ в эксплуатацию, капитальном ремонте после замены, перемонтажа или перетяжки проводов (их участков).

Фактическая стрела провеса не должна отличаться от предусмотренной проектом более чем на 5 % при условии соответствия нормативным значениям расстояний до земли и пересекаемых объектов.

Расстояние по воздуху между проводом и телом опоры, между проводами на транспозиционной опоре и на ответвлениях не должны быть меньше, чем на 10 % от предусмотренных проектом. Разница стрел провеса между проводами разных фаз и между проводами различных ВЛ при совместной подвеске не должна превышать 10 % от проектного значения стрелы провеса.

При определении разрегулировки проводов расщепленной фазы угол разворота фазы не должен превышать 10° от положения, предусмотренного проектом ВЛ, или разность стрел провеса проводов фазы не должна превышать 20 % расстояния между проводами фазы на ВЛ 330 (220)-500 кВ и 10 % - на ВЛ 750 кВ.

В процессе эксплуатации измерения стрелы провеса провода производятся после реконструкции ВЛ, перетяжки (перемонтажа) проводов.

36.5.3 М. Контроль сечения проводов и грозозащитных тросов.

Измеряется площадь сечения грозозащитного троса и стального сердечника провода, изменившаяся вследствие обрыва отдельных проволок, фрикционного и коррозионного износа.

Износ грозозащитных тросов и стального сердечника проводов измеряется методом магнитной или ультразвуковой дефектоскопии.

Допускается уменьшение площади поперечного сечения монопроводов и тросов (алюминиевых, медных, бронзовых, стальных, из сплавов) и проводящей части комбинированных проводов и тросов (алюминия в сталеалюминиевых, бронзы в сталебронзовых, алюминиевого сплава в проводах типа АЖС) до:

17 %, но не более четырех проволок при закреплении оборванных или поврежденных проволок бандажами;

50 % при ремонте места повреждения с помощью спиральных ремонтных зажимов или

зажимов, монтируемых методом прессования.

При одновременном обрыве и местном повреждении принимается, что местное повреждение трех проволок соответствует обрыву двух проволок.

Периодичность измерений определяется по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

36.5.4 П, К, М. Контроль соединений проводов и грозозащитных тросов

Производится в соответствии с положениями раздела 37 и Приложением Д.

36.6 Контроль изоляторов и изолирующих подвесок

36.6.1 П, К. Измерение сопротивления фарфоровых изоляторов

Измерение сопротивления производится в соответствии с требованиями изготовителей.

36.6.2 М. Дистанционный контроль фарфоровых и полимерных изоляторов

Контроль полимерных и фарфоровых изоляторов производится тепловизорами с высокой разрешающей способностью с расстояния, позволяющего визуально различать каждый изолятор гирлянды.

Распределение температур по гирлянде фарфоровых изоляторов соответствует распределению рабочего напряжения. Наибольшие значения температуры будут у изоляторов, примыкающих к проводу ВЛ, наименьшие, равные температуре окружающей среды, у пробитых изоляторов.

Разность температуры между исправным и дефектным изоляторами в гирлянде обычно находится в пределах 0,3 – 0,5 °С.

Контроль осуществлять при отсутствии влияния солнечной радиации, ветра и иных климатических факторов.

При проведении дистанционного контроля изоляции измерение сопротивления фарфоровых подвесных изоляторов может не выполняться.

Периодичность контроля:

– для ВЛ 35 кВ и выше, ВЛ при степени загрязнения атмосферы IV и выше – на 2-ом году эксплуатации, далее 1 раз в 6 лет -

– для ВЛ ниже 35 кВ – 1 раз в 12 лет.

36.7 П, М Контроль линейной арматуры

Контроль линейной арматуры осуществляется внешним осмотром.

Линейная арматура должна браковаться и подлежать замене, если:

- поверхность арматуры покрыта сплошной коррозией;
- в деталях арматуры имеются трещины, раковины, оплавления, изгибы;
- формы и размеры деталей не соответствуют чертежам;
- оси и другие детали шарнирных сочленений имеют износ более 10 %.

Расстояние между осью гасителя вибрации и местом выхода провода (троса) из поддерживающего или натяжного зажима, точки схода с ролика многороликового подвеса или от края защитной муфты не должно отличаться от проектного значения более чем на ±25 мм.

Расстояния между группами дистанционных распорок не должны отличаться от проектного более чем на ±10 %.

Расстояния между рогами искровых промежутков на грозозащитных тросах не должны отличаться от проектного более чем на ±10 %.

Периодичность измерений – при проведении плановых верховых осмотров ВЛ.

36.8 П, К, М. Проверка заземляющего устройства

Проверка заземляющего устройства производится в соответствии с разделом 34.

36.9 П, К, М. Проверка трубчатых разрядников и защитных промежутков

Проверка трубчатых разрядников и защитных промежутков производится в соответствии с разделом 28.

36.11 Комплексное диагностическое обследование

КДО проводится на ВЛ 110 кВ и выше с учетом рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

37 КОНТАКТНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ ПРОВОДОВ, ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ, СБОРНЫХ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ШИН

37.1 М. Тепловизионный контроль контактных соединений

Производится тепловизионный контроль контактных соединений (КС) токоведущих частей всех исполнений в соответствии с указаниями Приложения Д.

37.2 П, К. Контроль прессуемых контактных соединений

Контролируются геометрические размеры и состояние КС проводов и грозозащитных тросов (тросов) ВЛ и шин распределительных устройств.

Геометрические размеры (длина и диаметр спрессованной части корпуса зажима) не должны отличаться от требуемых технологическими указаниями по монтажу КС.

Стальной сердечник опрессованного соединительного зажима не должен быть смещен относительно симметричного положения более чем на 15 % длины прессуемой части провода.

На поверхности зажима не должно быть трещин, коррозии, механических повреждений.

При приемке в эксплуатацию выборочно контролируется не менее 3 % установленных зажимов каждого типоразмера (марки).

37.3 П, К. Контроль контактных соединений, выполненных с применением овальных соединительных зажимов

Проверяются геометрические размеры и состояние КС проводов и грозозащитных тросов.

Геометрические размеры соединительных зажимов после монтажа не должны отличаться от предусмотренных технологическими указаниями по монтажу зажимов.

На поверхности зажима не должно быть трещин, коррозии (на стальных соединительных зажимах), механических повреждений.

Число витков скрутки скручиваемых зажимов на сталеалюминиевых, алюминиевых и медных проводах не должно составлять менее 4 и более 4,5, а зажимов типа СОАС-95-3 при соединении проводов марки АЖС 70/39 – менее 5 и более 5,5 витков.

При приемке в эксплуатацию ВЛ контролируется выборочно не менее 2 % установленных зажимов каждого типоразмера.

37.4 Контроль болтовых контактных соединений

37.4.1 П, К. Контроль затяжки болтов контактных соединений

Измеряется затяжка болтов КС, выполненных с применением соединительных плашечных, петлевых переходных, соединительных переходных, ответвительных, аппаратных зажимов; проверка производится в соответствии с инструкцией по их монтажу.

37.5 П, К. Контроль сварных контактных соединений

37.5.1 Контроль контактных соединений проводов, выполненных с применением термитных патронов

Контролируется КС проводов ВЛ и сборных соединительных шин РУ, выполненных с применением термитных патронов.

В сварном соединении не должно быть:

- пережогов наружного повива провода или нарушения сварки при перегибе сваренных концов провода;
- усадочных раковин в месте сварки глубиной более 1/3 диаметра провода из алюминия,

сплавов или меди, глубиной более 6 мм – сталеалюминиевого провода сечением 150-600 мм^2.

37.5.2 Контроль контактных соединений жестких сборных и соединительных шин РУ, выполненных сваркой

Проверяется состояние сварки КС.

В сварном соединении не должно быть трещин, прожогов, кратеров, непроваров сварного шва более 10 % его длины при глубине более 15 % толщины свариваемого металла; суммарное значение непроваров, подрезов, газовых пор и вольфрамовых включений в швах свариваемых алюминиевых шин должно быть не более 15 % толщины свариваемого металла в каждом рассматриваемом сечении.

38 ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ И СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ

38.1 Контроль систем возбуждения

В разделе приводятся объём и нормы испытаний силового оборудования систем тиристорного самовозбуждения (обобщенное обозначение СТС), систем независимого тиристорного возбуждения (СТН), систем бесщеточного возбуждения (БСВ), систем полупроводникового высокочастотного возбуждения (ВЧ).

Указания по проверке и контролю автоматических регуляторов возбуждения (АРВ), устройств зашиты, управления, автоматики, технического диагностирования и т.д. приводятся в Правилах технического обслуживания систем возбуждения, Правилах технического обслуживания устройств РЗА, методических указаниях по наладке и материалах изготовителя на каждый тип системы возбуждения.

АРВ, выполненные на микропроцессорной базе, должны быть испытаны и сертифицированы в соответствии с требованиями ОАО «Системный оператор ЕЭС» [59].

38.2 Измерение сопротивления изоляции

Нормы на величины сопротивления изоляции, измеряемого при температуре 10-30 °С, приведены в таблице 38.1.

Таблица 38.1. Сопротивление изоляции и испытательное напряжение

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		Примечание
	Категория испытаний	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, Мом	Вид испытаний	Значение испытательного напряжения	
1. Тиристорный преобразователь цепи ротора главного генератора в системах возбуждения СТС, СТН: - силовые токоведущие цепи преобразователей, связанные с тиристорами защитные цепи, вторичные обмотки выходных трансформаторов системы управления и т.д.; - примыкающие к преобразователям отключенные разъединители (СТС), первичные обмотки трансформаторов собственных нужд (СТС). В системах с водяным охлаждением тиристорных преобразователей вода при испытаниях отсутствует	П, К	2500	5	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя ТП, но не менее 0,8 испытательного напряжения изготовителя для обмотки ротора	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей ТП (первичных обмоток импульсных трансформаторов СУТ, блок-контактов силовых предохранителей, вторичных обмоток трансформаторов делителей тока и т.д.), примыкающих к ТП силовых элементов схемы (вторичных обмоток трансформаторов собственных нужд в СТС, другой стороны разъединителей в СТС ряда модификаций). Тиристоры (аноды, катоды, управляющие электроды) при испытаниях должны быть закорочены, а блоки системы управления тиристорами СУТ выдвинуты из разъемов

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		Примечание
	Категория испытаний	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, Мом	Вид испытаний	Значение испытательного напряжения	
2. Тиристорный преобразователь в цепи возбуждения возбудителя системы БСВ: силовые токоведущие части, тиристоры и связанные с ними цепи (см. пункт 1). Тиристорный преобразователь в цепи возбуждения ВГ системы СТН	П, К	1000	5	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя ТП, но не менее 0,8 испытательного напряжения обмотки возбуждения обращенного генератора или ВГ	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей ТП, не связанных с силовыми цепями, см. пункт 1. При испытаниях ТП отключен по входу и выходу от силовой схемы; тиристоры (аноды, катоды, управляющие электроды) должны быть закорочены, а блоки СУТ выдвинуты из разъемов
3. Выпрямительная установка в системе ВЧ возбуждения	П, К	1000	5	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя выпрямительной установки, но не менее 0,8 испытательного напряжения обмотки ротора	Относительно корпуса. При испытаниях выпрямительная установка отключена от источника питания и обмотки ротора, шины питания и шины выхода (А, В, С, +, -) объединены
4. Вспомогательный синхронный генератор ВГ в системах СТН:						

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		Примечание
	Категория испытаний	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, Мом	Вид испытаний	Значение испытательного напряжения	
- обмотки статора	П, К	2500	Согласно пункту 6.3 настоящего стандарта	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя обмотки статора ВГ, но не ниже 0,8 испытательного напряжения изготовителя для обмотки ротора главного генератора	Относительно корпуса и между обмотками (фазами)
- обмотки возбуждения	П, К	1000	Согласно пункту 6.3 настоящего стандарта	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя обмотки возбуждения ВГ	Относительно корпуса
5. Индукторный генератор в системе ВЧ возбуждения:						

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		Примечание
	Категория испытаний	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, Мом	Вид испытаний	Значение испытательного напряжения	
- рабочие обмотки (три фазы) и обмотка последовательного возбуждения	П, К	1000	5	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя обмоток, но не ниже 0,8 испытательного напряжения обмотки ротора генератора	Относительно корпуса и соединенных с ним обмоток независимого возбуждения, между обмотками
- обмотки независимого возбуждения	П, К	1,0	5	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя обмоток	Относительно корпуса и между обмотками независимого возбуждения
6. Подвозбудитель в системе ВЧ возбуждения	П, К	1000	5	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя	Каждая фаза относительно других, соединенных с корпусом
7. Обращенный генератор совместно с вращающимся преобразователем в системе БСВ:						

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		Примечание
	Категория испытаний	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, Мом	Вид испытаний	Значение испытательного напряжения	
- обмотки якоря совместно с вращающимся преобразователем;	П, К	1000	5,0	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя обмотки якоря	Относительно корпуса. Возбудитель отсоединен от ротора генератора; вентили, *RC*-цепи или варисторы зашунтированы (соединены +, -, шпильки переменного тока); подняты щетки на измерительных контактных кольцах
- обмотки возбуждения обращенного генератора	П, К	500	5,0	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя обмотки возбуждения, но не менее 1,2 кВ	Относительно корпуса. Обмотки возбуждения отсоединены от схемы
8. Выпрямительный трансформатор ВТ в системах СТС	П, К	2500	Согласно пункту 9.4 настоящего стандарта	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя обмоток трансформатора; вторичные обмотки для БСВ и ВГ – не менее 1,2 кВ	Относительно корпуса и между обмотками

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		Примечание
	Категория испытаний	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, Мом	Вид испытаний	Значение испытательного напряжения	
Выпрямительные трансформаторы в системах возбуждения ВГ (СТН) и БСВ	П, К	2500 – первичная обмотка 1000 – вторичная обмотка	То же	П	То же	
9. Последовательные трансформаторы в системах СТС	П, К	2500	То же	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя обмоток	То же
10. Токопроводы, связывающие источники питания (ВГ в системе СТН, ВТ и ПТ в системе СТС, индукторный генератор в ВЧ системе) с тиристорными или диодными преобразователями, токопроводы постоянного тока: - без присоединенной аппаратуры	П, К	2500	10	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя токопроводов	Относительно «земли» и между фазами

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		Примечание
	Категория испытаний	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, Мом	Вид испытаний	Значение испытательного напряжения	
- с присоединенной аппаратурой	П, К	2500	5	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя обмотки ротора	То же
11. Силовые элементы систем СТС, СТН, ВЧ (источники питания, преобразователи и т.д.) со всей присоединенной аппаратурой вплоть до выключателей ввода возбуждения, либо до разъединителей выхода преобразователей (схемы систем возбуждения без резервных возбудителей):						
- системы без водяного охлаждения преобразователей и с водяным охлаждением при незаполненной водой системе охлаждения;	П, К, Т, М	1000	1,0	П	1,0 кВ	Относительно корпуса
- при заполненной водой (с удельным сопротивлением не менее 75 кОм·см) системе охлаждения тиристорных преобразователей	П, К, Т, М	1000	0,150	П	1,0 кВ	Блоки системы управления тиристорами выдвинуты

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		Примечание
	Категория испытаний	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, Мом	Вид испытаний	Значение испытательного напряжения	
12. Силовые цепи возбуждения генератора без обмотки ротора (после выключателя ввода возбуждения или разъединителей постоянного тока, см. пункт 11): устройство АГП, разрядник, силовой резистор, шинопроводы и т.д. Цепи, подключенные к измерительным кольцам в системе БСВ (обмотка ротора отключена)	П, К	1000	1,0	П, К	0,8 испытательного напряжения изготовителя ротора	Относительно «земли»

38.3 Испытания повышенным напряжением промышленной частоты

Значение испытательного напряжения принимается согласно таблице 38.1. Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

38.4 П, К. Измерение сопротивления постоянному току обмоток трансформаторов и электрических машин в системах возбуждения

Измерения сопротивлений производятся при установившейся температуре, близкой к температуре окружающей среды. Измеренное сопротивление для сравнения его с данными изготовителя или данными предыдущих измерений приводится к соответствующей температуре.

Сопротивление обмоток электрических машин (вспомогательный генератор в системе СТН, индукторный генератор в системе ВЧ, обращенный синхронный генератор в системе БСВ) не должно отличаться более чем на 2 % от данных изготовителя или данных предыдущих измерений; обмоток трансформаторов (выпрямительных в системах СТС, СТН, БСВ; последовательных – в отдельных системах СТС) – более чем на 5 %. Сопротивления параллельных ветвей рабочих обмоток индукторных генераторов не должны отличаться друг от друга более чем на 15 %, сопротивления фаз вращающихся подвозбудителей – не более чем на 10 %.

