ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

ТКП 181-2023 (33240)

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

ПРАВІЛЫ ТЭХНІЧНАЙ ЭКСПЛУАТАЦЫІ ЭЛЕКТРАЎСТАНОВАК СПАЖЫЎЦОЎ

Издание официальное

Министерство энергетики Республики Беларусь

Минск

energodoc.by

ТКП 181-2023 (33240)

УДК 621.31 ОГКС 27.010

Ключевые слова: правила эксплуатации, электроустановки, общие электроустановки, специальные электроустановки

Предисловие

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению в области технического нормирования и стандартизации установлены Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации».

1 РАЗРАБОТАН научно-исследовательским и проектным республиканским унитарным предприятием «БЕЛТЭИ» (РУП «БЕЛТЭИ»)

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 27 ноября 2023 г. № 47

3 ВЗАМЕН ТКП 181-2009 (02230)

© Минэнерго, 2025
© Оформление. ОАО «Экономэнерго», 2025

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения Министерства энергетики Республики Беларусь

Издан на русском языке

energodoc.by

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины и определения, обозначения и сокращения 5
4 Организация эксплуатации электроустановок 14
4.1 Обязанности, ответственность потребителей 14
4.2 Требования к персоналу и его подготовке 19
4.3 Техническая и оперативная документация 26
4.4 Приемка в эксплуатацию электроустановок и присоединение к электрическим сетям 30
4.5 Управление электрохозяйством 32
4.5.1 Общие положения 32
4.5.2 Оперативно-диспетчерское управление 33
4.5.3 Автоматизированные системы управления электрохозяйством 39
4.6 Технический контроль, обслуживание и ремонт электроустановок 42
4.7 Безопасная эксплуатация, производственная санитария и экология 46
5 Электрооборудование и электроустановки общего назначения 48
5.1 Генераторы и синхронные компенсаторы 48
5.2 Силовые трансформаторы и реакторы 55
5.3 Распределительные устройства и подстанции 64
5.4 Воздушные линии электропередачи и токопроводы 72
5.5 Силовые кабельные линии 77
5.6 Электродвигатели 82
5.7 Релейная защита, электроавтоматика, телемеханика и вторичные цепи 85
5.8 Заземляющие устройства и защитные проводники 93
5.9 Защита от перенапряжений 95
5.10 Конденсаторные установки 101
5.11 Аккумуляторные установки 104
5.12 Средства измерений и учета 110
5.13 Электрическое освещение 113
6 Электроустановки специального назначения 117
6.1 Электросварочные электроустановки 117
6.2 Электротермические электроустановки 124
6.2.1 Общие положения 124

elibrary.by

6.2.2 Дуговые электропечи ... 126
6.2.3 Плазменно-дуговые и электронно-лучевые установки ... 128
6.2.4 Электропечи сопротивления ... 128
6.2.5 Индукционные плавильные и нагревательные приборы ... 130
6.2.6 Установки высокой частоты ... 133
6.2.7 Нагревательные посты ... 136
6.2.8 Электродные котлы ... 136
6.3 Электростанции потребителей ... 138
6.4 Электроустановки во взрывоопасных зонах ... 140
6.5 Переносные и передвижные электроприемники ... 157
6.6 Электролизные установки ... 159
6.7 Электрические грузоподъемные машины и аттракционы ... 164
6.7.1 Общие положения ... 164
6.7.2 Грузоподъемные краны ... 166
6.7.3 Лифты, подъемники ... 167
6.8 Электрические газоочистительные установки ... 169
6.9 Электроустановки нефтегазодобывающей промышленности ... 174
6.9.1 Общие положения ... 174
6.9.2 Электроустановки при бурении ... 174
6.9.3 Бурение электробуром ... 175
6.9.4 Электроустановки при добыче нефти ... 177
6.9.5 Погружные электронасосы ... 177
6.9.6 Электродегидраторы ... 178
6.10 Электроустановки в торфяной промышленности ... 179
6.11 Электроустановки коммунального хозяйства ... 185
6.11.1 Общие положения ... 185
6.11.2 Электроустановки водопровода и канализации ... 185
6.11.3 Электроустановки прачечных, бань и гостиниц ... 185
6.11.4 Бытовые стационарные электроплиты ... 187
6.11.5 Электроустановки жилых домов ... 188
6.12 Электроустановки в сельскохозяйственном производстве ... 189
6.12.1 Общие положения ... 189
6.12.2 Электрический обогрев теплиц ... 189
6.12.3 Облучающие и ионизирующие установки ... 191
6.12.4 Электроустановки на животноводческих фермах ... 192
6.13 Электроустановки испытательных станций и лабораторий ... 195
6.14 Преобразовательные установки ... 199
6.15 Электроустановки строительных площадок ... 205
6.16 Электроустановки граждан, использующих электрическую энергию для бытового потребления ... 208

6.17 Электрические конвекторы ... 212
6.18 Электрозарядные станции ... 213
Приложение А (обязательное) Форма обязательства ... 217
Приложение Б (обязательное) Нормы и объем испытаний электрооборудования ... 219
Б.1 Общие положения ... 219
Б.2 Обозначение категорий контроля ... 219
Б.3 Общие принципы проведения испытаний ... 219
Б.4 Общие методические указания по испытаниям электрооборудования ... 222
Б.5 Синхронные генераторы, компенсаторы и коллекторные возбудители ... 225
Б.6 Машины постоянного тока (кроме возбудителей) ... 245
Б.7 Электродвигатели переменного тока ... 248
Б.8 Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и масляные реакторы ... 255
Б.9 Трансформаторы тока ... 265
Б.10 Трансформаторы напряжения ... 270
Б.11 Масляные и электромагнитные выключатели ... 273
Б.12 Выключатели нагрузки ... 283
Б.13 Элегазовые выключатели ... 284
Б.14 Вакуумные выключатели ... 287
Б.15 Разъединители, отделители и короткозамыкатели ... 291
Б.16 Комплектные распределительные устройства ... 294
Б.17 Комплектные экранированные токопроводы 6 кВ и свыше ... 296
Б.18 Сборные и соединительные шины ... 296
Б.19 Токоограничивающие сухие реакторы ... 297
Б.20 Электрофильтры ... 297
Б.21 Конденсаторы ... 299
Б.22 Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений ... 302
Б.23 Стационарные, передвижные, переносные комплектные испытательные установки ... 307
Б.24 Вводы и проходные изоляторы ... 308
Б.25 Предохранители, предохранители-разъединители напряжением выше 1000 В ... 311
Б.26 Трансформаторное масло ... 312
Б.27 Аппараты, силовые и осветительные сети, вторичные цепи переменного и постоянного тока напряжением до 1000 В ... 325
Б.28 Аккумуляторные батареи ... 328
Б.29 Заземляющие устройства ... 341
Б.30 Силовые кабельные линии ... 351

Б.31 Воздушные линии ... 357
Б.32 Контактные соединения проводов, грозозащитных тросов (тросов), сборных и соединительных шин ... 366
Б.33 Системы возбуждения синхронных генераторов (СГ) и синхронных компенсаторов ... 368
Б.34 Периодичность испытаний и измерений электрооборудования ... 369
Б.35 Нормы испытаний генераторов, синхронных компенсаторов и трансформаторов при ремонтах обмоток ... 384
Б.36 Нормы испытаний электродвигателей переменного тока при ремонтах обмоток ... 385
Б.37 Тепловизионный контроль электрооборудования и ВЛ ... 390
Приложение В (справочное) Объем и нормы технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электроустановок 0,4–330 кВ ... 405
В.1 Общие положения ... 405
В.2 Система технического обслуживания устройств РЗА ... 405
В.3 Программы работ при техническом обслуживании устройств РЗА ... 414
В.4 Объемы работ при техническом обслуживании устройств РЗА ... 426
Приложение Г (обязательное) Характеристика соединений взрывозащищенного электрооборудования ... 474
Приложение Д (обязательное) Форма журнала учета присвоения (подтверждения) электротехническому персоналу группы по электробезопасности ... 486
Приложение Е (обязательное) Форма вкладыша в удостоверение по охране труда для электротехнического персонала ... 487
Приложение Ж (рекомендуемое) Форма журнала учета дефектов и неполадок электрооборудования ... 488
Приложение К (рекомендуемое) Формы протоколов измерений, испытаний ... 489
Библиография ... 501

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

ПРАВІЛЫ ТЭХНІЧНАЙ ЭКСПЛУАТАЦЫІ ЭЛЕКТРАЎСТАНОВАК СПАЖЫЎЦОЎ

User rules for operating electric installations

Дата введения 2025-02-28

1 Область применения

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает правила технической эксплуатации электроустановок с целью обеспечения надежности, безопасности их работы и эксплуатации потребителями, в том числе требования:

– к прохождению инструктажа и оформлению обязательств согласно приложению А для потребителей, электрохозяйство которых включает в себя только вводное (вводно-распределительное) устройство, осветительные установки, электрооборудование номинальным напряжением не выше 400 В, с разрешенной к использованию мощностью до 30 кВт;

– к нормам и объемам испытаний электрооборудования согласно приложению Б;

– к объему и нормам технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электроустановок 0,4–330 кВ согласно приложению В;

– к характеристикам соединений взрывозащищенного электрооборудования согласно приложению Г;

– к форме журнала учета присвоения (подтверждения) электротехническому персоналу группы по электробезопасности согласно приложению Д;

– к форме вкладыша в удостоверение по охране труда для электротехнического персонала согласно приложению Е;

– к форме журнала дефектов и неполадок электрооборудования согласно приложению Ж;

– к форме протоколов измерений, испытаний согласно приложению К.

Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь, 27 февраля 2025 г., 8/42898

Требования настоящего технического кодекса применяются при эксплуатации электроустановок до 330 кВ включительно, за исключением электроустановок энергоснабжающих организаций, входящих в состав государственного производственного объединения «Белэнерго», которые эксплуатируются в соответствии со стандартами указанного объединения.

Требования настоящего технического кодекса применяются при осуществлении функций управления, регулирования режимов электропотребления, эксплуатации электроустановок и надзора за ними, при проведении монтажных и наладочных работ, испытаний, диагностики и ремонте электроустановок потребителей.

При отсутствии в настоящем техническом кодексе требований по эксплуатации электроустановок специального назначения их эксплуатация осуществляется в соответствии с техническими нормативными правовыми актами, требования которых не должны противоречить требованиям настоящего технического кодекса и ТКП 427.

2 Нормативные ссылки

ТР ТС 004/2011 О безопасности низковольтного оборудования

ТР ТС 012/2011 О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах

ТР ТС 020/2011 Электромагнитная совместимость технических средств

ТКП 290-2023 (33240) Средства защиты, используемые в электроустановках. Правила применения и испытания

ТКП 339-2022 (33240) Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний

ТКП 387-2012 (02230) Расследование и учет нарушений в работе объектов энергетического хозяйства потребителей электрической и (или) тепловой энергии

ТКП 427-2022 (33240) Электроустановки. Правила по обеспечению безопасности при эксплуатации

СТБ 2574-2020 Электроэнергетика. Основные термины и определения

СТБ ISO 17409-2022 Транспорт дорожный с электроприводом. Присоединение к внешнему источнику электропитания. Требования безопасности

СТБ CLC/TS 50457-1-2021 Зарядка электрических транспортных средств проводная. Часть 1. Зарядная станция постоянного тока

СТБ CLC/TS 50457-2-2021 Зарядка электрических транспортных средств проводная. Часть 2. Протокол связи между внешним зарядным устройством и электрическим транспортным средством

СТБ ГОСТ Р 50807-2003 Устройства защитные, управляемые дифференциальным (остаточным) током. Общие требования и методы испытаний

ГОСТ 2.304-81 Единая система конструкторской документации. Шрифты чертежные

ГОСТ 2.602-2013 Единая система конструкторской документации. Ремонтные документы

ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 183-74 Машины электрические вращающиеся. Общие технические условия

ГОСТ 667-73 Кислота серная аккумуляторная. Технические условия

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

ГОСТ 982-80 Масла трансформаторные. Технические условия

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

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

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

ГОСТ 6370-2018 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей

ГОСТ 6581-75 Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний

ГОСТ 6709-72 Вода дистиллированная. Технические условия

ГОСТ 7822-75 Масла нефтяные. Метод определения растворенной воды

ГОСТ 10169-77 Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний

ГОСТ 16504-81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

ГОСТ 17216-2001 Чистота промышленная. Классы чистоты жидкостей

ГОСТ 18311-80 Изделия электротехнические. Термины и определения основных понятий

ГОСТ 18322-2016 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения

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

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 22782.6-81 Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка». Технические требования и методы испытаний

ГОСТ 23274-84 Здания мобильные (инвентарные). Электроустановки. Общие технические условия

ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения

ГОСТ 25866-83 Эксплуатация техники. Термины и определения

ГОСТ 26881-86 Аккумуляторы свинцовые стационарные. Общие технические условия

ГОСТ 33807-2016 Безопасность аттракционов. Общие требования

ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)

ГОСТ 30331.3-95 (МЭК 364-4-41-92) Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током

ГОСТ 30331.15-2001 (МЭК 364-5-52-93) Электроустановки зданий. Часть 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Глава 52. Электропроводки

ГОСТ 30852.3-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 2. Заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением *p*

ГОСТ 30852.4-2002 (МЭК 60079-3:1990) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 3. Искрообразующие механизмы для испытаний электрических цепей на искробезопасность

ГОСТ 30852.6-2002 (МЭК 60079-5:1997) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 5. Кварцевое заполнение оболочки *q*

ГОСТ 30852.7-2002 (МЭК 60079-6:1995) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 6. Масляное заполнение оболочки *o*

ГОСТ 30852.8-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 7. Защита вида *e*

ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)

ГОСТ 31610.10-2012/IEC 60079-10:2002 Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон

ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011) Взрывоопасные среды. Часть 11. Оборудование с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь «*i*»

ГОСТ 31610.13-2019 (IEC 60079-13:2017) Взрывоопасные среды. Часть 13. Защита оборудования помещениями под избыточным давлением «*p*» и помещениями с искусственной вентиляцией «*v*»

ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017) Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные

ГОСТ IEC 60079-1-2013 Взрывоопасные среды. Часть 1. Оборудование с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемые оболочки «*d*»

ГОСТ IEC 60079-17-2013 Взрывоопасные среды. Часть 17. Проверка и техническое обслуживание электроустановок

ГОСТ IEC 60666-2014 Масла изоляционные нефтяные. Обнаружение и определение установленных присадок

ГОСТ IEC/TR 60755-2017 Устройства защитные, управляемые дифференциальным (остаточным) током. Общие требования

ГОСТ IEC 61851-1-2017 Система зарядки электрических транспортных средств проводная. Часть 1. Общие требования

РМГ 29-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения

Примечание – При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверить действие ссылочных документов на официальном сайте Национального фонда технических нормативных правовых актов в глобальной компьютерной сети Интернет.

Если ссылочные документы заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться действующими взамен документами. Если ссылочные документы отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения, обозначения и сокращения

3.1 В настоящем техническом кодексе применяют термины, установленные ТКП 339, ТКП 427, ГОСТ 16504, ГОСТ 18311, ГОСТ 18322, ГОСТ 20911, ГОСТ 24291, ГОСТ 25866 и ГОСТ IEC 61851-1, а также следующие термины с соответствующими определениями.

3.1.1 аккредитация: Официальное признание органом по аккредитации компетентности юридического лица Республики Беларусь либо иностранного юридического лица в выполнении работ по оценке соответствия в определенной области аккредитации [1].

3.1.2 бытовое потребление электрической энергии (далее – бытовое потребление): Потребление электрической энергии, используемой гражданами в (на) объектах электроснабжения, исключительно для личных, бытовых, семейных и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности [2].

3.1.3 государственная поверка средства измерений (далее – государственная поверка): Поверка средства измерений, предназначенного для применения при измерениях в сфере законодательной метрологии, осуществляемая уполномоченным юридическим лицом или иным юридическим лицом Республики Беларусь, уполномоченным Государственным комитетом по стандартизации в соответствии с Законом Республики Беларусь «Об обеспечении единства измерений» на осуществление государственной поверки [3].

3.1.4 глухозаземленная нейтраль: Нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная непосредственно к заземляющему устройству (СТБ 2574).

3.1.5 детектор: Техническое средство или вещество, которое указывает на наличие определенного свойства объекта измерения при превышении порогового значения соответствующей величиной (РМГ 29).

3.1.6 состояние оборудования «В горячем резерве»: Состояние, при котором оборудование находится в эксплуатации (недогруженное или на холостом ходу), предназначено для компенсирования временного снижения производственных возможностей энергетического оборудования, для выхода на номинальную мощность которого необходимы минимально возможные, установленные техническими нормативными правовыми актами сроки (СТБ 2574).

3.1.7 дублирование: Управление энергоустановкой или несение других функций на рабочем месте, исполняемые под наблюдением опытного работника, ответственного за эксплуатацию оборудования (СТБ 2574).

3.1.8 измерение: Процесс экспериментального получения одного или более количественных значений величины, которые могут быть обоснованно приписаны величине [3].