38.5 П, К. Проверка трансформаторов (выпрямительных, последовательных, собственных нужд, начального возбуждения, измерительных трансформаторов напряжения и тока)

Проверка производится в соответствии с объёмом и нормами, изложенными в разделах 10, 11, 12. Для последовательных трансформаторов при проверках по категории П, кроме того, определяется зависимость между напряжениями на разомкнутых вторичных обмотках и током статора генератора $U_{2п.т} = f(I_{ст})$.

Характеристика $U_{2п.т} = f(I_{ст})$ определяется при снятии характеристик трехфазного короткого замыкания блока (генератора) до $I_{ст.ном}$. Характеристики отдельных фаз (при однофазных последовательных трансформаторах) не должны различаться между собой более чем на 5 %.

38.6 П, К. Определение характеристик вспомогательного синхронного генератора промышленной частоты в системах СТН

Вспомогательный генератор (ВГ) проверяется в соответствии с положениями раздела 6.

При испытаниях характеристика короткого замыкания ВГ определяется до $I_{ст.ном}$, а характеристика холостого хода до $1{,}3U_{ст.ном}$ с проверкой витковой изоляции в течение 5 мин только при приемочных испытаниях и полной или частичной замене обмоток.

38.7 П, К. Определение характеристик индукторного генератора совместно с выпрямительной установкой в системах ВЧ возбуждения при отключенной обмотке последовательного возбуждения

Характеристика холостого хода индукторного генератора совместно с выпрямительной установкой (ВУ) ($U_{ст}$, $U_{в.у} = f(I_{н.в})$, где $I_{н.в}$ – ток в обмотке независимого возбуждения), определяемая до значения $U_{в.у}$, соответствующего удвоенному номинальному значению

напряжения ротора, не должна отличаться от характеристики изготовителя или от ранее определенной характеристики более чем на 5 %. Разброс напряжений между последовательно соединенными вентилями ВУ не должен превышать 10 % среднего значения.

Характеристика короткого замыкания индукторного генератора совместно с ВУ также не должна отличаться более чем на 5 % от характеристики изготовителя. При выпрямленном токе, соответствующем номинальному току ротора, разброс токов по параллельным ветвям в плечах ВУ не должен превышать ±20 % среднего значения. Определяется также нагрузочная характеристика при работе на ротор до $I_{рXX}$ [$I_р = f(I_{в.в})$].

38.8 П, К. Определение внешней характеристики вращающегося подвозбудителя в системах ВЧ возбуждения

При изменении нагрузки на подвозбудитель (нагрузкой является автоматический регулятор возбуждения) изменение напряжения подвозбудителя не должно превышать величины, указанной в документации изготовителя. Разность напряжений по фазам не должна превышать 10 %.

38.9 П, К, Т. Проверка элементов обращенного синхронного генератора, вращающегося преобразователя в системе БСВ

Измеряются сопротивления постоянному току переходных контактных соединений вращающегося выпрямителя: сопротивление токопровода, состоящего из выводов обмоток и проходных шпилек, соединяющих обмотку якоря с предохранителями (при их наличии); соединения вентилей с предохранителями; сопротивление самих предохранителей вращающегося преобразователя. Результаты измерений сравниваются с нормами изготовителя.

Проверяются усилия затяжки вентилей, предохранителей, *RC*-цепей, варисторов и т.д. в соответствии с нормами изготовителя.

Измеряются обратные токи вентилей вращающегося преобразователя в полной схеме с *RC*-цепями (либо варисторами) при напряжении, равном повторяющемуся для данного класса. Токи не должны превышать допустимые значения, указанные в инструкциях изготовителя на системы возбуждения.

38.10 П, К. Определение характеристик обращенного генератора и вращающегося выпрямителя в режимах трехфазного короткого замыкания генератора (блока), проверка точности измерения тока ротора

Измеряются ток статора $I_{ст}$, ток возбуждения возбудителя $I_{в.в}$, напряжение ротора $U_р$, определяется соответствие характеристик изготовителя возбудителя $U_р = f(I_{в.в})$. По измеренным токам статора и характеристике короткого замыкания изготовителя генератора $I_{ст} = f(I_р)$ определяется правильность настройки датчиков тока ротора или специальных измерительных устройств величины тока ротора. Отклонение измеренного с помощью датчика типа ДТР-П тока ротора (тока выхода БСВ) не должно превышать 10 % расчетного значения тока ротора.

38.11 П, К, Т. Проверка тиристорных преобразователей систем СТС, СТН, БСВ

Измерение сопротивления и испытание повышенным напряжением изоляции производятся в соответствии с таблицей 38.1.

Производятся гидравлические испытания повышенным давлением воды тиристорных

преобразователей с водяной системой охлаждения. Величина давления и время его воздействия должны соответствовать нормам изготовителей на каждый тип преобразователя. Выполняется повторная проверка изоляции тиристорных преобразователей после заполнения дистиллятом (см. таблицу 38.1).

Проверяется отсутствие пробитых тиристоров, поврежденных *RC*-цепей. Проверка выполняется с помощью омметра.

Проверяется целостность параллельных ветвей плавкой вставки каждого силового предохранителя путем измерения сопротивления постоянному току.

Проверяется состояние изоляции системы управления тиристоров, диапазон регулирования выпрямленного напряжения при воздействии на систему управления тиристоров.

Проверяется тиристорный преобразователь при работе генератора в номинальном режиме с номинальным током ротора. Проверка выполняется в следующем объёме:

- распределение токов между параллельными ветвями плеч преобразователей; отклонение значений токов в ветвях от среднеарифметического значения тока ветви должно быть не более 10 %;

- распределение обратных напряжений между последовательно включенными тиристорами с учетом коммутационных перенапряжений; отклонение мгновенного значения обратного напряжения от среднего на тиристоре ветви не должно быть более ±20 %;

- распределение тока между параллельно включенными преобразователями; токи не должны отличаться более чем на ±10 % от среднего расчетного значения тока через преобразователь;

- распределение тока в ветвях одноименных плеч параллельно включенных ТП; отклонение от среднего расчетного значения тока ветви одноименных плеч не должно быть более ±20 %.

38.12 П, К. Проверка выпрямительной диодной установки в системе ВЧ возбуждения при работе генератора в номинальном режиме с номинальным током ротора

Определяется:

- распределение тока между параллельными ветвями плеч; отклонение от среднего не должно превышать ±20 %;

- распределение обратных напряжений по последовательно включенным вентилям; отклонение от среднего не должно превышать 20 %.

38.13 П, К, Т. Проверка коммутационной аппаратуры, силовых резисторов, аппаратуры собственных нужд систем возбуждения

Проверка производится в соответствии с инструкциями изготовителя и разделом 32.

П. При использовании в структуре построения схемы СВ в качестве независимого источника питания системы СН энергообъекта проводятся испытания на успешное сохранение нормальной работы СВ при работе на холостом ходу генератора и при нормальной нагрузке при переключении на резервные источники питания.

38.14 П, К, М.[1] Измерение температуры силовых тиристоров, диодов, предохранителей, шин и других элементов преобразователей и шкафов, в которых они расположены

[1] При работах по категории П, К измерения выполняются после включения систем возбуждения под нагрузку.

Температуры элементов не должны превышать допустимые по инструкциям изготовителя.

При проверке рекомендуется применение тепловизоров. Допускается применение пирометров.

39 ТИРИСТОРНЫЕ ПУСКОВЫЕ УСТАНОВКИ (ТПУ)

39.1 Общие сведения по ТПУ

В разделе приводятся объём и нормы испытаний силового оборудования тиристорных пусковых установок (далее ТПУ), применяемых для пуска газотурбинных агрегатов (газовая турбина – турбогенератор), устанавливаемых на ГТЭС или пуска синхронных компенсаторов, устанавливаемых на подстанциях.

Указания приводятся для следующей общей силовой структуры ТПУ. Напряжение питания на силовой вход ТПУ подается от секций СН, выход ТПУ через коммутационные аппараты подключается через выключатель к цепям статора турбогенератора. Для выполнения разворота ротора генератора в процессе пуска в обмотку ротора подается ток возбуждения генератора (по специальным алгоритмам).

В состав основного комплекта поставки ТПУ входит следующее оборудование:

- два трехфазных токоограничивающих реактора на входе и выходе ТПУ;
- тиристорный преобразователь частоты, включающий в себя:
- шкаф силовой выпрямительный (ШСВ);
- шкаф силовой инверторный (ШСИ);
- шкаф управления (ШУ);
- сглаживающие реакторы.

Дополнительное оборудование ТПУ, не входящее в комплект поставки ТПУ:

- высоковольтные выключатели, предназначенные для подключения ТПУ к секции КРУ-6 кВ собственных нужд блока;
- высоковольтные выключатели, предназначенные для подключения ТПУ к генератору (генераторам);
- токопроводы, предназначенные для подключения токоограничивающих реакторов к ячейкам КРУ 6 кВ секции СН и к силовым шкафам преобразователей;
- высоковольтные кабели, предназначенные для подключения реактора к силовым шкафам преобразователей и кабель, подводящий напряжение питание 6 кВ от секции СН;
- трансформаторы напряжения, устанавливаемые в ячейке секции 6 кВ собственных нужд блока и на выводах статора генератора, предназначенные для синхронизации преобразователя с питающей сетью и для построения защиты от повышения напряжения на выходе ТПУ;
- трансформаторы тока, устанавливаемые на питающем кабеле в ячейке секции 6 кВ, предназначенные для построения максимальной токовой защиты ТПУ.

При отклонении состава электрооборудования и аппаратуры от указанного выше выполняется соответствующая корректировка объёмов испытаний.

Указания по проверке и контролю систем управления, автоматических регуляторов, устройств зашиты, автоматики, технического диагностирования, связей с АСУ ТП которыми оснащаются ТПУ, приводятся в материалах изготовителя на каждый тип ТПУ, в Правилах технического обслуживания устройств РЗА, специальных методических указаниях по наладке.

Выполнение испытаний и проверок на энергообъекте всего комплекса электрооборудования и аппаратуры, входящих в состав ТПУ, выполняется по специальным программам, разработанным с участием изготовителя ТПУ или фирмы – поставщика ТПУ.

39.2 Измерение сопротивления изоляции

Нормы на величины сопротивления изоляции, измеряемого при температуре 10-30 °С, приведены в таблице 39.1.

Таблица 39.1. Сопротивление изоляции и испытательное напряжение.

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		Примечание
	Категория испытаний	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, Мом	Вид испытаний	Значение испытательного напряжения	
1. Тиристорный преобразователь (ТП), цепи к статору и ротору генератора: силовые токоведущие цепи преобразователей, связанные с тиристорами защитные цепи, вторичные обмотки выходных трансформаторов системы управления и т.д.; примыкающие к преобразователям отключенные разъединители, первичные обмотки трансформаторов собственных нужд. . В системах с водяным охлаждением ТП вода при испытаниях отсутствует	П, К	2500	5	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя ТП, но не менее 0,8 испытательного напряжения изготовителя для обмотки ротора	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей ТП (первичных обмоток импульсных трансформаторов СУТ, блок-контактов силовых предохранителей, вторичных обмоток трансформаторов делителей тока и т.д.), примыкающих к ТП силовых элементов схемы (вторичных обмоток трансформаторов собственных нужд). Тиристоры (аноды, катоды, управляющие электроды) при испытаниях должны быть закорочены, а блоки системы управления тиристорами СУТ выдвинуты из разъемов
2.Выпрямительный (согласующий) трансформатор ВТ в системах ТПУ	П, К	2500	Согласно пункту 6.4	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя обмоток трансформатора;	Относительно корпуса и между обмотками

3. Токопроводы, связывающие источники питания с тиристорными преобразователями, силовые кабели:						
- без присоединенной аппаратуры	П, К	2500	10	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя токопроводов	Относительно «земли» и между фазами
- с присоединенной аппаратурой	П, К	2500	5	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя обмотки ротора	То же
4. Силовые элементы систем ТПУ (источники питания, преобразователи и т.д.) со всей присоединенной аппаратурой вплоть до выключателей ввода либо до разъединителей выхода преобразователей:						
- системы без водяного охлаждения преобразователей и с водяным охлаждением при незаполненной водой системе охлаждения;	П, К, Т, М	1000	1,0	П	1,0 кВ	Относительно корпуса
- при заполненной водой (с удельным сопротивлением не менее 75 кОм·см) системе охлаждения ТП	П, К, Т, М	1000	0,150	П	1,0 кВ	Блоки системы управления тиристорами выдвинуты

5. Силовые цепи возбуждения генератора без обмотки ротора (после выключателя ввода возбуждения или разъединителей постоянного тока, см. пункту 11): устройство АГП, разрядник, силовой резистор, шинопроводы.	П, К	1000	1,0	П, К	0,8 испытательного напряжения изготовителя ротора	Относительно «земли»

39.3 Испытания повышенным напряжением промышленной частоты

Значение испытательного напряжения принимается согласно таблице 39.1. Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

39.4 П, К. Измерение сопротивления постоянному току обмоток трансформаторов, реакторов и сглаживающих дросселей в ТПУ

Измерения сопротивлений производятся при установившейся температуре, близкой к температуре окружающей среды. Измеренное сопротивление для сравнения его с данными изготовителя или данными предыдущих измерений приводится к соответствующей температуре.

Сопротивление обмоток должно отличаться более чем на 5 % от данных изготовителя или данных предыдущих измерений.

39.5 П, К. Проверка трансформаторов, реакторов и сглаживающих дросселей, измерительных трансформаторов напряжения и тока

Проверка производится в соответствии с объёмом и нормами, изложенными в разделах 9, 10, 11 с учетом особенностей выполнения проверок для конкретных типов аппаратуры в соответствии с документацией изготовителя.

39.6 П, К, Т. Проверка тиристорных преобразователей ТПУ (выпрямитель и инвертор)

Измерение сопротивления и испытание повышенным напряжением изоляции производятся в соответствии с таблицей 39.1.

Производятся гидравлические испытания повышенным давлением воды тиристорных преобразователей с водяной системой охлаждения. Величина давления и время его воздействия должны соответствовать нормам изготовителей на каждый тип преобразователя. Выполняется повторная проверка изоляции тиристорных преобразователей после заполнения дистиллятом (см. таблицу 36.1).

Проверяется отсутствие пробитых тиристоров, поврежденных *RC*-цепей. Проверка выполняется с помощью омметра.

Проверяется целостность параллельных ветвей плавкой вставки каждого силового предохранителя путем измерения сопротивления постоянному току.

Проверяется состояние изоляции системы управления тиристоров, диапазон регулирования выпрямленного напряжения при воздействии на систему управления тиристоров.

Проверяется тиристорный преобразователь при работе на ротор генератора. Проверка выполняется в следующем объёме:

- распределение токов между параллельными ветвями плеч преобразователей; отклонение значений токов в ветвях от среднеарифметического значения тока ветви должно быть не более 10 %;

- распределение обратных напряжений между последовательно включенными тиристорами с учетом коммутационных перенапряжений; отклонение мгновенного значения обратного напряжения от среднего на тиристоре ветви не должно быть более ±20 %;

- распределение тока между параллельно включенными преобразователями; токи не должны отличаться более чем на ±10 % от среднего расчетного значения тока через преобразователь;

- распределение тока в ветвях одноименных плеч параллельно включенных ТП; отклонение

от среднего расчетного значения тока ветви одноименных плеч не должно быть более ±20 %.

39.7 П, К, Т. Проверка коммутационной аппаратуры, аппаратуры собственных нужд ТПУ

Проверка производится в соответствии с инструкциями изготовителя и разделом 32.

39.8 П, К, М.[1] Измерение температуры силовых тиристоров, предохранителей, шин и других элементов преобразователей и шкафов, в которых они расположены

[1] При работах по категории П, К измерения выполняются непосредственно после цикла работы ТПУ для пуска газового турбоагрегата.

Температуры элементов не должны превышать допустимых по инструкциям изготовителя.

При проверке рекомендуется применение тепловизоров. Допускается применение пирометров.

40 ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ АГРЕГАТОВ ИЗМЕНЕНИЯ СКОРОСТИ МЕХАНИЗМОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Агрегаты изменения скорости – это агрегаты частотно-регулируемого привода ЧРП и устройства плавного пуска УПП, применяемые на собственных нуждах либо для обеспечения плавного разворота с нуля (УПП), либо для разворота и последующего управления рабочей скоростью (ЧРП). В зависимости от мощности механизма СН агрегаты изменения скорости могут иметь номинальное напряжение как ниже, так и выше 1000 В.