3.1.9 изолированная нейтраль: Нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через большое сопротивление приборов сигнализации, измерения, защиты и других аналогичных им устройств.

3.1.10 объект электроснабжения: Капитальное строение (здание, сооружение), изолированное помещение, инженерные коммуникации, иные объекты недвижимого имущества, части указанных объектов либо их совокупность, строительство которых может включать очереди строительства, пусковые комплексы, земельный участок, на котором отсутствуют объекты недвижимого имущества (далее – земельный участок), электроустановки которых присоединены (подлежат присоединению) к электрическим сетям [2].

3.1.11 оперативное ведение: Категория управления энергооборудованием, при которой операции с указанным энергооборудованием оперативно-диспетчерский персонал энергообъектов выполняет с раз-

решения диспетчера, в ведении которого находится данное энергооборудование (СТБ 2574).

3.1.12 оперативное управление: Категория управления энергооборудованием, при которой операции с указанным энергооборудованием оперативно-диспетчерский персонал энергообъектов выполняет под руководством диспетчера, в оперативном управлении которого находится данное оборудование (СТБ 2574).

3.1.13 ответственные механизмы: Механизмы, кратковременная остановка которых приводит к возникновению опасности для жизни людей, аварийному отключению или повреждению оборудования.

3.1.14 открытый источник света: Устройство, излучающее свет в результате преобразования электрической энергии, без светотехнической арматуры.

3.1.15 поверка (средства измерений): Проведение работ по метрологической оценке, в ходе которых подтверждается соответствие средства измерений обязательным метрологическим требованиям [3].

3.1.16 потребитель электрической энергии [мощности]; потребитель: Юридическое лицо или гражданин, в том числе индивидуальный предприниматель, использующие электрическую энергию [мощность] [2].

3.1.17 разрешенная к использованию электрическая мощность на границе балансовой принадлежности электрических сетей; разрешенная к использованию мощность: Значение активной электрической мощности (кВт) на границе балансовой принадлежности электрических сетей, разрешенное к использованию, в том числе для целей поставки в электрическую сеть энергоснабжающей организации электрической энергии, произведенной блок-станцией, и установленное энергоснабжающей организацией (владельцем электрической сети) в технических условиях на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети (для блок-станций – с учетом установленной электрической мощности блок-станций). В случае отсутствия таких технических условий у потребителя значение разрешенной к использованию мощности определяется на основании проектной документации на объект электроснабжения или исходя из требований нормативных правовых актов и (или) строительных норм и иных обязательных для соблюдения требований технических нормативных правовых актов [2].

3.1.18 специальные испытания: Испытания, отличающиеся от типовых или приемо-сдаточных и проводимые по согласованию между изготовителем и потребителем (СТБ 2574).

3.1.19 средство технического учета электрической энергии [мощности]; средство технического учета: Средство измерения электрической энергии [мощности], на основании показаний которых

осуществляется учет и контроль расхода электроэнергии [мощности] на собственные нужды потребителя.

3.1.20 сторонняя организация: Организация, осуществляющая строительно-монтажные, ремонтно-строительные работы, работы по демонтажу, пусконаладке и другие строительные работы, связанные с возведением, реконструкцией электроустановок, и (или) работы по оперативному и (или) техническому обслуживанию (ремонту) электроустановок.

3.1.21 электропроводка: Совокупность проводов и кабелей с относящимися к ним креплениями, электроустановочной аппаратурой и защитными деталями, проложенных по поверхности или внутри строительных конструктивных элементов зданий и сооружений (СТБ 2574).

3.1.22 электрический конвектор: Электрический отопительный прибор, в котором теплота от теплоносителя или нагревательного элемента передается в отапливаемое помещение конвекцией.

3.1.23 энергетическая система; энергосистема: Совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, передачи и распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом [2].

3.1.24 энергоснабжающая организация: Юридическое лицо независимо от организационно-правовой формы и формы собственности, осуществляющее продажу потребителям произведенной или купленной электрической энергии и имеющее в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении электрические сети либо имеющее возможность принятия решения в отношении электрических сетей, предоставленную в рамках управления общим имуществом в соответствии с законодательством и (или) договором управления общим имуществом. В случаях, предусмотренных [2], абонент в отношении субабонента является энергоснабжающей организацией. В случаях, предусмотренных в пункте 117 [2], РУП-облэнерго в отношении владельца блок-станции является энергоснабжающей организацией [2].

3.1.25 электрическое транспортное средство; ЭТС: Транспортное средство категорий L, M, MG, N, NG с электрической или гибридной силовой установкой.

3.2 В настоящем техническом кодексе применяют следующие сокращения:

3.2.1 АВПА – аппаратура высокочастотная противоаварийной автоматики;

3.2.2 АВР – автоматическое включение резерва;

3.2.3 АГП – автомат гашения поля;

3.2.4 АКПА-В – аппаратура каналов противоаварийной автоматики высокочастотная;

3.2.5 АНКА – аппаратура низкочастотная каналов автоматики;

3.2.6 АПВ – автоматическое повторное включение;

3.2.7 АПТ – аппаратура приема дискретной телеинформации;

3.2.8 АРВ – автоматический регулятор возбуждения;

3.2.9 АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии;

3.2.10 АСУ – автоматизированная система управления;

3.2.11 АСУП – автоматизированная система управления предприятием;

3.2.12 АСУЭ – автоматизированная система управления электрохозяйством;

3.2.13 БНТ – быстронасыщающийся трансформатор тока;

3.2.14 БОС – блок основной составляющей;

3.2.15 БСВ – система бесщеточного возбуждения;

3.2.16 БТГ – блок третьей гармонической составляющей;

3.2.17 БЩУ – блочный щит управления;

3.2.18 ВЛ – воздушная линия электропередачи;

3.2.19 ВН – высокое напряжение;

3.2.20 ВРУ – вводно-распределительное устройство;

3.2.21 ВУ – вводное устройство;

3.2.22 ВЧ – высокая частота;

3.2.23 ВЧТО – высокочастотная аппаратура телеотключения;

3.2.24 ГЩУ – главный щит управления;

3.2.25 Д – система охлаждения масляного трансформатора (реактора) с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла;

3.2.26 ДРЛ – дуговая ртутная лампа;

3.2.27 ДЦ – система охлаждения масляного трансформатора (реактора) с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла;

3.2.28 ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

3.2.29 КДВ – вакуумная дугогасительная камера;

3.2.30 КЛ – кабельная линия электропередачи;

3.2.31 КЗ – короткое замыкание;

3.2.32 КРУ – комплектное распределительное устройство;

3.2.33 КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки;

3.2.34 КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;

3.2.35 КС – контактное соединение;

3.2.36 ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость;

3.2.37 ЛПА – локальные правовые акты;

3.2.38 М – система охлаждения масляного трансформатора (реактора) с естественной циркуляцией воздуха и масла;

3.2.39 МТЗ – максимальная токовая защита;

3.2.40 НДЦ – система охлаждения масляного трансформатора (реактора) с принудительной циркуляцией воздуха и масла с направленным потоком масла;

3.2.41 НН – низкое напряжение;

3.2.42 НПА – нормативный правовой акт;

3.2.43 НЦ – система охлаждения масляного трансформатора (реактора) с принудительной циркуляцией воды и масла с направленным потоком масла;

3.2.44 ОБН – напряжение обратной последовательности;

3.2.45 ОВБ – оперативно-выездная бригада;

3.2.46 ОДУ – оперативно-диспетчерское управление

3.2.47 ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;

3.2.48 ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

3.2.49 ОРУ – открытое распределительное устройство;

3.2.50 ПБВ – переключатель ответвлений обмоток без возбуждения;

3.2.51 ПВУ – пост высокочастотного управления;

3.2.52 ППР – планово-предупредительный ремонт;

3.2.53 ПЭВМ – персональная электронно-вычислительная машина;

3.2.54 РВ – резервный возбудитель;

3.2.55 РЗА – релейная защита и электроавтоматика;

3.2.56 РЗАиТ – релейная защита, электроавтоматика и телемеханика;

3.2.57 РЗАТ и ПА – релейная защита, автоматика, телемеханика и противоаварийная автоматика;

3.2.58 РМОП – реле мощности обратной последовательности;

3.2.59 РПВ – реле повторного включения;

3.2.60 РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;

3.2.61 РРВ – резервный регулятор возбуждения;

3.2.62 РУ – распределительное устройство;

3.2.63 РЧ – реле частоты;

3.2.64 СВ – система возбуждения;

3.2.65 СМР – строительно-монтажные работы;

3.2.66 СТН – система тиристорного независимого возбуждения;

3.2.67 СТОиР – система технического обслуживания и ремонта электрооборудования;

3.2.68 СТС – система тиристорного самовозбуждения;

3.2.69 СТС-Р – система тиристорного самовозбуждения резервная;

3.2.70 СУВ – система управления возбуждения;

3.2.71 ТН – трансформатор напряжения;

3.2.72 ТНПА – технический нормативный правовой акт;

3.2.73 ТП – трансформаторная подстанция;

3.2.74 ТТ – трансформатор тока;

3.2.75 ТУ – технические условия;

3.2.76 УЗО – устройство защитного отключения;

3.2.77 УНЗ – устройство нулевой защиты;

3.2.78 УРОВ – устройство резервирования в случае отказа выключателей;

3.2.79 ФНОП – фильтр напряжения обратной последовательности;

3.2.80 ФТОП – фильтр тока обратной последовательности;

3.2.81 ХХ – холостой ход;

3.2.82 Ц – система охлаждения масляного трансформатора (реактора) с принудительной циркуляцией воды и масла с ненаправленным потоком масла;

3.2.83 ЭМК – система с электромашинным коллекторным возбудителем;

3.2.84 ЭП – электростанция потребителя.