В состав комплекта поставки ЧРП и УПП обычно входит следующее силовое оборудование:

- тиристорный или диодный выпрямитель;
- силовой дроссель на ферромагнитном сердечнике;
- силовой инвертор из управляемых ключей;

Указания по проверке и контролю систем управления ЧРП и УПП, приводятся в материалах изготовителя на эти комплексные агрегаты.

40.1 П, К. Измерение сопротивления изоляции

Нормы на величины сопротивления изоляции, измеряемого при температуре от 10 до 30 °С, приведены в таблице 40.1.

40.2 П, К. Испытания повышенным напряжением промышленной частоты

Значение испытательного напряжения принимается согласно таблице 40.1. Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

40.3 П, К. Измерение сопротивления постоянному току обмоток фильтровых реакторов и сглаживающих дросселей агрегатов

Измерения сопротивлений производятся при установившейся температуре, близкой к температуре окружающей среды. Измеренное сопротивление для сравнения его с данными изготовителя или данными предыдущих измерений приводится к соответствующей температуре.

Сопротивление обмоток не должно отличаться более чем на 5 % от данных изготовителя или данных предыдущих измерений.

40.4 П, К, Т. Проверка коммутационной аппаратуры и аппаратуры собственных нужд агрегата

Проверка производится в соответствии с инструкциями изготовителя и разделом 32.

40.5 П, К, Т. Проверка тиристорных и диодных преобразователей (выпрямитель и инвертор)

Измерение сопротивления и испытание повышенным напряжением изоляции производятся в соответствии с таблицей 40.1.

Производятся гидравлические испытания повышенным давлением воды тиристорных и диодных преобразователей с водяной системой охлаждения. Величина давления и время его воздействия должны соответствовать нормам изготовителей на каждый тип преобразователя. Выполняется повторная проверка изоляции преобразователей после заполнения дистиллятом (см. таблицу 40.1).

Проверяется отсутствие пробитых и оборванных полупроводниковых приборов, поврежденных *RC*-цепей с помощью омметра с источником питания не менее 3 В.

Таблица 40.1. Сопротивления изоляции и испытательное напряжение

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытания повышенным напряжением		Примечания
	Категория испытаний	Напряжение мегаомметра	Минимальное значение сопротивления	Категория испытаний	Значение испытательного напряжения	
		В	Мом			
1.Тиристорный или диодный выпрямитель на 6 кВ.	П, К	2500	5	П, К	0,8 испытательного напряжения изготовителя	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей управления (первичных обмоток импульсных трансформаторов СУТ).
2.Тиристорный или диодный выпрямитель на 0,4 кВ.	П, К	500	10	П, К	0,8 испытательного напряжения изготовителя	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей управления (первичных обмоток импульсных трансформаторов СУТ).
3. Силовой фильтр низкой частоты из дросселя на ферромагнитном сердечнике и ёмкостей на 6 кВ	П, К	2500	5	П, К	0,8 испытательного напряжения изготовителя обмоток дросселя	Относительно корпуса
4. Силовой фильтр низкой частоты из дросселя на ферромагнитном сердечнике и ёмкостей на 0,4 кВ	П, К	1000	10	П, К	0,8 испытательного напряжения изготовителя обмоток дросселя	Относительно корпуса
5. Силовой инвертор из управляемых ключей на 6 кВ.	П, К	2500	5	П, К	0,8 испытательного напряжения изготовителя	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей управления (первичных обмоток импульсных трансформаторов СУТ).

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытания повышенным напряжением		Примечания
	Категория испытаний	Напряжение мегаомметра	Минимальное значение сопротивления	Категория испытаний	Значение испытательного напряжения	
		В	Мом			
6. Силовой инвертор из управляемых ключей на 0,4 кВ.	П, К	500	10	П, К	0,8 испытательного напряжения изготовителя	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей управления (первичных обмоток импульсных трансформаторов СУТ).

Примечание – Силовые кабели проходят испытания в соответствии с нормативами на них одновременно с основным оборудованием.

Проверяется целостность параллельных ветвей плавкой вставки каждого силового предохранителя путем измерения сопротивления постоянному току.

Проверяется:

- состояние изоляции системы управления тиристоров или диодов;
- диапазон угла регулирования при воздействии на систему управления тиристоров выпрямителя и инвертора.

Проверяется агрегат при работе на двигатель. При этом проверяется значение обратных напряжений на тиристорах с учетом коммутационных перенапряжений.

40.6 П, К, М.[1] Измерение температуры силовых полупроводниковых приборов, шин и других конструктивных элементов преобразователей

[1] При работах по категории П, К измерения выполняются для агрегатов ЧРП после установления теплового режима при номинальной нагрузке, а для агрегатов УПП сразу после разворота.

Температуры элементов не должны превышать нормативы, допустимые по инструкциям изготовителя и настоящему стандарту.

41 СТАТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ И ВЫДАЧИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

41.1 Общие сведения

В разделе приводятся объём и нормы испытаний силового оборудования статических установок для потребления и выдачи реактивной мощности (далее УРМ), используемых в электрических сетях для компенсации реактивной мощности, регулирования напряжения и перетоков мощности, в том числе с применением статических силовых преобразователей.

Требования приводятся для следующих видов УРМ:

1. Управляемые шунтирующие реакторы (УШР), содержащие:
– электромагнитную часть УШР (реактор с подмагничиванием);
– трансформаторно-преобразовательный блок;
– трансформаторы тока;
– трансформаторы напряжения;
– систему автоматического управления.
2. Ступенчато-управляемые реакторные группы (СУРГ), содержащие:
– компенсирующие реакторы;
– трансформаторы напряжения;
– трансформаторы тока;
– выключатели СУРГ;
– систему автоматического управления.
3. Тиристорно-реакторные группы (ТРГ), содержащие;
– встречно-параллельные тиристорные вентили;
– компенсирующие реакторы;
– трансформаторы напряжения;
– трансформаторы тока;
– выключатели ТРГ;
– систему автоматического управления;
4. Ступенчато-управляемые конденсаторные группы (СУКГ), содержащие;
– конденсаторные установки;
– трансформаторы напряжения;
– трансформаторы тока;
– выключатели СУКГ;
– систему автоматического управления;
5. Статические тиристорные компенсаторы (СТК), содержащие:
– встречно-параллельные тиристорные вентили;
– конденсаторные установки;
– компенсирующие реакторы;
– фильтровые реакторы;
– токоограничивающие реакторы;
– тиристорно-реакторные группы (ТРГ);
– фильтрокомпенсирующиее устройства;
– вводные выключатели СТК;
– выключатели ТРГ;
– выключатели конденсаторных установок.

В общем случае в состав основного комплекта силового электрооборудования всех видов УРМ входит следующее электрическое оборудование:

- шунтирующие реакторы (трансформаторы) с подмагничиванием,
- реакторы;
- тиристорные преобразователи;

- конденсаторные установки.

Дополнительное оборудование УРМ, не входящее в комплект поставки УРМ:

- высоковольтные выключатели, предназначенные для подключения УРМ к электросети или к третичной обмотке автотрансформатора связи, а также подключению ступеней УРМ;
- токопроводы, предназначенные для подключения силового электрооборудования УРМ;
- высоковольтные кабели, предназначенные для подключения УРМ;
- трансформаторы напряжения;
- трансформаторы тока.

При отклонении состава электрооборудования УРМ от указанного выше выполняется соответствующая корректировка объёмов испытаний.

При наличии у УШР системы охлаждения электромагнитной части (ЭМЧ) типа М, Д или ДЦ испытания и проверки должны проводится в соответствии с требованиями, которые являются общими для масляных шунтирующих реакторов и силовых трансформаторов (раздел 9).

Контроль качества электроизоляционного масла должен быть организован в соответствии с разделом 31 и инструкциями по эксплуатации изготовителя.

Испытания и проверки выключателей (вакуумных или элегазовых) и разъединителей должны соответствовать требованиям разделов 15, 16, 17.

При применении в СУРГ реакторов без магнитной системы необходимо проконтролировать расположение замкнутых металлических контуров и металлоконструкций от обмотки реактора на расстоянии не менее её диаметра, а расстояние между осями соседних фаз не менее 2-х диаметров обмотки. При этом нижние металлические фланцы опорных изоляторов должны быть соединены с общим контуром заземления подстанции без образования замкнутых контуров.

При применении в СУРГ реакторов с магнитной системой испытания и проверки должна проводиться в соответствии с разделом 9 как для силового трансформатора.

Испытания и проверки компенсирующих реакторов должна удовлетворять требованиям раздела 24 настоящего стандарта в части реакторов без магнитной системы.

При испытаниях и проверках встречно-параллельных тиристорных вентилей (ВТВ) запрещается проводить высоковольтные испытания ВТВ при отсутствии охлаждающей жидкости в системе охлаждения.

Качество охлаждающей жидкости ВТВ должно соответствовать требованиям инструкции изготовителя.

Испытания и проверки конденсаторных установок (групп) должна соответствовать требованиям раздела 26 и инструкциям изготовителя.

Испытания и проверки компенсирующих реакторов (РК) и реакторов фильтровых (РФ), входящих в состав фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ), должна удовлетворять требованиям и инструкциям изготовителя.

Испытания и проверки конденсаторных установок (КУ) и КУ, входящих в состав ФКУ, должна соответствовать требованиям и инструкциям изготовителя.

Испытания и проверки тиристорных вентилей должны удовлетворять требованиям и инструкциям изготовителя.

Гидравлические испытания ВТВ являются обязательными после любого ремонта, связанного с заменой или ремонтом элементов системы охлаждения.

В случае ревизии или ремонта оборудования высоковольтных тиристорных вентилей по окончании восстановительных работ должны быть проведены:

- проверка функционирования тиристорных ячеек;
- проверка защит тиристорных ячеек от перенапряжения;
- испытания электрической прочности изоляции вентиля напряжением промышленной частоты.

После отключения УШР осмотр и контроль состояния его оборудования необходимо проводить через время, указанное в инструкции по эксплуатации изготовителя, с обязательным контролем наличия напряжения на оборудовании подвергающегося осмотру, т.к. в связи с большой индуктивностью и постоянной времени размагничивания обмоток электромагнитной части реактора остаточное подмагничивание и остаточный ток в обмотке управления (ОУ) могут сохраняться длительно, а при разрыве цепи от полупроводникового преобразователя (ПП) к выводам ОУ может привести к появлению напряжения.

Требования техники безопасности при эксплуатации конденсаторных батарей должны соответствовать требованиям и инструкциям изготовителя.

Указания по проверке и контролю систем управления, автоматических регуляторов, устройств зашиты, автоматики, технического диагностирования, связей с АСУ ТП которыми оснащаются УРМ, приводятся в материалах изготовителя на каждый тип УРМ, в Правилах технического обслуживания устройств РЗА, специальных методических указаниях по наладке.

Выполнение испытаний и проверок на энергообъекте всего комплекса электрооборудования и аппаратуры, входящих в состав УРМ, выполняется по специальным программам, разработанным с участием изготовителя УРМ или фирмы – поставщика УРМ.

41.2 Измерение сопротивления изоляции

Нормы на величины сопротивления изоляции, измеряемого при температуре 10-30 °С, приведены в таблице 41.1.

Таблица 41.1. Сопротивление изоляции и испытательное напряжение

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		Примечание
	Категория испытаний	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, Мом	Вид испытаний	Значение испытательного напряжения	
1. Тиристорный преобразователь (ТП), силовые токоведущие цепи преобразователей, связанные с тиристорами защитные цепи, вторичные обмотки выходных трансформаторов системы управления и т.д.; примыкающие к преобразователям отключенные разъединители, первичные обмотки трансформаторов собственных нужд.	П, К	2500	5	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя ТП, но не менее 0,8 испытательного напряжения изготовителя для обмотки ротора	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей ТП (первичных обмоток импульсных трансформаторов СУТ, блок-контактов силовых предохранителей, вторичных обмоток трансформаторов делителей тока и т.д.), примыкающих к ТП силовых элементов схемы (вторичных обмоток трансформаторов собственных нужд.) Тиристоры (аноды, катоды, управляющие электроды) при испытаниях должны быть закорочены, а блоки системы управления тиристорами СУТ выдвинуты из разъемов
2. Токопроводы, связывающие источники питания с тиристорными преобразователями, силовые кабели:						

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		Примечание
	Категория испытаний	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, Мом	Вид испытаний	Значение испытательного напряжения	
- без присоединенной аппаратуры	П, К	2500	10	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя токопроводов	Относительно «земли» и между фазами
- с присоединенной аппаратурой	П, К	2500	5	П	0,8 испытательного напряжения изготовителя обмотки ротора	То же

41.3 Испытания повышенным напряжением промышленной частоты

Значение испытательного напряжения принимается согласно таблице 41.1. Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

41.4 П, К. Измерение сопротивления постоянному току обмоток трансформаторов, реакторов в УРМ

Измерения сопротивлений производятся при установившейся температуре, близкой к температуре окружающей среды. Измеренное сопротивление для сравнения его с данными изготовителя или данными предыдущих измерений приводится к соответствующей температуре.

Сопротивление обмоток должно отличаться более чем на 5 % от данных изготовителя или данных предыдущих измерений.

41.5 П, К. Проверка трансформаторов, реакторов, измерительных трансформаторов напряжения и тока

Проверка производится в соответствии с объёмом и нормами, изложенными в разделах 9, 10, 11, 24 с учетом особенностей выполнения проверок для конкретных типов аппаратуры в соответствии с документацией изготовителя.

41.6 П, К, Т. Проверка тиристорных преобразователей УРМ

Измерение сопротивления и испытание повышенным напряжением изоляции производятся в соответствии с таблицей 41.1.

Производятся гидравлические испытания повышенным давлением воды тиристорных преобразователей (ТП) с водяной системой охлаждения. Значение давления и время его воздействия должны соответствовать нормам изготовителей на каждый тип преобразователя. Выполняется повторная проверка изоляции ТП после заполнения дистиллятом.

Проверяется отсутствие пробитых тиристоров, поврежденных *RC*-цепей. Проверка выполняется с помощью омметра.

Проверяется целостность параллельных ветвей плавкой вставки каждого силового предохранителя путем измерения сопротивления постоянному току.

Проверяется состояние изоляции системы управления тиристоров, диапазон регулирования выпрямленного напряжения при воздействии на систему управления тиристоров.

Проверяется ТП при работе под нагрузкой. Проверка выполняется в следующем объёме:

- распределение токов между параллельными ветвями плеч преобразователей; отклонение значений токов в ветвях от среднеарифметического значения тока ветви должно быть не более 10 %;

- распределение обратных напряжений между последовательно включенными тиристорами с учетом коммутационных перенапряжений; отклонение мгновенного значения обратного напряжения от среднего на тиристоре ветви не должно быть более ±20 %;

- распределение тока между параллельно включенными преобразователями; токи не должны отличаться более чем на ±10 % от среднего расчетного значения тока через преобразователь;

- распределение тока в ветвях одноименных плеч параллельно включенных ТП; отклонение от среднего расчетного значения тока ветви одноименных плеч не должно быть более ±20 %.

41.7 П, К, Т. Проверка коммутационной аппаратуры, аппаратуры собственных нужд УРМ

Проверка производится в соответствии с инструкциями изготовителя и разделами 12-17, 28, 33.

41.8 П, К, М.[1] Измерение температуры силовых тиристоров, предохранителей, шин и других элементов преобразователей и шкафов, в которых они расположены

[1] При работах по категории П, К измерения выполняются в режимах максимальной нагрузки по реактивной мощности УРМ.

Температуры элементов не должны превышать допустимых по инструкциям изготовителей.

При проверке рекомендуется применение тепловизоров. Допускается применение пирометров.

42 СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА

Объёмы и нормы испытаний систем постоянного оперативного тока энергообъектов, включающие щиты постоянного тока, зарядно-подзарядные установки, должны выполняться в соответствии с требованиями разделов 5, 10, 11, 18, 24, 27, 30, 33, 34 настоящего стандарта и инструкций по эксплуатации изготовителей оборудования.

42.1 Комплексное диагностическое обследование

Комплексное диагностическое обследование (КДО) СОПТ проводится по отдельным программам с учетом требований [61] и рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

Комплексное диагностическое обследование СОПТ рекомендуется проводить:

- в случае отсутствия динамики изменений диагностируемых параметров в сторону ухудшения после 12 лет с начала эксплуатации СОПТ, а в дальнейшем 1 раз в 4-6 лет по решению технического руководителя на основании результатов периодического регламентного контроля;
- для оборудования, отработавшего установленные нормативной документацией сроки, - по решению технического руководителя, вне зависимости от технического состояния;
- при обнаружении динамики изменений диагностируемых параметров в сторону ухудшения в рамках планового контроля или мониторинга;
- при необходимости проведения капитального ремонта.

При необходимости для проведения КДО технического состояния привлекаются организации, специализирующиеся в области технического диагностирования СОПТ.