3.3 В настоящем техническом кодексе применяют следующие обозначения:

3.3.1 $\Delta T_{ном}$ – превышение температуры при $I_{ном}$, °С;

3.3.2 $\Delta T_{раб}$ – превышение температуры при $I_{раб}$, °С;

3.3.3 Δ **tg**δ – отклонение тангенса угла диэлектрических потерь;

3.3.4 Δ**Y/Y** – отклонение модуля полной проводимости изоляции;

3.3.5 ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

3.3.6 Al – алюминий;

3.3.7 As – астат (мышьяк);

3.3.8 B – магнитная индукция, Тл;

3.3.9 Bi – висмут;

3.3.10 $\mathbf{B}_{исп}$ – магнитная индукция при испытании, Тл;

3.3.11 C_{Rt} – гарантированная (номинальная) емкость аккумулятора, устанавливаемая изготовителем для нового аккумулятора при эталон-

ной температуре 20 °С и продолжительности разряда *t* (20; 10; 8; 5; 3; 2; 1; 0,5; 0,25 ч), А·ч;

3.3.12 CaO – оксид кальция, кг;

3.3.13 Co – кобальт;

3.3.14 Cu – медь;

3.3.15 Cd – кадмий;

3.3.16 $I_{10,5\ мин}$ – значение тока утечки при длительности приложения полного испытательного напряжения в течение 10,5 мин, А;

3.3.17 $I_{1\ мин}$ – значение тока утечки при длительности приложения полного испытательного напряжения в течение 1 мин, А;

3.3.18 I_{max} – максимальный ток утечки, А;

3.3.19 I_{min} – минимальный ток утечки, А;

3.3.20 $I_{нб}$, $I_{нм}$ – токи утечки ($I_{60''}$) при напряжениях $U_{нб}$ и $U_{нм}$, А;

3.3.21 $I_{пр}$ – ток проводимости, А;

3.3.22 I_{Rt} – ток контрольного разряда, А;

3.3.23 $KMnO_4$ – перманганат калия, кг;

3.3.24 L – длина щели, мм;

3.3.25 Na_2CO_3 – карбонат натрия, кг;

3.3.26 NaOH – гидроксид натрия (раствор), л;

3.3.27 Ni – никель;

3.3.28 $P_{1,0}$ **и** $P_{1,4}$ – удельные потери в стали, приведенные к значению магнитной индукции 1,0 и 1,4 Тл, Вт/кг;

3.3.29 $P_{исп}$ – удельные потери, определенные при $B_{исп}$, Вт/кг;

3.3.30 P_y **и** P_z – электрооборудование повышенной безопасности против взрыва;

3.3.31 P_x – взрывобезопасное электрооборудование;

3.3.32 P_{xx} – потери холостого хода;

3.3.33 $R_{АБ}$ – сопротивление изоляции аккумуляторной батареи, кОм;

3.3.34 $R_{из}$ – сопротивление изоляции, кОм;

3.3.35 $R_{вн}$ – внутреннее сопротивление вольтметра, кОм;

3.3.36 Sn – олово;

3.3.37 Sb – сурьма;

3.3.38 $t_{исп}$ – продолжительность испытания, мин;

3.3.39 tgδ – тангенс угла диэлектрических потерь;

3.3.40 U – рабочее напряжение выпрямленного тока, В;

3.3.41 U_1, U_2 – соответственно напряжение между положительным полюсом и «землей» и отрицательным полюсом и «землей», В;

3.3.42 $U_{АБ}$ – напряжение на полюсах аккумуляторной батареи, В;

3.3.43 $U_{инд}$ – индуктированное напряжение, В;

3.3.44 $U_{нб}$ – наибольшее (полное) испытательное напряжение (напряжение последней ступени), В;

3.3.45 $U_{нм}$ – наименьшее напряжение (напряжение первой ступени), В;

3.3.46 $U_{ном}$ – номинальное напряжение, В;

3.3.47 $U_{пов}$ – повышенное напряжение частоты 50 Гц, В;

3.3.48 $U_{пр.}$ – пробивное напряжение, В;

3.3.49 $U_{прк}$ – напряжение прикосновения, В;

3.3.50 $U_{р}$ – напряжение на кольцах при разомкнутом и неподвижном роторе и номинальном напряжении на статоре, В;

3.3.51 U_{f} – конечное разрядное напряжение батареи, В;

3.3.52 ***V*** – скоростные и временные характеристики выключателей;

3.3.53 ***W*** – определение влагосодержания (по ГОСТ 1547 или ГОСТ 7822 в соответствии с требованиями для конкретного оборудования);

3.3.54 W_1 – ширина щели плоского взрывонепроницаемого соединения, мм;

3.3.55 W_d – ширина щели цилиндрического взрывонепроницаемого соединения, мм;

3.3.56 $Z_{ср}$ – сопротивления срабатывания, Ом;

3.3.57 Zn – цинк;

3.3.58 МП – определение механических примесей (визуальным контролем по ГОСТ 6370, ГОСТ 17216 или согласно рекомендациям относительно требований для конкретного оборудования);

3.3.59 C_1 – основная изоляция;

3.3.60 C_2 – изоляция конденсатора ПИН;

3.3.61 C_3 – последний слой изоляции;

3.3.62 СА – сокращенный анализ: определение пробивного напряжения, температуры вспышки в закрытом тигле, кислотного числа, реакции водной вытяжки или количественного определения водорастворимых кислот и щелочей, визуальное определение механических примесей и нерастворенной воды;

3.3.63 ХАРГ – хроматографический анализ растворенных в масле газов.

4 Организация эксплуатации электроустановок

4.1 Обязанности, ответственность потребителей

4.1.1 Требования настоящего раздела не распространяются на электроустановки квартир, одноквартирных жилых домов, капитальных и других строений граждан, в том числе садовых, дачных домов и гаражей, использующих электроэнергию для бытового потребления.

4.1.2 Обслуживание действующих электроустановок, проведение в них оперативных переключений, организацию и выполнение ремонтных, монтажных или наладочных работ и испытаний должно осуществляться электротехническим персоналом.

4.1.3 В зависимости от объема и сложности работ по эксплуатации электроустановок у потребителей создается энергетическая служба, укомплектованная соответствующим по квалификации электротехническим персоналом. Допускается проводить эксплуатацию электроустановок по договору со сторонней организацией или индивидуальным предпринимателем, имеющими соответствующий квалифицированный электротехнический персонал. При отсутствии электротехнического персонала или договора на обслуживание эксплуатация электроустановок не допускается.