Объем комплексного диагностического обследования СОПТ определяется решением технического руководителя субъекта электроэнергетики.

Рекомендуется следующий объем:

- составление исполнительной схемы щита постоянного тока (ЩПТ) и токораспределительной сети;
- расчёт и измерение токов короткого замыкания (КЗ) в распределительной сети;
- проверка отключающей способности автоматических выключателей и плавких предохранителей;
- проверку чувствительности защитной коммутационной аппаратуры;
- проверку термической стойкости кабелей при металлических КЗ;
- проверку невозгораемости кабелей при отказе основной защиты и срабатывании резервной при металлических КЗ;
- проверку селективности защитных аппаратов;
- проверку состояния контактных соединений;
- определение технического состояния аккумуляторной батареи;
- проверку работоспособности зарядных устройств;
- измерение ёмкости сети на «землю»;
- проверку работоспособности устройства контроля изоляции;
- проверку работоспособности защитных коммутационных аппаратов;
- измерение уровней кондуктивных помех в токораспределительной сети;
- проверку выполнения условий ЭМС при имитации воздействия импульсных помех;
- проверку АБ по пункту 33.8.1;
- тепловизионный контроль электрооборудования производится в соответствии с указаниями [29] и приложения Д.

По результатам КДО СОПТ должны быть представлены соответствующие протоколы измерений и расчётов, заключение о состоянии СОПТ, ведомость дефектов и рекомендации по устранению дефектов в соответствии с требованиями [61].

43 АГРЕГАТЫ И ИСТОЧНИКИ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

Объёмы и нормы испытаний агрегатов и источников бесперебойного питания (АБП) должны выполняться в соответствии с требованиями разделов 5, 10, 11, 18, 24, 27, 30, 33, 34 настоящего стандарта и инструкций по эксплуатации изготовителей оборудования.

43.1. Комплексное диагностическое обследование

Комплексное диагностическое обследование (КДО) АБП проводится по отдельным программам с учетом требований [61] и рекомендаций пункта 4.22 настоящего стандарта.

Комплексное диагностическое обследование агрегатов и источников бесперебойного питания рекомендуется проводить:

- в случае отсутствия динамики изменений диагностируемых параметров в сторону ухудшения после 12 лет с начала эксплуатации силового оборудования, а в дальнейшем 1 раз в 4-6 лет по решению технического руководителя на основании результатов периодического регламентного контроля;
- для оборудования, отработавшего установленные нормативной документацией сроки, - по решению технического руководителя, вне зависимости от технического состояния;
- при обнаружении динамики изменений диагностируемых параметров в сторону ухудшения в рамках планового контроля или мониторинга;
- при необходимости проведения капитального ремонта.

При необходимости для проведения КДО технического состояния привлекаются организации, специализирующиеся в области технического диагностирования агрегатов и источников бесперебойного питания.

В объём комплексного диагностического обследования входят следующие работы:

1) Анализ проектной документации и протоколов испытаний агрегатов и источников бесперебойного питания.

2) Составление исполнительной схемы, включающей:
- общую схему;
- схемы электрооборудования агрегатов и источников бесперебойного питания;
- схемы распределительной сети, резервного питания.

3) Измерение токов КЗ, ёмкости сети на землю, тока и напряжения при имитации включения выключателя.

4) Оценка состояния аккумуляторной батареи:
- осмотр токовых выводов и банок АБ;
- выявление отстающих элементов;
- оценка степени износа по внутреннему сопротивлению.

5) Проверка состояния контактных соединений агрегатов и источников бесперебойного питания.

6) Измерения по контролю состояния зарядных устройств АБ.

7) Проверка устройств контроля изоляции и поиска земли.

8) Проверка устройств защиты от перенапряжений.

9) Проверка работоспособности защитных аппаратов.

10) Анализ результатов измерений, проведение расчётов и определение:
- термической стойкости и невозгораемости кабелей;
- чувствительности основной и резервной защит;
- селективности защитных аппаратов.

11) Выполнение тепловизионного контроля электрооборудования в соответствии с указаниями [29] и приложения Д.

По результатам технического диагностирования агрегатов и источников бесперебойного

питания должны быть представлены соответствующие протоколы измерений и расчётов, заключение о состоянии агрегатов и источников бесперебойного питания, ведомость дефектов и рекомендации по устранению дефектов в соответствии с требованиями [61].

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ)

НОРМЫ ИСПЫТАНИЙ ГЕНЕРАТОРОВ И СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ, ПРОВОДИМЫЕ ПРИ РЕМОНТАХ ОБМОТОК СТАТОРА

Объём и нормы пооперационных испытаний при ремонтах генераторов и синхронных компенсаторов с полной или частичной сменой обмотки статора приведены в таблицах А.1 и А.2.

По сроку эксплуатации и состоянию изоляции на момент ремонта обмотки генераторов разделены в таблицах А.1 и А.2 на две категории.

К первой из них относятся обмотки с микалентной компаундированной или гильзовой изоляцией, проработавшие 10 лет и менее, а также обмотки с термореактивной изоляцией, проработавшие 20 лет и менее (последние - при удовлетворительном состоянии сердечника статора и оставшейся части обмотки).

Ко второй относятся остальные обмотки.

При ремонте генератора (компенсатора), остановленного аварийно, испытательное напряжение для оставшейся части обмотки, а также для сдаточных испытаний устанавливается в зависимости от состояния изоляции обмотки и условий работы энергосистемы, но не ниже $1{,}2U_{ном}$.

При частичной замене обмотки изоляция верхних стержней по технологическим условиям испытывается не после укладки их в пазы, а по окончании ремонта вместе со всей обмоткой.

При пробое одного или нескольких стержней во время профилактических испытаний оставшуюся часть обмотки всех трех фаз необходимо испытывать напряжением промышленной частоты, равным $1{,}7U_{ном}$. Допускается не испытывать неповрежденные фазы (ветви) обмотки, если была исключена возможность повреждения их изоляции при выемке стержней во время ремонта.

После замены или при ремонте поврежденного стержня (секции, катушки) необходимо вновь испытывать все фазы таким же напряжением, как и применяемым при эксплуатационных испытаниях. По окончании ремонта после ввода ротора каждая фаза обмотки испытывается номинальным напряжением.

Стержни (секции), вынимавшиеся из пазов во время ремонта, испытываются, так же как и отремонтированные, в зависимости от срока службы по нормам таблиц А.1 и А.2.

Таблица А.1. Объём и нормы испытаний изоляции обмотки статора при ремонтах генераторов и синхронных компенсаторов (кроме турбогенераторов серий ТВВ, ТЗВ, а также ТГВ мощностью 200 МВт и более)

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объём ремонта
	до 6,6 включительно	10,5 и выше	
1. Стержни (секции) до укладки в пазы - пазовая изоляция	$3U_{ном}$	$3U_{ном}$	Полная замена обмотки статора обеих категорий
2. Лобовые части стержней (секции) до укладки обмотки	$1{,}6U_{ном}$	$1{,}5U_{ном}$	То же

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объём ремонта
	до 6,6 включительно	10,5 и выше	
3. Сопротивление изоляции термометров сопротивления до и после укладки в пазы	Для генераторов с косвенным охлаждением обмотки статора - мегаомметром на 250 В, если в инструкции изготовителя не указано иначе. Для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора - мегаомметром на 500 В. Сопротивление изоляции - не ниже 1 МОм		Полная или частичная замена обмотки статора обеих категорий
4. Изоляция кронштейнов	$1,2U_{ном}$	$1,2U_{ном}$	Полная замена обмотки статора обеих категорий
5. Изоляция бандажных колец лобовых частей обмотки	$1,8U_{ном}$	$1,5U_{ном}$	То же
6. Соединительные и выводные шины до установки на место	$2,4U_{ном}$	$2,4U_{ном}$	"
7. Стержни (секции) после укладки в пазы:			
а) нижние	$2,8U_{ном}$	$2,7U_{ном}$	"
б) верхние (отдельно от нижних или вместе с ними)	$2,6\ U_{ном}$	$2,5\ U_{ном}$	"
8. Обмотки статора с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	$1,28 \cdot 2,5\ U_{ном}$	$1,28(2\ U_{ном}+3)$	"
9. Обмотка статора (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам) после ее ремонта для генератора мощностью, кВт:			Полная замена обмотки статора обеих категорий
а) до 1000	$2\ U_{ном}+1,0$, но не менее 1,5 кВ	-	То же
б) от 1000 и выше на номинальное напряжение, кВ:			
до 3,3 включительно	$2\ U_{ном}+1,0$	-	"
свыше 3,3 до 6,6 включительно	$2,5\ U_{ном}$	-	"
свыше 6,6	-	$2\ U_{ном}+3,0$	"
10. Обмотка после удаления поврежденных стержней (секций)	$2\ U_{ном}$	$2\ U_{ном}$	Частичная замена обмотки первой категории

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объём ремонта
	до 6,6 включительно	10,5 и выше	
11. Запасные и отремонтированные стержни (секции) до укладки в пазы - пазовая изоляция	2,7 $U_{ном}$	2,7 $U_{ном}$	То же
12. Лобовые части стержней до укладки обмотки	1,3 $U_{ном}$	1,3 $U_{ном}$	"
13. Запасные и отремонтированные стержни (секции) после укладки в пазы до соединения со старой обмоткой (нижние стержни)	2,4 $U_{ном}$	2,4 $U_{ном}$	"
14. Собранная обмотка с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	2,72 $U_{ном}$, но не выше, чем было при вводе генератора в эксплуатацию	2,72 $U_{ном}$	"
15. Собранная обмотка статора после ремонта (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам)	1,7 $U_{ном}$	1,7 $U_{ном}$	Частичная замена обмотки первой категории
16. Обмотки после удаления поврежденных стержней (секций)	1,7 $U_{ном}$	1,7 $U_{ном}$	Частичная замена обмотки второй категории
17. Запасные и отремонтированные стержни (секции) до укладки в пазы - пазовая изоляция	2,5 $U_{ном}$	2,5 $U_{ном}$	То же
18. Лобовые части стержней (секций) до укладки обмотки	1,3 $U_{ном}$	1,3 $U_{ном}$	"
19. Запасные и отремонтированные стержни (секции) после укладки в пазы до соединения со старой обмоткой (нижние стержни)	2,2 $U_{ном}$	2,2 $U_{ном}$	"
20. Обмотка статора с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	2,4 $U_{ном}$	2,4 $U_{ном}$	"
21. Собранная обмотка статора после ремонта (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам)	1,5 $U_{ном}$	1,5 $U_{ном}$	"
22. Концевые выводы в собранном виде до установки	2,4 $U_{ном}$	2,4 $U_{ном}$	"

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объём ремонта
	до 6,6 включительно	10,5 и выше	
23. Обмотка статора после полной или частичной переклиновки пазов или перепайки лобовых частей	1,7 $U_{ном}$	1,7 $U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки первой категории
24. Обмотка статора после полной или частичной переклиновки пазов или перепайки лобовых частей	1,5 $U_{ном}$	1,5 $U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки второй категории*
25. Обмотка статора после ремонта, не связанного с подъемом стержней или переклиновкой пазов (крепление бандажей, подправка железа, подкраска и т.д.)	1,3 $U_{ном}$	1,3 $U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки первой категории
26. То же	1,2 $U_{ном}$	1,2 $U_{ном}$	То же, но второй категории
27. Обмотка статора после устранения мелких неисправностей или осмотра, не требующих снятия щитов или иной разборки (с проникновением к лобовым частям через люки), при которых возможно воздействие на изоляцию обмотки, внутримашинных соединений или выводов	1,0 $U_{ном}$	1,0 $U_{ном}$	Обмотки обеих категорий

Примечание - * Если обмотка проработала свыше 10 лет, но профилактические испытания ее проводятся напряжением 1,7 $U_{ном}$, то принимается испытательное напряжение 1,7 $U_{ном}$.

1. В таблице приведены испытательные напряжения промышленной частоты, если специально не оговорено иное.

2. Испытание сердечника статора после удаления подлежащих выемке стержней и укладки новых стержней и заклиновки пазов при полной или частичных заменах обмоток обеих категорий производится по пункту 6.12.

3. В таблицу не включены нормы гидравлических испытаний элементов системы охлаждения для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора: испытание на проходимость и герметичность стержней до укладки их в пазы, такие же испытания соединительных и выводных шин до установки их на место; испытание на прочность и герметичность концевых выводов до их установки, старых и новых шлангов, сливных и напорных коллекторов после их установки, испытание обмотки или вновь уложенной ее части на проходимость после пайки, но до присоединения шлангов, испытание всей обмотки на герметичность после присоединения шлангов, но до изолировки паяных соединений. Эти испытания производятся по нормам изготовителя генератора.

Таблица А.2. Объём и нормы пооперационных испытаний при ремонте обмотки статора турбогенераторов серий ТВВ, ТЗВ, ТГВ (кроме ТГВ-25)

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
Полная замена обмотки статора			
1. Испытание стержней обмотки до укладки их в пазы 1.1. Испытание на проходимость:			

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
а) турбогенераторов ТВВ-ТЗВ - водой при избыточном давлении воды на входе в стержень, МПа	0,1	-	Для ТВВ-200-2 0,08
Расход воды на стержень (или полустержень в стержнях, состоящих из двух половинок), л/с, для турбогенераторов:			
ТВВ-160-2Е	0,21±0,04	-	
ТВВ-165-2	0,278±0,04	-	
ТВВ-200-2 (30 пазов) - на полустержень	0,164±0,02	-	
ТВВ-200-2А, ТВВ-220-2А, ТВВ-220-2Е	0,164±0,025	-	
ТВВ-320-2, ТВВ-350-2	0,184±0,03	-	
ТВВ-320-2Е	0,156±0,023	-	
ТВВ-500-2 (верхний стержень)	0,271±0,04	-	
ТВВ-500-2 (нижний стержень)	0,231±0,03	-	
ТВВ-500-2Е (верхний стержень)	0,28±0,04	-	
ТВВ-500-2Е (нижний стержень)	0,24±0,036	-	
ТВВ-800-2, ТВВ-800-2Е, ТЗВ-800-2, ТВВ-1000-2 (верхний стержень)	0,327±0,06	-	
ТВВ-800-2, ТВВ-800-2Е, ТЗВ-800-2, ТВВ-1000-2 (нижний стержень)	0,283±0,05	-	
ТВВ-1000-4 (верхний стержень)	0,354±0,071	-	
ТВВ-1000-4 (нижний стержень)	0,304±0,061	-	
ТВВ-1200-2 (верхний стержень)	0,164±0,0226	-	
ТВВ-1200-2 (нижний стержень)	0,142±0,0213	-	
б) турбогенераторов ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 - водой при избыточном давлении воды на входе в стержень, МПа	0,05	-	
Контрольный объём (л) и продолжительность истечения (с) для турбогенераторов:			
ТГВ-200М*	8,8	Не более 40 с	
ТГВ-500-2	6,4	То же	
в) турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 - воздухом по трубкам при давлении воздуха на входе в трубку, мм вод.ст.	1000	-	Испытание проводится для каждой трубки стержня с установкой специальной насадки на выходе из трубки
Давление на выходе из трубки, мм вод. ст., для турбогенераторов:			
ТГВ-200	170-220	-	
ТГВ-300	200-260	-	

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
1.2. Испытание на прочность и герметичность - водой, МПа, для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ	1,5	10 ч	
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	2	5 ч	Разность давлений в начале и конце выдержки должна быть не более 0,05 МПа по сравнению с заведомо исправным стержнем
1.3. Испытание изоляции пазовой части напряжением, кВ, турбогенераторов:			Здесь и далее - испытание повышенным переменным напряжением промышленной частоты, если это не оговорено специально
а) ТГВ	3,0 $U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,7 $U_{ном}$	1 мин	
в) ТВВ, ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	62	1 мин	
1.4. Испытание на коронирование при снижении напряжения после испытания	1,5 $U_{ном}$	3 мин	Допускается равномерное свечение голубого цвета. Свечение белого и желтого цветов не допускается
1.5. Испытание изоляции лобовой части напряжением	1,5 $U_{ном}$	1 мин	
1.6. Испытание изоляции между полустержнями (стержней, со-стоящих из двух половинок) напряжением, кВ (для турбогенератора ТВВ)	1,0	1 мин	
1.7. Испытание изоляции:			
между всеми трубками;	Не более одного замыкания		
между каждым элементарным проводником и всеми трубками.	Замыкания недопустимы		
Проверка производится от источника промышленной частоты для турбогенераторов, кВ:			
ТГВ-200 до N 01585 включительно	0,036		
ТГВ-300 до N 02342 включительно	0,036		
ТГВ-200 с N 01586	0,22		
ТГВ-300 с N 02343	0,22		

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
2. Испытание изоляции кронштейнов, шинодержателей и бандажных колец до установки напряжением	1,4 $U_{ном}$	1 мин	
3. Испытание соединительных и выводных шин до установки			
3.1. Испытание на проходимость:			
а) у турбогенераторов ТВВ-ТЗВ продувкой воздухом	-	-	
б) для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300:			
- давление воздуха на входе в шину, мм вод. ст.	1000		
- давление на выходе из шины	По таблице А.3		Испытания проводятся со специальной насадкой на конце шины
- для турбогенераторов ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 продувкой воздухом	-	-	До пайки наконечников проходимость шин проверяется шариком по ГОСТ 3722-2014. Диаметр шарика, мм: 15,875 - для ТГВ-200М* 14,288 - для ТГВ-500
3.2. Испытание на прочность и герметичность - водой для турбогенераторов, МПа:			
ТВВ, ТЗВ	1,5	10 ч	
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	3,0	15 мин	
3.3. Испытание изоляции шин напряжением, кВ, для турбогенераторов:			
а) ТГВ	2,4 $U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,0 $U_{ном}$+3	1 мин	
в) ТВВ, ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	2,0 $U_{ном}$+1	1 мин	
3.4. Испытание изоляции между полушинами (шин, состоящих из двух половинок) напряжением, кВ, для турбогенераторов ТВВ	1,0	1 мин	
4. Испытание концевых выводов в собранном виде (до установки)			
4.1. Испытание на прочность и герметичность - водой для турбогенераторов, МПа:			
ТВВ, ТЗВ	2,5	1 ч	
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	3,0	7 ч	

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
Испытание на проходимость для ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 продувкой воздухом при:			
- избыточном давлении на входе, МПа	0,14	-	
- избыточном давлении на выходе, МПа	Не менее 0,07		Производится со специальной насадкой на выходе воздуха
4.2. Испытание на герметичность - воздухом для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300, МПа	0,6	1 ч	
4.3. Испытание изоляции напряжением	2,4 $U_{ном}$	1 мин	
5. Испытание шлангов водой на прочность и герметичность:			
- для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, МПа:			
новых	1,5/1,0	30 мин	В числителе - для шлангов диаметром 15 мм,
старых	1,0/0,8	30 мин	в знаменателе - для шлангов диаметром 21 мм
- для турбогенераторов ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 (диаметр 21 мм)	0,8	5 мин	
6. Испытание сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность - водой, МПа, после установки, для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ	2,5	1 ч	
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	2,5	30 мин	
7. Определение характеристик сердечника статора при нагреве методом кольцевого намагничивания до и после укладки обмотки и заклиновки пазов при индукции 1,4 Тл	См. пункт 6.12 настоящего стандарта		
8. Измерение сопротивлений постоянному току термопреобразователей сопротивления, Ом:			
- до установки	Приведенное к температуре измерения паспортное значение		
- после заклиновки пазов	То же плюс сопротивление выводных проводов		
9. Испытание нижних стержней обмотки после укладки их в пазы			
9.1. Испытание изоляции стержней от корпуса напряжением, кВ:			

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,5 $U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением 24 кВ	49,0	1 мин	
в) ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	52,0	1 мин	
9.2. Испытание на коронирование - при снижении напряжения после испытания	1,15 $U_{ном}$	5 мин	См. примечание к пункту 1.4
9.3. Испытание изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок) турбогенераторов ТВВ напряжением, кВ	1,0	1 мин	
9.4. Испытание на герметичность воздухом с добавлением хладона (фреона) течеискателем для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2, МПа	0,3	-	
9.5. Испытание на проходимость трубок - воздухом для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300	Воздух должен свободно проходить через все трубки		
10. Испытание верхних стержней обмотки после укладки их в пазы			
10.1. Испытание изоляции стержней от корпуса (до выполнения заклиновки пазов) напряжением, кВ, для турбогенераторов:			
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,4 $U_{ном}$	1 мин	При невозможности изолирования верхних стержней от нижних допускается проведение испытания совместно с нижними стержнями
б) ТВВ с номинальным напряжением 24 кВ	49,0	1 мин	Допускается не проводить
в) ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	50,0	1 мин	См. примечание к пункту 10.1, а)
10.2. Испытание на коронирование - при снижении напряжения после испытания	1,15 $U_{ном}$	5 мин	См. примечание к пункту 1.4
10.3. Испытание изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок) напряжением, кВ, турбогенераторов ТВВ	1,0	1 мин	

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
10.4. Испытание на герметичность воздухом с добавлением хладона (фреона) течеискателем для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2, МПа	0,3	-	
10.5. Испытание на проходимость трубок - воздухом для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300	Воздух должен свободно проходить через все трубки		
11. Измерение сопротивления изоляции термосопротивления мегаомметром на напряжение 500 В, МОм	Не менее 1,0	-	
12. Испытание изоляции от корпуса верхних и нижних стержней совместно после укладки в пазы и заклиновки пазов напряжением, кВ, для турбогенераторов:			
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	2,2 $U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением 24 кВ	49,0	1 мин	
13. Проверка на монолитность паяных соединений			
13.1. Ультразвуковым прибором			
Среднее значение монолитности четырех или шести измерений должно быть не менее монолитности эталона, %:			При пайке каждой пары элементарных проводников в отдельности соединения только осматриваются
- при использовании оловянистого припоя	15	-	
- при использовании серебряного припоя	20	-	
При этом ни одно значение измеренной монолитности не должно быть меньше значения монолитности эталона, %:			
- при использовании оловянистого припоя	10		
- при использовании твердого припоя	15		
13.2. Вихретоковым прибором			
Значение монолитности пайки, выполненной оловянистым припоем, должно быть не менее монолитности эталона, %	70		
14. Испытание изоляции между полуветвями обмоток, состоящих из двух полуветвей, после заклиновки пазов до подсоединения соединительных выводных шин и концевых выводов турбогенераторов ТВВ, напряжением, кВ	0,5	1 мин	

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
15. Измерение сопротивлений постоянному току обмотки в холодном состоянии каждой ветви и фазы обмотки. Расхождение значений сопротивлений не должно быть более, %:			
между фазами	2,0	-	
между ветвями	5,0	-	
16. Испытание обмоток на проходимость			
- водой после пайки всех соединений, но до установки фторопластовых шлангов и изолировки головок:	Расход воды через каждую цепь должен быть не менее 70 % указанного в пункте 1.1 данной таблицы для генераторов мощностью 500 МВт и менее, и 90 % указанного в пункте 1.1 для генераторов мощностью 800 МВт и более	-	-
- для генераторов ТВВ, ТЗВ определяются расходы при давлении на подаче 0,1 МПа			
- для генераторов ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 для каждого стержня определяется продолжительность истечения воды при давлении на подаче 0,05 МПа и контрольном объёме 6,26 л.			
Продолжительность истечения для стержней генераторов:			
ТГВ-200М*		Не более 42 с	
ТГВ-500-2		Не более 50 с	
17. Испытание соединительных шин на проходимость - продувкой воздухом для турбогенераторов ТГВ	-	-	

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
18. Испытание всей обмотки на прочность и герметичность - водой после пайки всех соединений, но до их изолировки и после присоединения шлангов, МПа, для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ	1,0/0,8	24 ч	В числителе - для шлангов диаметром 15 мм, в знаменателе - для шлангов диаметром 21 мм
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	0,8	10 ч	Изменение давления воды за время выдержки не более 50 кПа
19. Испытание выпрямленным напряжением изоляции полностью собранной обмотки каждой фазы в отдельности при остальных заземленных фазах, кВ, для генераторов:			
ТГВ-200	40	1 мин	См. пункт 6.4 настоящего стандарта
ТГВ-300	50	1 мин	
20. Испытание полностью собранной обмотки			
20.1. Испытание изоляции каждой фазы в отдельности при остальных заземленных напряжением, кВ, для турбогенераторов:			
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	$2\,U_{ном}+3$	1 мин	При испытании генераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 по обмотке должен циркулировать дистиллят с удельным сопротивлением ее менее 100 кОм·см и расход его должен быть не менее номинального (если в инструкции изготовителя не указано иначе)
б) ТВВ, ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	49	1 мин	
20.2. Испытание на коронирование - при снижении напряжения после испытания	$1{,}15\,U_{ном}$	5 мин	См. примечание к пункту 1.4 настоящей таблицы
21. Измерение сопротивления изоляции термопреобразователей сопротивления, заложенных в пазы и установленных в корпусе турбогенератора, мегаомметром на напряжение 500 В, МОм	Не менее 1	1 мин	

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
22. Испытание изоляции обмотки статора напряжением промышленной частоты после заводки ротора в статор и установки щитов до заполнения статора водородом	$U_{ном}$	1 мин	См. примечание к пункту 20. Допускается испытание при заполнении статора инертным газом или водородом с соблюдением условий раздела 6.5 настоящего стандарта
Частичная замена обмотки статора первой категории (турбогенераторов, проработавших до 10 лет, при термореактивной изоляции - до 20 лет)			
23. Испытание оставшейся части обмотки после удаления поврежденных стержней			
23.1. Испытание изоляции каждой фазы в отдельности, при остальных заземленных, напряжением	2 $U_{ном}$	1 мин	В случае замены только верхних стержней испытание производится напряжением 1,7 $U_{ном}$. При испытании изоляции турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М* и ТГВ-500-2 по обмотке должен циркулировать дистиллят с удельным сопротивлением 100 кОм·см (если в инструкции изготовителя не указано иначе) и расход его должен быть не менее номинального или шланги должны быть сняты
23.2. Испытание на прочность и герметичность - водой, для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По пункту 18		
23.3. Испытание на проходимость стержней для турбогенераторов:			
- ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 - водой	По пункту 16		Производится в случае, если предполагается ухудшение проходимости стержней в оставшейся части обмотки
- ТГВ-200, ТГВ-300 - воздухом	По подпунктам 9.5 и 10.5		

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
24. Измерение сопротивления постоянному току неповрежденных ветвей или фаз оставшейся части обмотки. Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от значения предыдущего измерения более чем на, %	2	-	
25. Определение характеристик сердечника статора при нагреве методом кольцевого намагничивания после удаления поврежденных стержней и укладки новых стержней и заклиновки пазов статора при индукции 1,4 Тл	Сталь должна удовлетворять требованиям, указанным в пункте 6.12 настоящего стандарта		
26. Испытание новых и демонтированных стержней обмотки генераторов ТВВ, ТЗВ до укладки их в пазы	По пункту 1		
27. Испытание новых стержней для генераторов ТГВ до укладки их в пазы	По пункту 1		
28. Испытание демонтированных и отремонтированных стержней для генераторов ТГВ до укладки их в пазы			
28.1. Испытание на проходимость	По пункту 1.1		
28.2. Испытание изоляции пазовой части напряжением	2,7 $U_{ном}$	1 мин	
28.3. Испытание на коронирование - при снижении напряжения после испытания	По пункту 1.4		
28.4. Испытание изоляции лобовой части напряжением	1,3 $U_{ном}$	1 мин	
29. Испытание новых и отремонтированных соединительных и выводных шин до установки	По пункту 3		
30. Испытание новых и отремонтированных концевых выводов до установки	По пункту 4		
31. Испытание изоляции кронштейнов и шинодержателей до установки	По пункту 2		
32. Испытание новых и повторно используемых шлангов на прочность и герметичность до их установки для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По пункту 5		

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
33. Испытание ремонтируемых сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность водой для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По пункту 6		
34. Испытание нижних стержней обмотки после укладки их в пазы напряжением для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ	По пункту 9		
ТГВ	2,4 $U_{ном}$	1 мин	
35. Испытание верхних стержней обмотки после укладки их в пазы до выполнения заклиновки пазов напряжением для турбогенераторов:			При невозможности изолировать верхние стержни от нижних допускается проводить испытания совместно с
ТВВ, ТЗВ	По пункту 10		нижними. Если при этом нижние стержни принадлежат оставшейся части обмотки, то испытательное напряжение
ТГВ	2,2 $U_{ном}$	1 мин	верхних стержней не должно превышать испытательного напряжения этой части обмотки
36. Измерение сопротивлений постоянному току вновь уложенных термопреобразователей сопротивления	По пункту 8		
37. Измерение сопротивления изоляции вновь уложенных в пазы термопреобразователей сопротивления мегаомметром на напряжение 500 В	По пункту 11		
38. Проверка на монолитность вновь запаянных соединений	По пункту 13		
39. Измерение сопротивления постоянному току обмотки в холодном состоянии каждой ветви и фазы обмотки	По пункту 15		
40. Испытание на проходимость вновь уложенной части обмотки после пайки соединений, но до установки водоподводящих шлангов и изолировки головок стержней и соединительных шин для турбогенераторов:			
- ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 - водой	По пункту 16		
- ТГВ-200, ТГВ-300 - воздухом	По подпункту 9.5 и 10.5		

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
41. Испытание всей обмотки на прочность и герметичность - водой после пайки всех соединений, но до их изолировки и после присоединения шлангов турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По пункту 18		
42. Испытание выпрямленным напряжением изоляции полностью собранной обмотки каждой фазы в отдельности при остальных заземленных фазах, кВ, для генераторов:			
ТГВ-200	40	1 мин	
ТГВ-300	50	1 мин	
43. Испытание изоляции полностью собранной обмотки			В случае замены только верхних стержней испытание производится напряжением 1,5 $U_{ном}$.
а) каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	1,7 $U_{ном}$	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М* по обмотке должен циркулировать дистиллят в соответствии с требованиями пункта 20
б) на коронирование - при снижении напряжения после испытания	1,0 $U_{ном}$	5 мин	См. примечание к пункту 1.4 таблицы
44. Испытание изоляции обмотки статора после заводки ротора в статор и установки щитов до заполнения статора водородом	По пункту 22		
45. Испытания после частичной или полной переклиновки пазов статора или перепайки лобовых частей:			
- сердечника статора	По пункту 7		
- изоляции обмотки статора	1,5 $U_{ном}$	1 мин	Ремонт без замены стержней
- изоляции обмотки статора после заводки ротора в статор и установки щитов	По пункту 22		
46. Измерение сопротивления изоляции обмотки статора (мегаомметром на напряжение 2500 В) до и после испытания изоляции	См. раздел 6.3 настоящего стандарта		

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
47. Испытание изоляции обмотки статора турбогенератора:			Ремонт, не связанный с подъемом стержней, шин, переклиновкой (крепление бандажей, подправка железа, подкраска и т.д.)
ТВВ, ТЗВ	1,0 $U_{ном}$	1 мин	
ТГВ	1,3 $U_{ном}$	1 мин	
Частичная замена обмотки статора второй категории (турбогенераторов, проработавших свыше 10 лет, при термореактивной изоляции - свыше 20 лет)			
48. Испытание оставшейся части обмотки после удаления поврежденных стержней:			При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М* ТГВ-500-2 по
а) изоляция каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	1,7 $U_{ном}$	1 мин	обмотке должен циркулировать дистиллят в соответствии с
б) на прочность и герметичность - водой, для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По пункту 18		требованиями пункта 20
в) на проходимость	По пункту 23.3		См. примечание к пункту 23.3
49. Измерение сопротивления постоянному току неповрежденных ветвей или фаз оставшейся части обмотки	По пункту 15		
50. Испытание активной стали сердечника статора при нагреве методом кольцевого намагничивания после удаления поврежденных стержней и укладки новых стержней и заклиновки пазов статора	По пункту 7		
51. Испытание новых и ремонтируемых выводных шин до установки	По пункту 3		
52. Испытание новых и ремонтируемых концевых выводов до установки	По пункту 4		
53. Испытание изоляции кронштейнов, шинодержателей и бандажных колец до установки	По пункту 2		
54. Испытание шлангов перед установкой на прочность и герметичность	По пункту 5		
55. Испытание новых и ремонтируемых сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность водой после установки	По пункту 6		

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
56. Испытание стержней обмотки до укладки в пазы:			
а) на проходимость	По пункту 1.1		
б) на прочность и герметичность	По пункту 1.2		
в) изоляции пазовой части напряжением, кВ:			
- для генераторов ТВВ и ТГВ номинальным напряжением до 20 кВ	2,7 $U_{ном}$	1 мин	
- для генераторов ТВВ и ТЗВ номинальным напряжением 24 кВ	62		
г) на коронирование	По пункту 1.4		
д) изоляции лобовых частей	По пункту 1.5		
е) изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок)	По пункту 1.6		
ж) изоляции между трубками и трубками - элементарными проводниками	По пункту 1.7		
57. Испытание нижних стержней обмотки после укладки в пазы	По пункту 9		
58. Испытание верхних стержней обмотки после укладки в пазы	По пункту 35		
59. Измерение сопротивления постоянному току вновь уложенных термопреобразователей сопротивления	По пункту 8		
60. Измерение сопротивления изоляции вновь уложенных термопреобразователей сопротивления мегаомметром на напряжение 500 В	По пункту 21		
61. Испытание изоляции от корпуса новых верхних и новых нижних стержней совместно после укладки в пазы и заклиновки	2,0 $U_{ном}$	1 мин	
62. Проверка на монолитность паяных соединений	По пункту 1.3		
63. Измерение сопротивления постоянному току обмотки статора в холодном состоянии каждой ветви или фазы	По пункту 1.5		
64. Испытание на проходимость вновь уложенной части обмотки статора турбогенераторов до изолировки паяных соединений, а для обмотки с водяным охлаждением, кроме того, до присоединения шлангов	По пункту 40		

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	Значение	Продолжительность	
65. Испытание обмотки статора водой на прочность и герметичность для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По пункту 18		
66. Испытание изоляции выпрямленным напряжением, кВ, полностью собранной обмотки каждой фазы по отдельности при остальных заземленных фазах для турбогенераторов:			
ТГВ-200	40	1 мин	См. пункт 6.4 настоящего стандарта
ТГВ-300	50	1 мин	
67. Испытание изоляции полностью собранной обмотки статора от корпуса:			
а) каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	1,5 $U_{ном}$	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 по обмоткам должен циркулировать дистиллят в соответствии с пунктом 20
б) на коронирование при снижении напряжений после испытания	1,0 $U_{ном}$	5 мин	См. примечание к пункту 1.4
68. Испытание изоляции обмотки статора после заводки ротора и установки щитов (допускается испытание при заполнении генератора инертным газом или водородом, см. пункт 6.5 настоящего стандарта)	1,0 $U_{ном}$	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 по обмоткам должен циркулировать дистиллят в соответствии с пунктом 20

Примечание - * Нормы для генераторов типа ТГВ-200М распространяются также на генераторы типов ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П, АСТГ-200.