4.1.4 Потребитель при эксплуатации электроустановок обязан обеспечить:

– контроль за соблюдением требований настоящего технического кодекса, ТКП 427, других НПА и ТНПА, регламентирующих требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок, требований эксплуатационных документов;

– соблюдение заданных энергоснабжающей организацией режимов электропотребления и выработки электрической энергии, а также договорных условий потребления электрической энергии и мощности;

– выполнение мероприятий по подготовке электроустановок потребителя к работе в осенне-зимний период;

– рациональное использование электрической энергии;

– учет потребленной (вырабатываемой) электрической энергии и мощности в соответствии с требованиями настоящего технического кодекса и других ТНПА в области технического нормирования и стандартизации;

– своевременный и качественный ремонт электроустановок;

– расследование, учет и анализ нарушений в работе электроустановок, несчастных случаев, связанных с эксплуатацией электроустановок, и принятие мер по устранению причин их возникновения;

– безопасность эксплуатации электроустановок;

– надежную и безопасную работу электроустановок;

– обучение, стажировку на рабочем месте (далее – стажировка), присвоение (подтверждение) группы по электробезопасности, инструктаж и проверку знаний по вопросам охраны труда, прохождение дублирования (для оперативного и оперативно-ремонтного персонала);

– охрану окружающей среды;

– проведение профилактических испытаний и измерений электроустановок;

– проведение измерений потребления электрической энергии и мощности в установленный энергоснабжающей организацией характерный режимный день летнего и зимнего периодов и представление в установленные сроки суточных режимных графиков энергоснабжающей организации;

– постоянный контроль за графиком потребления энергии; разработку мероприятий по регулированию суточного графика электрической нагрузки, снижению предельных величин потребления электрической мощности в часы максимума нагрузки сети энергоснабжающей организации;

– выполнение графика ограничения потребления электрической энергии, мощности и аварийного отключения потребителей; разработку мероприятий по снижению потребления электрической энергии и мощности для обеспечения установленных режимов электропотребления в соответствии с графиками ограничений;

– принимать меры по поддержанию качества электрической энергии в соответствии с установленными требованиями;

– предоставление представителям государственного учреждения «Государственный энергетический и газовый надзор» (далее – орган госэнергогазнадзора) информации и документов, необходимых для осуществления контрольной (надзорной) деятельности, и выполнение требований (предписаний) органа госэнергогазнадзора в установленные сроки;

– обеспечивать своевременную метрологическую оценку и ремонт средств расчетного учета электрической энергии (мощности), измерительных трансформаторов тока и напряжения, к вторичным цепям которых подключены средства расчетного учета электрической энергии (мощности), находящиеся в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении потребителя;

– ведение документации по электрохозяйству согласно требованиям настоящего технического кодекса и других ТНПА в области технического нормирования и стандартизации.

4.1.5 Для выполнения обязанностей по организации эксплуатации электроустановок потребителя (в том числе граждан, использующих электроэнергию для небытового потребления), из числа административно-технического персонала распорядительным документом (приказом,

распоряжением, решением правления) необходимо назначить лицо, ответственное за электрохозяйство.

В зависимости от структуры потребителя могут назначаться лица, ответственные за электрохозяйство структурных подразделений потребителя. При этом необходимо установить границы ответственности лица, ответственного за электрохозяйство потребителя, и лиц, ответственных за электрохозяйство структурных подразделений потребителя.

Распорядительный документ издается после присвоения (подтверждения) указанным лицам группы IV по электробезопасности для электроустановок напряжением до 1000 В и группы V по электробезопасности для электроустановок напряжением свыше 1000 В с соблюдением требований 4.2.21, 4.2.25 и 4.2.26 и прохождения проверки знаний по вопросам охраны труда.

Распорядительный документ о назначении лица, ответственного за электрохозяйство, в срок не позднее 10 рабочих дней со дня его издания передается потребителем в территориальное подразделение органа госэнергогазнадзора.

4.1.6 Руководитель потребителя, лицо, ответственное за электрохозяйство, а также их заместители отвечают за создание условий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию электроустановок.

4.1.7 В случае организации эксплуатации электроустановок по договорам со сторонней организацией (индивидуальным предпринимателем) обязанности лица, ответственного за электрохозяйство, на обслуживаемых объектах могут выполняться лицом из числа административно-технического персонала сторонней организации (индивидуальным предпринимателем). Порядок назначения лица, ответственного за электрохозяйство потребителя, должен быть отражен в договоре между потребителем и сторонней организацией (индивидуальным предпринимателем).

В этом случае возложение обязанностей осуществляется распорядительным документом в сторонней организации (индивидуального предпринимателя). Копия договора на обслуживание электроустановок вместе с копией распорядительного документа, а также сведения об организации эксплуатации электроустановок в соответствии с НПА передаются потребителем в территориальное подразделение органа госэнергогазнадзора в срок не позднее 10 рабочих дней со дня его подписания.

В случае расторжения договора на обслуживание электроустановок, увольнения лица, ответственного за электрохозяйство потребителя, или снятия с работника обязанностей ответственного за электрохозяйство потребитель или сторонняя организация (индивидуальный предприниматель) в срок не позднее 10 рабочих дней письменно сообщают об этом в территориальное подразделение органа госэнергогазнадзора.

4.1.8 На периоды длительного отсутствия (отпуск, болезнь, командировка) лица, ответственного за электрохозяйство, исполнение его обязанностей распорядительным документом возлагается на другое лицо (заместителя) с соблюдением требований 4.1.5. У потребителей, электрохозяйство которых включает в себя электрооборудование номинальным напряжением не выше 400 В с разрешенной к использованию мощностью до 50 кВт, работник, замещающий лицо, ответственное за электрохозяйство, может не назначаться.

4.1.9 У потребителей, электрохозяйство которых включает в себя только вводное (вводно-распределительное) устройство, осветительные установки, электрооборудование номинальным напряжением не выше 400 В, с разрешенной к использованию мощностью до 30 кВт, лицо, ответственное за электрохозяйство, и его заместитель могут не назначаться. В этом случае руководитель потребителя (индивидуальный предприниматель) должен пройти в территориальном подразделении органа госэнергогазнадзора инструктаж по обеспечению безопасной эксплуатации электроустановок, после прохождения которого оформить обязательство по форме в соответствии с приложением А, которым возлагает на себя обязанность содержать и эксплуатировать электроустановки в соответствии с требованиями настоящего технического кодекса, ТКП 427 и других ТНПА, регламентирующих требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок.

Требования первой части данного пункта не отменяют необходимости выполнения данным потребителем в полном объеме обязанностей, определенных в 4.1.2–4.1.4, а также иных требований настоящего технического кодекса.

4.1.10 Электроустановки, владельцами которых являются граждане, использующие электроэнергию для небытового потребления, независимо от напряжения, должны обслуживаться сторонними организациями (индивидуальным предпринимателем).

4.1.11 Лицо, ответственное за электрохозяйство, обязано:

– организовать разработку и ведение необходимой документации по вопросам организации эксплуатации электроустановок;

– организовать обучение, инструктирование, присвоение (подтверждение) группы по электробезопасности, проверку знаний по вопросам охраны труда и допуск к самостоятельной работе электротехнического персонала;

– организовать безопасное проведение всех видов работ в электроустановках, в том числе с участием персонала сторонней организации (индивидуального предпринимателя);

– обеспечить своевременное и качественное выполнение технического обслуживания, ППР (техническое диагностирование) и профилактических испытаний электроустановок;

– участвовать в разработке и внедрении мероприятий по рациональному потреблению электрической энергии;

– контролировать наличие, своевременность проверок и испытаний средств защиты в электроустановках, наличие инструмента;

– обеспечить установленный порядок подключения новых и реконструированных электроустановок;

– организовать оперативное обслуживание электроустановок;

– осуществлять контроль исправности средств расчетного учета электрической энергии (мощности), измерительных трансформаторов тока и напряжения, к вторичным цепям которых подключены средства расчетного учета электрической энергии (мощности), и их своевременной поверки;

– обеспечить организацию устранения требований актов законодательства в сфере энергетики, выявленных органом госэнергогазнадзора, выполнения требований (предписаний) органа госэнергогазнадзора и (или) энергоснабжающей организацией в установленные сроки;

– контролировать или самостоятельно обеспечивать правильность допуска персонала сторонних организаций (индивидуального предпринимателя) к работам в действующих электроустановках и в охранной зоне линий электропередачи.

4.1.12 Случаи нарушения в работе электроустановок потребителей должны быть расследованы и учтены в соответствии с ТКП 387. В соответствии с результатами расследования должны быть разработаны противоаварийные мероприятия по предупреждению подобных нарушений в работе электроустановок.

4.1.13 Работнику потребителя, обнаружившему нарушения требований настоящего технического кодекса, а также обнаружившему неисправности электроустановки или средств защиты, необходимо немедленно сообщить об этом своему непосредственному руководителю, а в его отсутствие – вышестоящему руководителю. Сведения об обнаруженных неисправностях электроустановок необходимо заносить в журнал учета дефектов и неполадок электрооборудования по форме, приведенной в приложении Ж, оперативный журнал или другую эксплуатационную документацию учета неисправностей в соответствии с утвержденным регламентом на предприятии.

4.1.14 Передача сообщений о несчастных случаях, их расследование и учет необходимо осуществлять в соответствии с актами законодательства.

4.1.15 Государственный энергетический надзор за соблюдением законодательства в сфере энергетики, в том числе за соблюдением требований настоящего технического кодекса, осуществляется органом госэнергогазнадзора.

4.1.16 Осуществление государственного энергетического надзора не налагает на орган госэнергогазнадзора ответственности за эксплуатацию электроустановок потребителей.

4.1.17 Взаимоотношения между энергетической службой и другими структурными подразделениями потребителя, а также разделение обязанностей между электротехническим и электротехнологическим персоналом определяются в рамках Трудового кодекса (должностными (рабочими) инструкциями).

4.2 Требования к персоналу и его подготовке

4.2.1 Электротехнический персонал может непосредственно входить в состав энергослужбы или состоять в штате структурных подразделений потребителя, а также являться работниками сторонней организации (индивидуального предпринимателя).

4.2.2 Лицам, относящимся к электротехническому персоналу, необходимо:

– проходить медицинский осмотр в соответствии с [4];

– проходить проверку знаний по вопросам охраны труда в соответствии с [5] и [6] после присвоения (подтверждения) группы по электробезопасности с соблюдением требований 4.2.21 и 4.2.25;

– иметь удостоверения по охране труда в соответствии с [5] со вкладышем для электротехнического персонала в соответствии с приложением Е.

4.2.3 Практикантам учреждений высшего, среднего специального, профессионально-технического образования, не достигшим 18-летнего возраста, разрешается пребывание в действующих электроустановках под постоянным надзором лица из электротехнического персонала, имеющего право единоличного осмотра электроустановок, с группой по электробезопасности не менее III – в установках напряжением до 1000 В и не менее IV – в установках напряжением свыше 1000 В. Допускать к самостоятельной работе практикантов, не достигших 18-летнего возраста, и присваивать им группу по электробезопасности III и выше не разрешается.

4.2.4 Персоналу, выполняющему работу, при которой может возникнуть опасность поражения электрическим током, при приеме на работу необходимо пройти вводный инструктаж по охране труда в соответствии с [5], с учетом требований к персоналу с группой по электробезопасности I в соответствии с ТКП 427.

4.2.5 Обязательные формы работы с различными категориями работников:

а) с административно-техническим персоналом:

– вводный и целевой (при необходимости) инструктажи по охране труда;

– присвоение (подтверждение) группы по электробезопасности, проверка знаний по вопросам охраны труда;

– повышение квалификации;

б) с административно-техническим персоналом, имеющим права оперативного, оперативно-ремонтного или ремонтного персонала, помимо указанных форм работы необходимо проводить все виды подготовки, предусмотренные для оперативного, оперативно-ремонтного или ремонтного персонала;

в) с оперативным и оперативно-ремонтным персоналом:

– вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи по охране труда;

– стажировка;

– присвоение (подтверждение) группы по электробезопасности, проверка знаний по вопросам охраны труда;

– дублирование;

– профессиональная подготовка;

– противоаварийные тренировки (не реже одного раза в квартал);

– повышение квалификации;

г) с ремонтным персоналом:

– вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи по охране труда;

– стажировка;

– присвоение (подтверждение) группы по электробезопасности, проверка знаний по вопросам охраны труда;

– повышение квалификации.

4.2.6 Работникам, принимаемым для выполнения работ в электроустановках, необходимо иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки таких работников необходимо обучить (до допуска к самостоятельной работе) в специализированных центрах подготовки персонала (учебно-тренировочных центрах и т. п.).

4.2.7 Оперативному, оперативно-ремонтному и ремонтному персоналу до назначения на самостоятельную работу или при переходе на другую работу (должность), связанную с эксплуатацией электроустановок, а также при перерыве в работе в качестве электротехнического персонала более 1 года проводится стажировка.

4.2.8 В процессе стажировки работнику необходимо предоставить срок, достаточный для изучения в необходимом для данной должности (профессии) объеме:

– требований настоящего технического кодекса, ТКП 290, ТКП 427, ТКП 339, других НПА и ТНПА, содержащих требования по охране труда и безопасной эксплуатации электроустановок;

– должностных (рабочих) инструкций и инструкций по охране труда;

– эксплуатационных и технологических документов;

– ЛПА, действующих у потребителя.

4.2.9 В программе стажировки, помимо требований 4.2.8, необходимо предусматривать изучение оборудования, аппаратуры, оперативных схем, приемов и условий безаварийной, безопасной и экономичной эксплуатации обслуживаемого оборудования.

4.2.10 Допуск к стажировке, дублированию и самостоятельной работе осуществляется руководителем потребителя (структурного подразделения) в форме приказа или распоряжения с ознакомлением под подпись работника и непосредственного руководителя.

4.2.11 Стажировка осуществляется по утвержденным руководителем потребителя программам, разработанным для каждой должности (рабочего места), и проводится уполномоченным лицом потребителя (далее – руководитель стажировки) из числа руководителей соответствующих подразделений (специалистов) либо других высококвалифицированных работников, имеющих стаж практической работы по данной профессии или виду работ не менее 3 лет.

Руководитель потребителя с учетом требований соответствующих ТНПА, ЛПА в области охраны труда устанавливает перечень должностей служащих (профессий рабочих), которым необходимо проходить стажировку, и определяет ее продолжительность в зависимости от квалификации рабочих и видов выполняемых ими работ не менее пяти рабочих дней (смен).

4.2.12 Если характер работы и тип оборудования, на котором работал работник ранее, не меняется, а стаж работы по специальности составляет не менее 3 лет, руководитель потребителя или структурного подразделения может освободить от стажировки такого работника при переходе из одного цеха в другой.

4.2.13 В процессе стажировки работнику необходимо:

– отработать четкое ориентирование на своем рабочем месте;

– приобрести необходимые практические навыки в выполнении производственных операций;

– изучить приемы и условия безаварийной, безопасной и экономичной эксплуатации обслуживаемого оборудования.

4.2.14 Работник из числа оперативного или оперативно-ремонтного персонала может быть допущен к самостоятельной работе после успешного прохождения дублирования под руководством опытного обучающе-

го работника. Продолжительность дублирования зависит от сложности обслуживаемого оборудования и должна быть от 2 до 12 рабочих смен.

4.2.15 В период дублирования работнику необходимо принять участие в противоаварийных тренировках с оценкой результатов и оформлением в соответствующих журналах.

4.2.16 Количество тренировок и их тематика определяются программой подготовки дублера.

4.2.17 Если за время дублирования работник не приобрел достаточных производственных навыков или получил неудовлетворительную оценку по противоаварийной тренировке, допускается продление его дублирования на срок от 2 до 12 рабочих смен и дополнительное проведение контрольных противоаварийных тренировок. Продление дублирования оформляется приказом (распоряжением).

4.2.18 Если в период дублирования будет установлена профессиональная непригодность работника к данной деятельности, он снимается с подготовки приказом (распоряжением).

4.2.19 Во время прохождения дублирования обучаемый может производить оперативные переключения, осмотры и другие работы в электроустановках только с разрешения и под надзором обучающего. Ответственность за правильность действий обучаемого и соблюдение им правил по обеспечению безопасности при эксплуатации электроустановок несут как сам обучаемый, так и обучающий его работник.

4.2.20 Электротехническому персоналу необходимо присваивать группу по электробезопасности с учетом знаний требований НПА, ТНПА по вопросам устройства, технической эксплуатации и правил по обеспечению безопасности при эксплуатации электроустановок в объеме требований настоящего технического кодекса, ТКП 427, ТКП 339, других НПА, ТНПА и ЛПА, соблюдение которых входит в его профессиональные (должностные) обязанности. Требования для присвоения групп по электробезопасности электротехническому персоналу установлены ТКП 427.

4.2.21 Подтверждение группы по электробезопасности проводится по утвержденному графику в следующие сроки:

– для электротехнического персонала, непосредственно организующего и проводящего работы по обслуживанию действующих электроустановок или выполняющего в них наладочные, электромонтажные, ремонтные работы или профилактические испытания, а также для персонала, имеющего право производства оперативных переключений, выдачи нарядов-допусков, распоряжений и для электротехнологического персонала с группой по электробезопасности II и выше, – не реже одного раза в год;

– для административно-технического персонала, не относящегося к предыдущей группе, а также для работников службы охраны труда (специалистов по охране труда), допущенных к инспектированию электроустановок, – не реже одного раза в 3 года.

4.2.22 Электротехническому персоналу, показавшему неудовлетворительные знания НПА, ТНПА, регламентирующих требования к устройству, технической эксплуатации, и правил по обеспечению безопасности при эксплуатации электроустановок, назначается повторное подтверждение группы по электробезопасности в срок не более 1 месяца со дня его проведения.