Таблица А.3. Данные для проверки проходимости шин генераторов ТГВ-200 и ТГВ-300*

* Давление воздуха на входе в шину 1000 мм вод. ст.

ТГВ-200		ТГВ-300	
Шина, чертеж N	Давление на выходе, не ниже, мм вод. ст.	Шина, чертеж N	Давление на выходе, не ниже, мм вод. ст.
2Т36	66	5ТХ581594	121
2Т38	112	5ТХ581595	81
2Т33	72	5ТХ581596	63
2Т50	105	5ТХ581597	169
2Т37	64	5ТХ581598	156
2Т35	122	5ТХ581599	92
2Т32	54	5ТХ581600	155
2Т34	52	5ТХ581601	95
2Т39	122	5ТХ581602	66,4

ТГВ-200		ТГВ-300	
Шина, чертеж N	Давление на выходе, не ниже, мм вод. ст.	Шина, чертеж N	Давление на выходе, не ниже, мм вод. ст.
2Т31	87	5ТХ581603	169
1Т26	43,5	5ТХ581604	72,5
1Т24	39	5ТХ581605	109

В случаях применения обмотки с термореактивной изоляцией, запекаемой после укладки в статоре, испытания проводятся по нормам технологической инструкции на этот процесс.

Пооперационные испытания при ремонтах обмоток турбогенераторов серии ТВМ проводятся в соответствии с указаниями изготовителя.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ)

ИСПЫТАНИЯ, ПРОВОДИМЫЕ ПРИ РЕМОНТЕ ОБМОТКИ РОТОРА ТУРБОГЕНЕРАТОРА

Объём и нормы пооперационных испытаний при ремонтах турбогенераторов с полной или частичной сменой обмотки ротора, а также при ремонте в пределах ее лобовых частей приведены в таблице Б.1 - для машин с косвенным воздушным или водородным охлаждением обмотки возбуждения и в таблице Б.2 - для машин с непосредственным водородным охлаждением обмотки.

Объём и нормы пооперационных испытаний при ремонтах обмоток роторов турбогенераторов с бесщеточной системой возбуждения, непосредственным воздушным и водяным охлаждением обмотки должны соответствовать указаниям изготовителя с учетом специфики их конструкции.

При проведении испытаний необходимо выполнять следующие указания:

1. Изоляция обмотки ротора от седел испытывается во всех случаях снятия бандажей независимо от причин снятия.

2. При частичном ремонте изоляции обмотки ротора европейского типа, когда катушки соединяются между собой перемычкой, изоляция уложенной переизолированной катушки не испытывается.

3. При частичном ремонте обмотки ротора с наборными зубьями, не имеющей пазовых гильз, оставшаяся часть обмотки повышенным напряжением не испытывается.

Состояние изоляции проверяется мегаомметром на напряжение 1000 В в течение 1 мин.

4. Во всех случаях снятия бандажей ротора изоляция его обмотки от корпуса испытывается напряжением 1 кВ промышленной частоты в течение 1 мин.

Испытание проводится при снятых бандажах после очистки ротора.

5. Продолжительность испытания главной изоляции 1 мин, витковой изоляции (таблица Б.1, пункт 15) - 5 мин.

Таблица Б.1. Объём и нормы пооперационных испытаний при ремонте обмотки ротора турбогенераторов с косвенным воздушным или водородным охлаждением обмотки возбуждения

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Характер и объём ремонта
1. Незамененная изоляция токоподводов, отсоединенных от катушек и контактных колец	5,0 (7,0)[1)]	Полная замена обмотки ротора
2. Незамененная изоляция токоподводов, отсоединенных от катушек, но не отсоединенных от контактных колец (если отсоединение токоподводов связано с повреждением их изоляции или требует снятия контактных колец)[2)]	4,0	То же
3. Незамененная изоляция контактных колец при отсоединенных токоподводах	4,0	"
4. Новая изоляция шин и стержней токоподводов до их укладки		
4.1 Новая изоляция шин токоподводов	6,5 (7,5)	"
4.2 Новая изоляция стержней токоподвода перед	6,5 (7,5)	"

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Характер и объём ремонта
укладкой их в изоляционный цилиндр		
5. Новая изоляция шин и стержней токопроводов после их укладки		
5.1 Новая изоляция шин токоподвода после укладки и клиновки, но до соединения с катушками и контактными кольцами	5,0 (7,0)	"
5.2 Новая изоляция стержней токоподвода после укладки в ротор (совместно с токоведущими болтами)	5,0 (7,0)	"
6. Новая изоляция контактных колец до насадки на вал ротора[3)]	6,0	"
7. Новая изоляция контактных колец после насадки их на вал до соединения с токоподводами	4,5	"
8. Новая изоляция токоподводов после присоединения к переизолированным контактным кольцам, но до соединения с катушками	4,0	"
9. Новая изоляция межкатушечных соединений (съемных деталей) отдельно от обмотки	5,0	Полная замена обмотки ротора
10. Изоляция гильз до укладки их в пазы:		
миканитовых	10,0	То же
стеклотекстолитовых	7,0	"
11. Изоляция гильз после укладки их в пазы:		
миканитовых	8,0	"
стеклотекстолитовых	6,8	"
12. Изоляция отдельных катушек после укладки в пазы и закрепления временными клиньями, но до соединения с другими катушками	6,5	Полная или частичная замена обмотки ротора
13. Изоляция катушки после укладки в пазы, закрепления временными клиньями и соединения с ранее уложенной катушкой	5,5	Полная замена обмотки ротора
14. Изоляция уложенной обмотки после первой опрессовки	4,5	То же
15. Витковая изоляция обмотки после первой опрессовки	2,5-3,5 В на виток[4)]	"
16. Изоляция обмотки после заклиновки постоянными клиньями	3,5	"
17. Изоляция обмотки перед посадкой роторных бандажей	3,0	"
18. Изоляция обмотки после насадки роторных бандажей[5)]	2,5	"
19. Изоляция оставшейся (незамененной) части обмотки ротора после выемки поврежденной катушки	2,0	Частичная замена обмотки ротора
20. Изоляция катушек после их укладки и заклиновки временными клиньями (для турбогенераторов, испытание которых возможно без соединения	По подпунктам 12-14	То же

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Характер и объём ремонта
обмоток новых катушек со старой обмоткой)		
21. Изоляция обмотки совместно со старой обмоткой после первой опрессовки	1,75	"
22. Изоляция обмотки после заклиновки постоянными клиньями	1,5	"
23. Изоляция обмотки:		
а) перед посадкой роторных бандажей	1,25	Частичная замена обмотки ротора
б) после посадки роторных бандажей[5)]	1,0	То же
24. Изоляция лобовой части обмотки от седел при заземленной обмотке ротора перед посадкой бандажей	2,5	"
25. Изоляция обмотки от седел при заземленной обмотке ротора - испытание до ремонта	2,5	Ремонт в пределах лобовой части
26. Изоляция обмотки от седел после ремонта при заземленной обмотке	2,0	То же
27. Изоляция обмотки ротора от корпуса после окончания ремонта при снятых бандажах	1,0	"
28. Изоляция обмотки ротора до и после ремонта	Проверка мегаомметром 1000 В	"
29. Изоляция обмотки ротора после насадки роторных бандажей	То же	"
30. Изоляция обмотки ротора после снятия бандажей, удаления расклиновки, фрезеровки шлицев и удаления седел:		Реконструкция вентиляции лобовых частей обмотки
от корпуса	1,25	
витковая	2,5-3,5 В на виток[4)]	

Примечание - [1)] В скобках - испытательное напряжение для жесткого присоединения токоподводов к нижнему витку малой катушки.

[2)] При полной замене изоляции обмотки ротора изоляция токоподводов заменяется только в том случае, если она не выдержала испытаний по подпунктам 1 и 2.

[3)] Если выступающая часть изоляции под контактными кольцами менее 15 мм, то при испытании новой изоляции контактных колец до насадки на вал турбогенераторов испытательное напряжение снижается до 5 кВ.

[4)] В случаях испытаний витковой изоляции обмоток роторов импульсным напряжением значение его на выводах не должно превышать величины испытательного напряжения корпусной изоляции более чем на 10 %.

[5)] По завершении ремонта измеряется сопротивление обмотки постоянному току по пункту 6.6 настоящего стандарта.

Таблица Б.2. Объём и нормы пооперационных испытаний обмотки ротора при ремонте турбогенераторов серии ТВВ, ТВФ, ТГВ (200 и 300 МВт)

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объём ремонта
1. Изоляция перед укладкой новых шин токоподводов турбогенераторов:			Полная замена обмотки,
ТВВ, ТВФ	$8{,}6 \geq 15U_{ном} + 3{,}35 \geq 5{,}6$	1	токоподводов и
ТГВ	10,0	1	контактных колец
2. Изоляция перед укладкой в изоляционный цилиндр новых стержней токоподводов турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$8{,}6 \geq 15U_{ном} + 3{,}35 \geq 5{,}6$	1	То же
ТГВ	8,6	1	"
3. Изоляция новых токоведущих винтов перед установкой на ротор турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$8{,}6 \geq 15U_{ном} + 3{,}35 \geq 5{,}6$	1	"
ТГВ	8,6	1	"
4. Изоляция новых шин токоподводов после укладки и заклиновки турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$7{,}6 \geq 14U_{ном} + 2{,}7 \geq 4{,}8$	1	"
ТГВ	9,1	1	"
5. Изоляция новых стержней токоподводов после укладки в ротор совместно с токоведущими винтами, но без токоподводов и контактных колец турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$7{,}6 \geq 14U_{ном} + 2{,}7 \geq 4{,}8$	1	"
ТГВ	6,7	1	"
6. Изоляция новой втулки контактных колец после механической обработки до посадки колец турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$8{,}6 \geq 15U_{ном} + 4{,}7 \geq 5{,}6$	1	"
ТГВ	8,6	1	"
7. Изоляция контактных колец после посадки их на втулку турбогенераторов:			Полная замена обмотки, токоподводов и

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объём ремонта
ТВВ, ТВФ	$8{,}6 \geq 15U_{ном} + 3{,}35 \geq 5{,}6$	1	контактных колец
ТГВ	7,6	1	
8. Изоляция контактных колец после посадки их на ротор турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$6 \geq 9U_{ном} + 3{,}35 \geq 3{,}6$	1	"
ТГВ	6,4	1	"
9. Изоляция новых гильз перед укладкой в пазы:			
а) миканитовых у турбогенераторов ТГВ	10	1	"
б) стеклотекстолитовых у турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$6{,}8 \geq 12U_{ном} + 2{,}8 \geq 4{,}25$	1	"
ТГВ	7	1	"
10. Изоляция новых гильз после укладки в пазы:			
а) миканитовых у турбогенераторов ТГВ	8,5	1	"
б) стеклотекстолитовых у турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$6{,}5 \geq 11U_{ном} + 2{,}5 \geq 4{,}2$	1	"
ТГВ	6,5	1	"
11. Изоляция катушек от корпуса после укладки в пазы и закрепления временными клиньями каждой отдельной катушки, не имеющей нижнего соединения, и каждой пары смежных катушек, имеющих нижнее соединение катушек:			
а) в миканитовых гильзах турбогенераторов ТГВ	6,5	1	"
б) в стеклотекстолитовых гильзах турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$5{,}7 \geq 10U_{ном} + 2{,}2 \geq 3{,}7$	1	"
ТГВ	5,7	1	"
12. Витковая изоляция катушек после первой опрессовки пазовых и лобовых частей (испытания импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой)	150 В на виток	0,1	Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объём ремонта
13. Корпусная изоляция обмотки после первой опрессовки пазовых и лобовых частей:			
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	5,8	1	То же
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$5 \geq 10U_{ном} + 1,6 \geq 3$	1	"
ТГВ	5,0	1	"
14. Витковая изоляция катушек после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки (испытания импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой)	150 В на виток	0,1	"
15. Корпусная изоляция обмотки после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки:			
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	5,0	1	"
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$4,5 \geq 10U_{ном} + 1,2 \geq 2,6$	1	"
ТГВ	4,5	1	"
16. Вентиляционные каналы обмотки ротора после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки (проверка на проходимость воздухом) для турбогенераторов:			
ТВВ*, ТВФ*	По стандарту (нормали) АО "Электросила"	-	

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объём ремонта
ТГВ (каждый канал обмотки)	Воздух должен свободно проходить через все каналы обмотки	-	
17. Корпусная изоляция обмотки перед посадкой бандажей:			
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	4,4	1	Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$4{,}25 \geq 9U_{ном}+1 \geq 2{,}3$	1	То же
ТГВ	4,25	1	"
18. Вентиляционные каналы лобовой части обмотки ротора после посадки бандажей (проверка на проходимость)	По пункту 16		"
19. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с токоподводами и контактными кольцами после посадки бандажей для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$4{,}9 \geq 9U_{ном}+0{,}7 \geq 2{,}1$	1	"
ТГВ	4,0	1	"
20. Обмотка ротора в холодном состоянии после посадки бандажей (измерение сопротивления постоянному току)	См. примечание 3		"
21. Обмотка ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления переменному току при напряжениях 0,05, 0,1, 0,15 и 0,2 кВ на неподвижном роторе и при номинальной частоте вращения)	См. примечание 3		Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
22. Элементы, указанные в подпунктах 9-21	По подпунктам 9-21	-	Полная замена обмотки ротора. Токоподводы и контактные кольца не ремонтируются

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объём ремонта
23. Изоляция контактных колец совместно с токоподводами, отсоединенными от обмотки для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$5{,}5 \geq 7U_{ном} + 3 \geq 4{,}0$	1	То же
ТГВ	5,5	1	"
24. Вентиляционные каналы обмотки ротора до снятия бандажей (проверка на проходимость)	По пункту 16	-	Частичный ремонт обмотки
25. Изоляция оставшейся части обмотки после выемки поврежденных катушек совместно с изоляцией токоподводов и контактных колец для турбогенераторов:			
а) от корпуса:			
ТВВ, ТВФ	$3{,}0 \geq 7U_{ном} + 0{,}5 \geq 1{,}5$	1	То же
ТГВ	3,0	1	"
б) витковая:			
- испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой	100 В на виток	0,1	"
- контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	5 В на виток	5	Частичный ремонт обмотки
26. Изоляция гильз:			
- до укладки в пазы	По пункту 9		То же
- после укладки в пазы	По пункту 10		"
27. Изоляция от корпуса отремонтированных катушек после укладки в пазы и закрепления временными клиньями:			
а) катушек, изоляцию которых можно испытать, не соединяя с оставшейся частью обмотки	По пункту 11		"
б) катушек, изоляцию которых можно испытать только после соединения с оставшейся частью обмотки турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$2{,}5 \geq 5U_{ном} + 0{,}6 \geq 1{,}4$	1	"
ТГВ	2,5	1	"

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объём ремонта
28. Изоляция обмотки после первой опрессовки пазовых и лобовых частей турбогенераторов:			
а) от корпуса:			
ТВВ, ТВФ	2,25≥4,5$U_{ном}$ +0,6≥1,3	1	"
ТГВ	2,25		"
б) витковая:			
- испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой	85 В на виток	0,1	"
- контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	5 В на виток	5	Частичный ремонт обмотки
29. Изоляция обмотки после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки турбогенераторов:			
а) от корпуса:			
ТВВ, ТВФ	2≥4$U_{ном}$+ 0,6≥1,2	1	То же
ТГВ	2,0	1	"
б) витковая:			
- испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой	70 В на виток	0,1	"
- контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	5 В на виток	5	"
30. Вентиляционные каналы обмотки ротора после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки (проверяются на проходимость)	По пункту 16		"
31. Корпусная изоляция обмотки роторов перед посадкой бандажей турбогенераторов ТВВ, ТВФ	1,75≥3$U_{ном}$+ 0,6≥1,1	1	"
32. Вентиляционные каналы обмотки ротора после посадки бандажей осматриваются и проверяются на проходимость	По пункту 16		Частичный ремонт обмотки

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объём ремонта
33. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с токоподводами и контактными кольцами после посадки бандажей турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	1,5≥2,5$U_{ном}$+ 0,625≥1,0	1	То же
ТГВ	1,5	1	"
34. Обмотка ротора в холодном состоянии после посадки бандажей (измерение сопротивления постоянному току). Измеренное сопротивление сравнивается со значением предыдущего измерения	Отличие допускается до 2 %	-	"
35. Обмотка ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления)	По пункту 21	-	"
36. Вентиляционные каналы обмотки ротора до снятия бандажей (проверка на проходимость)	По пункту 16	-	Ремонт в пределах лобовых частей обмотки и при переклиновке пазов
37. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с изоляцией токоподводов и колец после окончания ремонта до посадки бандажей турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	1,5≥1,5$U_{ном}$+ 0,975≥1,2	1	То же
ТГВ	1,5	1	"
38. Вентиляционные каналы ротора перед посадкой бандажей (осмотр и проверка на проходимость)	По пункту 16	-	Ремонт в пределах лобовых частей обмотки и при переклиновке пазов
39. Вентиляционные каналы роторов после посадки бандажей (проверка на проходимость)	По пункту 16	-	То же
40. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с изоляцией токоподводов и контактных колец после посадки бандажей	1	1	"
41. Обмотка ротора в холодном состоянии (измерение сопротивления постоянному току). Измеренное сопротивление сравнивается со значением предыдущего измерения	Отличие допускается до 2 %	-	"

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объём ремонта
42. Обмотка ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления)	По пункту 21	-	"
43. Обмотка ротора (измерение сопротивления изоляции до испытания изоляции повышенным напряжением и после испытания - мегаомметром на напряжение 1000 В)	См. таблицу 6.2, пункт 5	-	"

П р и м е ч а н и е - * Лобовые части обмотки закрыть резиной.

1. При испытании витковой изоляции обмоток роторов импульсным напряжением его значение на выводах обмотки ротора не должно превышать испытательного напряжения изоляции обмотки ротора на корпус.

2. За номинальное напряжение обмотки ротора принимается напряжение на кольцах при номинальном режиме турбогенератора в установившемся тепловом состоянии.

3. Нормы испытаний неуказанных в таблице элементов, а также отдельных узлов при их раздельном ремонте - по указаниям изготовителя.

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ)

ИСПЫТАНИЯ, ПРОВОДИМЫЕ ПРИ РЕМОНТАХ ОБМОТКИ РОТОРА ЯВНОПОЛЮСНЫХ МАШИН

Нормы пооперационных испытаний изоляции при ремонтах гидрогенераторов, синхронных компенсаторов и синхронных электродвигателей с полной или частичной сменой обмоток ротора приведены в таблице В.1.

Приведенные нормы испытания изоляции повышенным напряжением распространяются на роторные обмотки гидрогенераторов и синхронных компенсаторов с напряжением возбуждения свыше 100 В.

Если при частичной замене изоляции при испытаниях по нормам таблицы В.1 наблюдается пробой нескольких катушек (не менее 5) и устанавливается общее неудовлетворительное состояние обмотки, а по условиям работы энергосистемы и наличию запасных частей нельзя выполнить полную замену изоляции обмотки ротора, испытательное напряжение оставшейся части обмотки, а также испытательное напряжение при вводе в эксплуатацию устанавливаются по согласованию с изготовителем, но не ниже 1,5 кВ.

При полной замене изоляции обмотки старые контактные кольца, токопроводы и щеточные траверсы могут быть использованы без перерегулировки только в том случае, если они выдержали испытание изоляции напряжением, указанным в таблице В.1 (пункт 3). В противном случае изоляция должна быть заменена.

Изоляция контактных колец испытывается по отношению к корпусу и между собой.

Изоляция обмоток относительно корпуса испытывается повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин.

Витковая изоляция (таблица В.1, пункт 1,б) испытывается приложением напряжения к концам катушки в течение 5 мин при температуре 120-130 °С и давлении, равном 0,75 развиваемого при опрессовке изоляции.

Таблица В.1. Объём и нормы пооперационных испытаний изоляции обмотки ротора явнополюсных машин при ремонте

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ, для машин с номинальным напряжением возбуждения, кВ		Характер и объём ремонта
	От 0,1 до 0,25 включительно	Свыше 0,25	
1. Изоляция отдельных катушек обмотки ротора после изготовления и установки на полюсы:			Полная замена обмотки ротора
а) от корпуса	4,0	4,5	
б) витковая	3,0 В на виток		
2. Изоляция отдельной катушки после установки на роторе и крепления полюсов, но до соединения катушек между собой и с контактными кольцами:			Полная или частичная замена обмотки ротора
а) от корпуса	3,5	4,0	
б) витковая	2,5 В на виток		
3. Изоляция контактных колец, токоподводов и	3,5	4,0	Полная замена

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ, для машин с номинальным напряжением возбуждения, кВ		Характер и объём ремонта
	От 0,1 до 0,25 включительно	Свыше 0,25	
щеточных траверс до соединения с обмоткой			обмотки ротора
4. Изоляция катушек от корпуса после соединения между собой и с контактными кольцами	3,0	3,5	То же
5. Изоляция обмотки ротора от корпуса в собранной машине после ремонта	2,5	3,0	"
6. Изоляция оставшейся части обмотки ротора:			Частичная замена обмотки ротора
а) от корпуса	2,5	3,0	
б) витковая	2,0 В на виток		
7. Изоляция обмотки от корпуса после соединения всех катушек между собой и с контактными кольцами	2,25	2,75	То же
8. Обмотка ротора в собранной машине после частичной замены изоляции	2,0	2,5	"

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ)

НОРМЫ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ПРИ РЕМОНТАХ ОБМОТОК

1. Испытания электродвигателей с жесткими катушками или со стержнями при полной смене обмоток

1.1 Испытание стали статора

Электродвигатели мощностью 40 кВт и выше испытываются перед укладкой обмотки методами пункта 6.12. При этом, если изготовителем не указываются более жесткие требования, то при индукции 1 Тл удельные потери в стали не должны превышать 5 Вт/кг, наибольший нагрев зубцов не должен быть более 45 °С, а наибольшая разность нагрева различных зубцов 30 °С.

1.2 Измерение сопротивления изоляции обмоток

Измерение производится у электродвигателей на напряжение до 0,66 кВ включительно мегаомметром на напряжение 1000 В, а на напряжение выше 0,66 кВ - мегаомметром на напряжение 2500 В. Допустимые значения сопротивления изоляции обмоток указаны в таблицах 8.1-8.3.

1.3 Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Испытательное напряжение при полной смене обмотки статора принимается согласно таблице Г.1.

Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

Таблица Г.1. Испытательное напряжение промышленной частоты при ремонте обмотки статора электродвигателей (с жесткими катушками или со стержневой обмоткой)

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ для электродвигателей на номинальное напряжение, кВ							
	до 0,5 включительно	2	3	6	10	до 3 включительно	6	10
	мощностью до 1000 кВт					мощностью свыше 1000 кВт		
1. Отдельная катушка (стержень)[1] перед укладкой[2]	4,5	11	13,5	21,5	31,5	13,5	23,5	34
2. Обмотки после укладки в пазы до пайки межкатушечных соединений	3,5	9	11,5	18,5	29,0	11,5	20,5	30
3. Обмотки после пайки и изолировки соединений	3,0	6,5	9,0	15,8	25,0	9,0	18,5	27
4. Главная изоляция обмотки собранной машины (каждая фаза по отношению к корпусу при двух других заземленных). У электродвигателей, не имеющих выводов каждой фазы отдельно, допускается производить испытание всей обмотки относительно корпуса	-[3]	5,0	7,0	13,0	21,0	7,0	15,0	23

Примечание - [1] Если стержни или катушки изолированы микалентной без компаундирования изоляцией, то испытательное напряжение, указанное в подпункте 1 и 2, может быть снижено на 5 %.

[2] Если катушки или стержни после изготовления были испытаны данным напряжением, то при повторных

испытаниях перед укладкой допускается снизить испытательное напряжение на 1 кВ.

[3] Испытательное напряжение устанавливается равным $2U_{ном}$+1 кВ, но не ниже 1,5 кВ.

1.4 Испытание витковой изоляции обмотки импульсным напряжением высокой частоты

1.4.1 Испытательные напряжения витковой изоляции после укладки новой обмотки или новых катушек принимаются по таблице Г.2. Продолжительность испытаний 3-10 с. Испытания проводятся при наличии аппаратуры, предназначенной для таких испытаний.

Таблица Г.2. Импульсные испытательные напряжения обмоток статора после укладки в пазы

Номинальное напряжение обмотки, кВ	Напряжение на выводах катушки (амплитудное значение), кВ	Наибольшее допустимое значение междувиткового напряжения (амплитудное значение), В
до 0,5	2,0	500
0,5-3,0	3,5	600
3,0-3,3	5,0	800
6,0-6,6	9,0	1400
10,0-11,0	12,0	1900

Примечание - 1. Междувитковое испытательное напряжение определяется как частное от деления значений, указанных в столбце 2, на число витков в катушке.

2. Если междувитковые напряжения превышают значения, указанные в столбце 3, то испытательное напряжение на выводах катушки снижается до значения, равного произведению допустимого междувиткового напряжения из столбца 3 на число витков в катушке.

1.4.2 Испытательные напряжения витковой изоляции катушек до укладки их в пазы должны быть выбраны по стандарту или нормами предприятия, в соответствии с чертежами которого изготовлены катушки. Испытательные напряжения витковой изоляции катушек после их укладки не должны превышать 85 % этого значения.

Допускается снижение испытательного напряжения по сравнению со значением, указанным в таблицы Г.2, если это необходимо для выполнения данного условия.

1.4.3 Испытания витковой изоляции оставшейся части обмотки при замене нескольких катушек производятся, как правило, лишь для катушек, отгибающихся при подъеме шага и снова уложенных в пазы, выводы которых были распаяны. Испытательные напряжения для этого случая выбираются в соответствии с документацией ремонтной организации, но должны составлять не менее 50 % значений, указанных в пункте 1.4.1 настоящего раздела приложения. При наличии испытательной аппаратуры, позволяющей производить испытания всей оставшейся части обмотки без дополнительной ее распайки, применяются такие же испытательные напряжения, как и для отгибавшихся катушек.

1.5 Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измеренное значение сопротивления обмоток не должно отличаться от нормированного (таблица 6.3) более чем на 3 % для электродвигателей напряжением до 0,5 кВ включительно и более чем на 2 % для остальных электродвигателей.

1.6 Испытание на нагревание

Электродвигатели мощностью 200 кВт и выше напряжением свыше 1000 В испытываются на нагревание после полной смены обмотки статора, а также после реконструкции системы охлаждения. Условия проведения испытания, методы и средства измерения температур - по ГОСТ.

По результатам испытания оценивается соответствие нагревов требованиям ГОСТ и ТУ и устанавливается наибольшая температура обмотки статора, допустимая в эксплуатации.

Таблица Г.3. Испытательное напряжение промышленной частоты при ремонте всыпных обмоток электродвигателей

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ, для

	электродвигателей мощностью, кВт	
	0,2-10,0	более 10 до 1000
1. Обмотки после укладки в пазы до пайки межкатушечных соединений	2,5	3,0
2. Обмотки после пайки и изолировки межкатушечных соединений, если намотка производится по группам или по катушкам	2,3	2,7
3. Обмотки после пропитки и запрессовки обмотанного сердечника	2,2	2,5
4. Главная изоляция обмотки собранного электродвигателя	$2U_{ном}$+1,0, но не ниже 1,5	$2U_{ном}$+1,0, но не ниже 1,5

2 Испытания электродвигателей при полной смене всыпных обмоток

2.1 Измерение сопротивления изоляции обмоток

Измерение производится мегаомметром на напряжение 500 или 1000 В (таблица 8.1.)

Допустимые значения сопротивления изоляции обмоток указаны в таблице 8.2.

2.2 Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Испытательное напряжение при полной смене обмотки статора принимается согласно таблице Г.3.

2.3 Измерение сопротивления обмотки постоянному току

Измеренное значение сопротивления обмоток не должно отличаться от нормированного (таблица 6.3) более чем на 3 %.

Таблица Г.4. Испытательное напряжение промышленной частоты обмотки статора электродвигателей при частичной смене обмотки статора

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ
1. Оставшаяся часть обмотки	$2U_{ном}$
2. Запасные катушки (секции, стержни) перед закладкой в электродвигатель	$2{,}25U_{ном}$+2,0
3. То же после закладки в пазы перед соединением со старой частью обмотки	$2U_{ном}$+1,0
4. Главная изоляция обмотки полностью собранного электродвигателя	$1{,}7U_{ном}$
5. Витковая изоляция	По таблице Б.2.

3 Испытание электродвигателей с жесткими катушками или со стержнями при частичной смене обмоток

3.1 Измерение сопротивления изоляции обмоток

Измерение производится у электродвигателей на напряжение до 0,66 кВ включительно мегаомметром на напряжение 1000 В, а на напряжение выше 0,66 кВ - мегаомметром на напряжение 2500 В.

Допустимые значения сопротивления изоляции обмоток указаны в таблице 5.2.

3.2 Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Испытательное напряжение при частичной смене обмотки статора электродвигателей принимается согласно таблице Б.4.

3.3 Измерение сопротивления обмотки постоянному току

Измеренное значение сопротивления обмоток не должно отличаться от нормированного (таблица 6.3) более чем на 3 % для электродвигателей напряжением до 0,5 кВ включительно и

более чем на 2 % для остальных электродвигателей.

4 Испытания, проводимые при ремонтах обмотки ротора асинхронных электродвигателей с фазным ротором

Значение испытательного напряжения при полной смене обмотки ротора принимается согласно таблице Г.5.

При частичной смене обмотки после соединения, пайки и бандажировки значение испытательного напряжения принимается равным $1,5U_{ном}$, но не ниже 1 кВ.

Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

Таблица Г.5. Испытательное напряжение промышленной частоты обмотки ротора электродвигателей при полной смене обмотки

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ
1. Стержни обмотки после изготовления, но до закладки в пазы	$2U_{ном}+3,0$
2. Стержни обмотки после закладки в пазы, но до соединения	$2U_{ном}+2,0$
3. Обмотка после соединения, пайки и бандажировки	$2U_р$*+1,0
4. Контактные кольца до соединения с обмоткой	$2U_р+2,2$
5. Оставшаяся часть обмотки после выемки заменяемых катушек (секций, стержней)	$2U_р$, но не ниже 1,2
6. Вся обмотка после присоединения новых катушек секций, стержней	$1,7U_р$, но не ниже 1,0

Примечание - * $U_р$ - напряжение на кольцах при разомкнутом и неподвижном роторе и номинальном напряжении на статоре.

Для роторов синхронных электродвигателей испытания проводятся по нормам для роторов синхронных явнополюсных генераторов и синхронных компенсаторов.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ)

ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ КОНТРОЛЬ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

1 Приложение Д включает в себя процедуру проведения тепловизионного контроля, периодичность и объём измерений контролируемого объекта или совокупности объектов. Периодичность тепловизионной диагностики электрооборудования РУ и ВЛ определена с учетом опыта его эксплуатации, режима работы, внешних и других факторов и отражена в соответствующих рекомендациях.

2 Для проведения тепловизионных измерений при контроле электрооборудования и ВЛ рекомендуется использовать ИК-тепловизоры (допускается применение пирометрических приборов) длинноволнового диапазона 8-12 мкм, чувствительностью не хуже 0,1 °С, угловым разрешением не хуже 1,5 мрад.