Лица из электротехнического персонала, повторно показавшие неудовлетворительные знания требований НПА, ТНПА, регламентирующих требования к устройству, технической эксплуатации, и правил по обеспечению безопасности при эксплуатации электроустановок, не допускаются к выполнению работ в электроустановках. Вопрос о работе по профессии (соответствии занимаемой должности) работника рассматривается руководителем потребителя в соответствии с законодательством.

4.2.23 Подтверждение группы по электробезопасности проводится:

а) при установке нового оборудования, реконструкции или изменении главных электрических и технологических схем (необходимость подтверждения группы по электробезопасности в этом случае определяет руководитель потребителя);

б) при назначении на новую должность, переводе на другую работу, если новые обязанности требуют дополнительных знаний НПА, ТНПА по вопросам устройства, технической эксплуатации и охраны труда при эксплуатации электроустановок;

в) при нарушении работниками требований НПА, ТНПА по вопросам устройства, технической эксплуатации и правил по обеспечению безопасности при эксплуатации электроустановок;

г) по требованию органа госэнергогазнадзора;

д) при перерыве в работе в данной должности более года.

Дата подтверждения группы по электробезопасности в этих случаях сообщается не позднее чем за 15 дней.

Подтверждение группы по электробезопасности по 4.2.23 не отменяет сроков подтверждения группы по электробезопасности по утвержденному графику согласно 4.2.21.

При введении в действие новых или внесении изменений в НПА, ТНПА по вопросам устройства, технической эксплуатации и правил по обеспечению безопасности при эксплуатации электроустановок необходимо ознакомить электротехнический персонал с этими НПА, ТНПА и изменениями с записью в журнале регистрации инструктажа по охране труда.

4.2.24 Присвоение (подтверждение) группы по электробезопасности персоналу необходимо проводить комиссией в составе не менее трех человек:

а) лицам, ответственным за электрохозяйство потребителей, их заместителям, а также специалистам по охране труда или работникам службы охраны труда (далее – специалист по охране труда), контролирующим электроустановки, – комиссией в составе главного инженера или руководителя потребителя, представителя органа госэнергогазнадзора и специалиста по охране труда или представителя профсоюзного комитета;

б) начальникам и заместителям начальников структурных подразделений электрохозяйства и лицам, ответственным за электрохозяйство производственных цехов и подразделений потребителей, – комиссией в составе лица, ответственного за электрохозяйство потребителя, или его заместителя (председателя), специалиста по охране труда, прошедшего проверку в комиссии согласно перечислению а), представителя энергослужбы;

в) для электротехнического персонала, не указанного в перечислениях а) и б), может быть создано несколько комиссий, состав которых определяет и утверждает лицо, ответственное за электрохозяйство потребителя;

г) электротехнический персонал потребителей, не имеющих персонал для состава комиссий, необходимо направлять для присвоения (подтверждения) группы по электробезопасности в комиссии, созданные при вышестоящих организациях с участием лица, ответственного за электрохозяйство потребителя, на котором работает лицо, проходящее присвоение (подтверждение) группы по электробезопасности, или проходить присвоение (подтверждение) группы по электробезопасности в территориальном подразделении органа госэнергогазнадзора;

д) электротехническому персоналу потребителей, заключивших договор на обслуживание электроустановок со сторонней организацией (индивидуальным предпринимателем) и у которых при этом лицо, ответственное за электрохозяйство, не назначено в соответствии с 4.1.9, необходимо проходить присвоение (подтверждение) группы по электробезопасности в комиссии, созданной при вышестоящих организациях или в территориальном подразделении органа госэнергогазнадзора.

4.2.25 Присвоение (подтверждение) группы по электробезопасности необходимо производить в комиссии того потребителя, у которого работает лицо, проходящее присвоение (подтверждение) группы по электробезопасности. В какой-либо другой комиссии проводить присвоение (подтверждение) группы по электробезопасности не допускается, за исключением лиц, упомянутых в 4.2.24, перечисления г) и д). При невозможности обеспечения у потребителя состава комиссии в соответствии

с приведенными требованиями, присвоение (подтверждение) группы по электробезопасности проводится в комиссии органа госэнергогазнадзора.

Подтверждение (присвоение) группы по электробезопасности лицу из электротехнического персонала может быть произведено только комиссией, имеющей в своем составе не менее одного работника с действующей группой по электробезопасности не менее присваиваемой (подтверждаемой) комиссией.

4.2.26 Порядок организации и проведения присвоения (подтверждения) группы по электробезопасности в комиссии органа госэнергогазнадзора определяется инструкцией органа госэнергогазнадзора.

4.2.27 Присвоение (подтверждение) группы по электробезопасности проводится и оформляется индивидуально путем устного опроса или с применением компьютерной техники, результаты заносятся в журнал учета присвоения (подтверждения) электротехническому персоналу группы по электробезопасности по форме в соответствии с приложением Д и во вкладыш удостоверения по охране труда для электротехнического персонала по форме в соответствии с приложением Е.

Выписка из журнала учета присвоения (подтверждения) электротехническому персоналу группы по электробезопасности оформляется в соответствии с [7].

4.2.28 При присвоении (подтверждении) группы по электробезопасности могут применяться технические средства видеосъемки и (или) аудиозаписи в порядке, установленном ЛПА организации, создавшей комиссию.

4.2.29 Удостоверение дает право на обслуживание электроустановок в качестве административно-технического, оперативного, ремонтного или оперативно-ремонтного персонала.

4.2.30 Лицам из электротехнического персонала, обладающим правом проведения специальных работ согласно ТКП 427, требуется иметь запись во вкладыше удостоверения по охране труда в графе «Результаты проверки знаний на право выполнения специальных работ» по форме в соответствии с приложением Е.

4.2.31 Специалистам по охране труда, осуществляющим контроль за соблюдением работающими в электроустановках требований по охране труда, в том числе электробезопасности, производственной санитарии, необходимо иметь IV группу по электробезопасности.

4.2.32 Специалисту по охране труда, равно как и другому специалисту, осуществляющему контроль за соблюдением требований безопасности труда при эксплуатации электроустановок, не имеющему IV группы по электробезопасности, не допускается осуществлять контроль и давать указания электротехническому персоналу.

4.2.33 Весь электротехнический (электротехнологический) персонал энергослужб необходимо обучить практическим способам оказания первой помощи пострадавшим, а персонал, имеющий группу по электробезопасности не менее III, обучить практическим приемам освобождения человека, попавшего под действие электрического тока.

4.2.34 Периодичность и темы организуемой технической учебы, проведения противоаварийных тренировок определяет лицо, ответственное за электрохозяйство потребителя. Лицу, ответственному за электрохозяйство потребителя, необходимо составить, а техническому руководителю потребителя утвердить ежегодный план-график проведения технической учебы и противоаварийных тренировок.

4.2.35 Представители органа госэнергогазнадзора и специалисты по охране труда могут принимать участие в комиссиях по присвоению (подтверждению) группы по электробезопасности персонала, указанных в 4.2.24, перечисления б) и в), по своему усмотрению. Состав комиссии согласно 4.2.24, перечисление б), утверждает технический руководитель потребителя.

4.3 Техническая и оперативная документация

4.3.1 Каждому потребителю необходимо иметь следующую техническую документацию:

– генеральный план участка, на который нанесены здания, сооружения и подземные электротехнические коммуникации;

– технические условия на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети;

– утвержденная проектная документация (чертеж, пояснительная записка и другие документы) со всеми изменениями;

– комплект приемо-сдаточной документации на монтаж электроустановок;

– комплект документации на проведение пусконаладочных работ;

– протоколы электрофизических измерений и испытаний;

– акты осмотра (допуска) электроустановки в эксплуатацию;

– исполнительные схемы первичных и вторичных электрических соединений;

– технические паспорта основного электрооборудования, зданий и сооружений объектов, сертификаты на электрооборудование;

– общие схемы электроснабжения;

– договор электроснабжения с актом разграничения балансовой принадлежности электрических сетей (электроустановок) и эксплуатационной ответственности сторон и другими необходимыми приложениями.

4.3.2 Для каждого структурного подразделения или самостоятельного производственного участка необходимо иметь:

– паспортные карты или журналы с перечнем электроустановок и средств защиты с указанием их технических данных, а также присвоенными им инвентарными номерами;

– протоколы и акты испытаний, ремонта и ревизии оборудования;

– чертежи электрооборудования, электроустановок и сооружений, комплекты чертежей запасных частей, исполнительные чертежи трасс воздушных и кабельных линий, кабельные журналы;

– чертежи подземных кабельных трасс и заземляющих устройств с привязками к зданиям и постоянным сооружениям, а также с указанием мест установки соединительных муфт кабелей и пересечений их с другими коммуникациями;

– общие схемы электроснабжения, составленные для потребителя в целом и для отдельных цехов и участков;

– комплект эксплуатационных инструкций по обслуживанию электроустановок цеха, участка;

– комплект эксплуатационных и технологических инструкций, должностных (рабочих) инструкций, инструкций по охране труда. Перечень инструкций утверждает технический руководитель потребителя;

– ЛПА потребителя о разграничении электрических сетей по эксплуатационной ответственности между структурными подразделениями, службами и т. п.