3 Выявление дефекта должно осуществляться по возможности на ранней стадии развития, для чего прибор должен обладать достаточной чувствительностью даже при воздействии ряда неблагоприятных факторов, могущих наблюдаться в эксплуатации (влияние отрицательных температур, запыленности, электромагнитных полей и т.п.). При анализе результатов тепловизионного контроля должна осуществляться оценка выявленного дефекта. По полученным результатам тепловизионного контроля решение о замене или ремонте принимается техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

4 В приложении применяются следующие понятия:

превышение температуры - разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающего воздуха;

избыточная температура - превышение измеренной температуры контролируемого узла над температурой аналогичных узлов других фаз, находящихся в одинаковых условиях;

коэффициент дефектности - отношение измеренного превышения температуры контактного соединения к превышению температуры, измеренному на целом участке шины (провода), отстоящем от контактного соединения на расстоянии не менее 1 м;

контакт - токоведущая часть аппарата, которая во время операции размыкает и замыкает цепь, или в случае скользящих или шарнирных контактов сохраняет непрерывность цепи;

контактное соединение - токоведущее соединение (болтовое, сварное, выполненное методом обжатия), обеспечивающее непрерывность токовой цепи.

5 Оценка теплового состояния электрооборудования и токоведущих частей в зависимости от условий их работы и конструкции может осуществляться: по нормированным температурам нагрева (превышениям температуры), избыточной температуре, коэффициенту дефектности, динамике изменения температуры во времени, с изменением нагрузки, путем сравнения измеренных значений температуры в пределах фазы, между фазами, с заведомо исправными участками и т.п., в соответствии с указаниями отдельных пунктов приложения.

6 Предельные значения температуры нагрева и ее превышения приведены в таблице Д.1.

Для контактов и болтовых КС нормативами таблицы Д.1 следует пользоваться при токах нагрузки (0,6-1,0) $I_{ном}$ после соответствующего пересчета.

Пересчет превышения измеренного значения температуры к нормированному осуществляется исходя из соотношения:

$$\frac{\Delta T_{\text{ном}}}{\Delta T_{\text{раб}}} = \left(\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}}\right)^2,$$

где $\Delta T_{\text{ном}}$ - превышение температуры при $I_{\text{ном}}$;

$\Delta T_{\text{раб}}$ - то же, при $I_{\text{раб}}$;

$I_{\text{раб}}$ – рабочий ток нагрузки электрооборудования;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток нагрузки электрооборудования.

Тепловизионный контроль электрооборудования и токоведущих частей ВЛ проводится при токах нагрузки $0{,}3I_{\text{ном}}$ и выше.

Тепловизионный контроль электрооборудования при токах нагрузки ниже $0{,}3I_{\text{ном}}$ проводится по решение технического руководителя субъекта электроэнергетики.

Проведение тепловизионного контроля токоведущих частей ВЛ при токах нагрузки ниже $0{,}3I_{\text{ном}}$ нецелесообразно.

Таблица Д.1. Допустимые температуры нагрева

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
1. Токоведущие (за исключением контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части:		
- не изолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами	120	80
- изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865-93:		
Y	90	50
A	105	60
E	120	80
B	130	90
F	155	115
H	180	140
2. Контакты из меди и медных сплавов:		
- без покрытий, в воздухе/в изоляционном масле	75/80	35/40
- с накладными серебряными пластинами, в воздухе/в изоляционном масле	120/90	80/50
- с покрытием серебром или никелем, в воздухе/в изоляционном масле	105/90	65/50
- с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм	120	80
- с покрытием оловом, в воздухе/в изоляционном масле	90/90	50/50
3. Контакты металлокерамические вольфрамо- и молибденосодержащие в изоляционном масле: на основе меди/на основе серебра	85/90	45/50
4. Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками электрических цепей:		
- без покрытия	90	50
- с покрытием оловом, серебром или никелем	105	65
5. Болтовые контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов:		

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
- без покрытия, в воздухе/в изоляционном масле	90/100	50/60
- с покрытием оловом, в воздухе/в изоляционном масле	105/100	65/60
- с покрытием серебром или никелем, в воздухе/в изоляционном масле	115/100	75/60
6. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше:		
соединения из меди, алюминия и их сплавов в воздухе без покрытий/с покрытием оловом		
- с разъемным контактным соединением, осуществляемым пружинами	75/95	35/55
- с разборным соединением (нажатие болтами или винтами), в том числе выводы предохранителя	90/105	50/65
металлические части, используемые как пружины		
- из меди	75	35
- из фосфористой бронзы и аналогичных сплавов	105	65
7. Изоляционное масло в верхнем слое коммутационных аппаратов	90	50
8. Встроенные трансформаторы тока:		
- обмотки	-	10
- магнитопроводы	-	15
9. Болтовое соединение токоведущих выводов съемных вводов в масле/в воздухе	-	85/65
10. Соединения устройств РПН силовых трансформаторов из меди, ее сплавов и медесодержащих композиций без покрытия серебром при работе на воздухе/в масле:		
- с нажатием болтами или другими элементами, обеспечивающими жесткость соединения	-	40/25
- с нажатием пружинами и самоочищающиеся в процессе переключения	-	35/20
- с нажатием пружинами и не самоочищающиеся в процессе переключения	-	20/10
11. Токоведущие жилы силовых кабелей в режиме длительном/аварийном при наличии изоляции:		
- из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена	70/80	-
- из вулканизирующегося полиэтилена	90/130	-
- из резины	65/-	-
- из резины повышенной теплостойкости	90/-	-
- с пропитанной бумажной изоляцией при вязкой/обедненной пропитке и номинальном напряжении, кВ:		
1 и 3	80/80	-
6	65/75	-
10	60/-	-
20	55/-	-
35	50/-	-
12. Коллекторы и контактные кольца, незащищенные и защищенные при изоляции классов нагревостойкости:		

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
A/E/B	-	60/70/80
F/H	-	90/100
13. Подшипники скольжения/качения	80/100	-

Примечание - Данные, приведенные в таблице, применяют в том случае, если для конкретных видов оборудования не установлены другие нормы.

7 Для контактов, болтовых КС и спиральной арматуры ВЛ при токах нагрузки (0,3-0,6) $I_{ном}$ оценка их состояния проводится по избыточной температуре. В качестве норматива используется значение температуры, пересчитанное на $0,5I_{ном}$.

Для пересчета используется соотношение:

$$\frac{\Delta T_{0,5}}{\Delta T_{раб}} = \left(\frac{0,5I_{ном}}{I_{раб}} \right)^2,$$

где $\Delta T_{0,5}$ - избыточная температура при токе нагрузки $0,5I_{ном}$;

$\Delta T_{раб}$ – избыточная температура при рабочем токе $I_{раб}$;

$I_{раб}$ – рабочий ток нагрузки электрооборудования; $I_{ном}$ – номинальный ток нагрузки электрооборудования.

Если полученное при расчете значение температуры меньше измеренного, то для анализа состояния КС принимается измеренное значение.

При оценке состояния контактов, болтовых КС и спиральной арматуры ВЛ по избыточной температуре и токе нагрузки $0,5I_{ном}$ различают следующие области по степени неисправности.

Избыточная температура 5-10 °С

Начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем и принимать меры по ее устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику.

Избыточная температура 10-30 °С

Развившийся дефект. Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы.

Избыточная температура более 30 °С

Аварийный дефект. Требует немедленного устранения.

8 Оценку состояния сварных и выполненных обжатием КС рекомендуется производить по избыточной температуре или коэффициенту дефектности.

9 При оценке теплового состояния токоведущих частей различают следующие степени неисправности исходя из приведенных значений коэффициента дефектности:

Не более 1,2	Начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем
1,2-1,5	Развившийся дефект. Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы
Более 1,5	Аварийный дефект. Требует немедленного устранения

1.10 Принимается следующая периодичность проведения тепловизионного контроля.

Генераторы - в сроки, указанные в пункте 6.12 настоящего стандарта.

Силовые трансформаторы – в сроки, указанные в пункте 9.20 настоящего стандарта.

Электрооборудование распределительных устройств на напряжение:

- 35 кВ и ниже - 1 раз в 3 года
- 110-220 кВ - 1 раз в 2 года
- 330-750 кВ - ежегодно

Распределительные устройства (РУ) всех напряжений при усиленном загрязнении электрооборудования - ежегодно.

Вновь вводимое в эксплуатацию электрооборудование РУ - в первый год ввода их в

эксплуатацию.

Внеочередной ИК-контроль электрооборудования РУ всех напряжений проводится после стихийных воздействий (значительные ветровые нагрузки, КЗ на шинах РУ, землетрясения, сильный гололед и т.п.).

Воздушные линии электропередачи - проверка всех видов контактных соединений токоведущих частей ВЛ 35 кВ и выше:

- вновь вводимые в эксплуатацию ВЛ - на 2-ом году эксплуатации;
- ВЛ, работающие с предельными токовыми нагрузками, работающие в условиях больших ветровых и гололедных нагрузках, ВЛ с плавкой гололёда на проводах - ежегодно;
- пересечения с другими ВЛ 35 кВ и выше, с электрифицированными железными дорогами, не электрифицированными железными дорогами общего пользования, автодорогами с учётными номерами А, М, Р – не реже 1 раза в 3 года;
- остальные ВЛ - не реже 1 раза в 6 лет.

Проверка всех видов контактных соединений проводов ВЛ ниже 35 кВ проводится по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

11 По решению технического руководителя субъекта электроэнергетики наряду с тепловизионным контролем средств внешней опорной и подвесной изоляции, проводов и линейной арматуры ВЛ классов напряжения 35 кВ и выше может применяться их ультрафиолетовый контроль [61].

Библиография

[1] Правила устройства электроустановок. Седьмое издание.

[2] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утверждены приказом Минэнерго РФ от 19.06.2003 № 229. Зарегистрированы в Минюсте РФ 20.06.2003, регистрационный № 4799.

[3] Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 № 328н, зарегистрированы в Минюсте России 12.12.2013 № 30593.

[4] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Утверждены приказом Минэнерго РФ от 13 января 2003 года № 6.

[5] Правила по охране труда при работе на высоте. Утверждены Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 28.03.2014 №155и.

[6] РД 34.45.309-92 Методические указания по проведению испытаний генераторов на нагревание.

[7] МУ 34-70-059-83 Методические указания по проведению эксплуатационного контроля вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегата.

[8] ТИ 34-70-065-87 Типовая инструкция по эксплуатации газовой системы водородного охлаждения генераторов.

[9] Эксплуатационный циркуляр № Ц-05-88(Э) О предотвращении электроэрозии турбоагрегатов.

[10] Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы. Утверждены РАО «ЕЭС России» 31.03.2008г.

[11] МУ 1.3.3.99.0036 – 2009 Диагностика изоляции вращающихся машин класса напряжения от 0,4 кВ до 24 кВ по характеристикам частичных разрядов., ОАО «Концерн Энергоатом».

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

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

[14] ВСН 342-75 Ведомственные строительные нормы. Инструкция по монтажу силовых трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно. Утв. Минмонтажспецстроем СССР 3 марта 1975 г.

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

[16] РД 3411-002-49890270-2013. Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию.

[17] 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.

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

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

[20] РД 153-34.0-46.302-00 (СО 34.46.302-00) Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле.

[21] ЦСО-Д-02-2010М Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворённых в масле шунтирующих реакторов напряжением 500 кВ типа РОДБС-60000/500, РОМБС-60000/500, РОМБСМ-60000/500 производства ОАО «ПК ХК Электрозавод». Утв. ОАО «ПК ХК Электрозавод» 2010 г.

[22] 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 г.

[23] СТО 70238424.17.220.20.007-2009 Системы и устройства диагностики состояния оборудования подстанций и ЛЭП. Условия создания. Нормы и требования. Утв. и введен в действие Приказом НП «ИНВЭЛ» от 22.06.2009 № 35.

[24] СТО РусГидро 02.03.116-2015 Оценка технического (предельного) состояния силовых трансформаторов.

[25] Методические указания по оценке состояния бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов по степени полимеризации. Утверждены ОАО РАО «ЕЭС России» 13.12.2007 г.

[26] 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.

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

[28] СТО 56947007-29.180.01.116-2012 Инструкция по эксплуатации трансформаторов. Утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.03.2012 № 113.

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

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

[31] Типовая программа комплексного диагностического обследования силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов 110-750 кВ. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», утв. 28.10.2005 г.

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

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

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

[35] ТУ16-90 (ИАЯК. 672000. 047ТУ). Реакторы масляные шунтирующие 500 и 750 кВ. Технические требования.

[36] ТУ 6-02-1249-83 с изменениями 1,2,3,4,5,6. Элегаз повышенной чистоты.

[37] СТО 56947007-29.240.35.184-2014 Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Общие технические условия. Утверждён и введён в действие: Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.09.2014 № 400.

[38] СТО 56947007-29.120.60.115-2012 Токопроводы элегазовые на напряжение 110-500 кВ. Технические требования Утверждён приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.02.2012 № 76.

[39] СО 153-34.35.514 (И 34-70-021-85, РД 34.35.514) Инструкция по эксплуатации средств защиты от перенапряжений.

[40] Методические указания по эксплуатации высоковольтных вводов с RIP-изоляцией производства ООО «Масса» - завод «Изолятор» на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Утверждены распоряжением ОАО «ФСК ЕЭС» № 898 Р. От 14.12.2011 г.

[41] ТУ 38.101-1025-85 Масло трансформаторное гидрокрекинга ГК. Технические условия (с

изм. 1-5).
[42] ТУ 38.401-58107-97 Масло трансформаторное Т-1500У. Технические условия.
[43] ТУ 38.401-58177-99 Масло трансформаторное ВГ. Технические условия (с изм. 1-5).
[44] МЭК 60296(2012) Жидкости электротехнического назначения. Неотработанные минеральные изоляционные масла для трансформаторов и распределительных устройств. Введ. 2012-02-20, ТС-10, ФГУП «Стандартинформ».
[45] 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.
[46] СО 34.43.107-95 (РД 34.43.107-95) Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле.
[47] 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.
[48] 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».
[49] СТО 56947007-29.180.010.070-2011 Методические указания по определению поверхностного натяжения трансформаторных масел на границе с водой методом отрыва кольца. Утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.02.2011 № 126.
[50] СО 34.43.208-95 (РД 34.43.208-95) Методика количественного химического анализа. Определение содержания присадок в энергетических маслах методом высокоэффективной жидкостной хроматографии.
[51] СТО РАО.МУ Приказ РАО ЕЭС России № 497 от 07.08.2007 г. Методические указания по определению оптической мутности трансформаторного масла герметичных вводов 110 кВ и выше силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов.
[52] МЭК 60422(2013) Масла минеральные изоляционные для электрооборудования. Руководство контролю и сохранению. Введ. 2013-01-10, ТС-10, ФГУП «Стандартинформ».
[53] СТО 56947007-29.180.010.009-2008 Методические указания по определению содержания фурановых производных в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии. Утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 25.06.2007 №176.
[54] СО 34.43.206-94 (РД 34.43.206-94) Методика количественного химического анализа. Определение содержания производных фурана в электроизоляционных маслах методом жидкостной хроматографии.
[55] СО 34.51.304-94 (РД 34.51.304-94) Методические указания по применению в энергосистемах тонкослойной хроматографии для оценки остаточного ресурса твердой изоляции по наличию фурановых соединений в трансформаторном масле.
[56] МЭК 62535(2008) Электроизоляционные жидкости. Метод испытания на обнаружение потенциально агрессивной в использованном и неиспользованном масле. Введ. 2008-10-09, ТС-10, ФГУП «Стандартинформ».
[57] Р.А. Липштейн, М.И. Шахнович Трансформаторное масло.– М:Энергоатомиздат, 1983 г.
[58] СО 34.20.504-94 (РД 34.20.504-94) Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ.
[59] СТО 59012820.29.160.20.001-2012 Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов. Утвержден приказом ОАО «СО ЕЭС» от 03.04.2012 № 139.
[60] СТО 56947007-29.130.15.105-2011 Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. Утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от

14.10.2011 № 632.

[61] СТО 56947007-29.240.003-2008 Методические указания по дистанционному оптическому контролю изоляции воздушных линий электропередачи и распределительных устройств переменного тока напряжением 35–1150 кВ. Утверждён приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.06.2005 № 4.

[62] СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения. Утвержден приказом РАО «ЕЭС России» от 17.06.2008 № 289.

[63] СТО 56947007-29.180.01.207-2015 Методика измерения частичных разрядов в маслобарьерной изоляции силового трансформаторного оборудования. Утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.12.2015 №507.

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

gost.e-ecolog.ru