4.3.3 Все изменения в компоновках и конструкциях электроустановок, сделанные во время эксплуатации, необходимо отображать в схемах и чертежах за подписью лица, ответственного за электрохозяйство, либо уполномоченного лица с указанием даты внесения изменений.

4.3.4 Сведения об изменениях в электрических схемах необходимо доводить до сведения электротехнического персонала, для которого знание этих схем является обязательным, и фиксироваться записью в оперативном журнале либо в журнале инструктажей.

4.3.5 Комплект схем электроснабжения необходимо иметь на рабочем месте у лица, ответственного за электрохозяйство.

4.3.6 Комплект оперативных схем электроустановок цеха, участка и электроустановок, электрически соединенных с другими цехами и участками, необходимо хранить у оперативно-ремонтного персонала.

4.3.7 Принципиальные однолинейные электрические схемы вывешиваются на видном для электротехнического персонала месте в помещении электроустановки.

4.3.8 Порядок эксплуатации электроустановок потребителей, которые включены в транзитную часть энергоснабжающей организации или подключены к сетям разных энергоснабжающих организаций и (или) имеют собственные электрические станции или автономные источники электроснабжения, от которых может быть подано напряжение в сеть энергоснабжающей организации, устанавливается совместным положе-

нием о взаимоотношениях оперативного персонала потребителя с персоналом энергоснабжающей организации.

4.3.9 У потребителей, которые имеют особенные условия производства или электроустановки, эксплуатация которых не предусмотрена настоящим техническим кодексом, необходимо разработать эксплуатационные инструкции для электротехнического персонала, обслуживающего электроустановки. Эти инструкции разрабатываются с учетом характера и технологии производства, особенностей оборудования и других особенностей, утверждаются руководителем потребителя.

4.3.10 В случае изменения состояния, условий эксплуатации электроустановок в инструкции по эксплуатации электроустановок вносятся соответствующие изменения и дополнения. С этими изменениями необходимо ознакомить работников, для которых является обязательным знание этих инструкций, с записью в журнале регистрации инструктажа по охране труда.

4.3.11 На каждом производственном участке, в цехах необходимо иметь комплект инструкций согласно утвержденному перечню. Полный комплект инструкций необходимо хранить у лица, ответственного за электрохозяйство, а у работника на рабочем месте – комплект, необходимый для выполнения его функций. Инструкции пересматриваются не реже чем один раз в 3 года.

4.3.12 Для каждой электроустановки необходимо составить актуальные однолинейные схемы электрических соединений всех напряжений для нормальных режимов работы оборудования с указанием положения коммутирующих аппаратов, которые пересматриваются и утверждаются лицом, ответственным за электрохозяйство, не реже одного раза в 3 года.

4.3.13 На рабочих местах оперативного персонала (на подстанциях, в распределительных устройствах или помещениях, отведенных для работников, которые обслуживают электроустановки) необходимо иметь следующую документацию:

а) однолинейную схему электрических соединений;

б) оперативный журнал;

в) бланки переключений, нарядов-допусков;

г) журнал учета работ по нарядам и распоряжениям;

д) журнал выдачи и возврата ключей от электропомещений;

е) журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики (указания оперативному персоналу);

ж) журнал учета работы РЗА;

и) журнал учета дефектов и неполадок электрооборудования;

к) журнал обходов и осмотров электрооборудования;

л) ведомости (журнал) показаний средств измерений и расчетного учета электрической энергии (мощности);

м) перечень работ, выполняемых по нарядам, распоряжениям и в порядке текущей эксплуатации;

н) журнал учета противоаварийных тренировок;

п) журнал регистрации инструктажа по охране труда;

р) журнал учета электрооборудования.

При осуществлении эксплуатации по договору на обслуживание документация хранится у потребителя за исключением документации, указанной в перечислениях в), г), п).

4.3.14 На рабочих местах оперативного персонала необходимо иметь также следующую документацию:

а) должностные (рабочие) инструкции и инструкции по охране труда;

б) утвержденный перечень ТНПА системы стандартов безопасности труда, технологических схем для данного рабочего места;

в) списки работников:

– имеющих право выполнения оперативных переключений, ведения оперативных переговоров, единоличного осмотра электроустановок и электротехнической части технологического оборудования;

– имеющих право выдачи нарядов, распоряжений, разрешений на подготовку рабочего места и на допуск к работе;

– которым даны права допускающего, руководителя работ, производителя работ, наблюдающего;

– энергоснабжающей организации и организаций-субабонентов, имеющих право вести оперативные переговоры;

г) перечень оборудования, линий электропередачи и устройств РЗА, находящихся в оперативном управлении и ведении на закрепленном участке;

д) инструкцию по переключениям в электроустановках;

е) инструкцию о порядке действия персонала в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций;

ж) положение о режимном взаимодействии с энергоснабжающей организацией;

и) перечень постоянно действующих мероприятий по снижению нагрузки в часы контроля максимума электрической мощности, утвержденный в установленном порядке.

При осуществлении эксплуатации по договору на обслуживание документация хранится у потребителя, за исключением документации, указанной в перечислениях а) и в).

4.3.15 Объем оперативной документации может быть дополнен по решению руководителя потребителя или лица, ответственного за электрохозяйство.

4.3.16 Оперативная документация, диаграммы регистрирующих средств измерений, ведомости показаний средств расчетного учета электрической энергии (мощности), выходные документы, формиру-

емые оперативно-информационным АСУ, относятся к документам строгого учета и подлежат хранению в течение 1 года.

4.3.17 Оперативную документацию периодически (в установленные техническим руководителем сроки, но не реже одного раза в месяц) требуется просматривать вышестоящему оперативному или административно-техническому персоналу и принимать меры к устранению обнаруженных недостатков.

4.4 Приемка в эксплуатацию электроустановок и присоединение к электрическим сетям

4.4.1 Приемку в эксплуатацию электроустановок объектов строительства, в том числе очередей строительства, пусковых комплексов, необходимо осуществлять в порядке, установленном в [8]. Для присоединения к электрическим сетям электроустановки должны быть предъявлены органу госэнергогазнадзора к осмотру (допуску) в порядке, изложенном в [2], настоящем техническом кодексе, других ТНПА.

4.4.2 Перед приемо-сдаточными и пусконаладочными испытаниями и комплексным опробованием установленного оборудования качество СМР должно быть проверено на соответствие требованиям проектной документации, ТКП 339, а также других ТНПА, являющихся в соответствии с законодательными актами и постановлениями Совета Министров Республики Беларусь обязательными для соблюдения.

4.4.3 Проведение пусконаладочных работ и опробование электрооборудования осуществляется в порядке, установленном в [2] и [8].

4.4.4 При комплексном опробовании технологического оборудования, систем автоматизации инженерного оборудования (контроля, управления и автоматического регулирования) должна быть проверена работоспособность оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации; проведены проверка и настройка всех систем контроля и управления, устройств защиты и блокировок, устройств сигнализации и средств измерений. Комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного и вспомогательного оборудования в течение 72 ч, а линий электропередачи – в течение 24 ч.

4.4.5 До присоединения электроустановок к электрическим сетям:

– разработать эксплуатационные инструкции и техническую документацию;

– укомплектовать, обучить эксплуатационный (электротехнический и электротехнологический) персонал, провести присвоение (подтверждение) группы по электробезопасности с последующим проведением проверки знаний по вопросам охраны труда или заключить договор

со сторонней организацией (индивидуальным предпринимателем) на обслуживание электроустановок потребителя;

– подготовить испытанные защитные средства и инструменты, запасные части и материалы;

– включить в работу средства связи, сигнализации, аварийного освещения и вентиляции;

– разработать документы и выполнить условия, предъявляемые [9] для потребителей услуг ОДУ;

– разработать документы и выполнить условия, предъявляемые [10] для потребителей услуг по передаче и (или) распределению электрической энергии.

4.4.6 Для осуществления осмотра (допуска) объекта (электроустановки) в постоянную эксплуатацию и подключение к электрической сети заказчик или владелец предоставляет представителю органа госэнергогазнадзора объект (электроустановку) для осмотра, а также проектную, исполнительную и другую техническую документацию.

4.4.7 Порядок присоединения электроустановок с сезонным характером работы (аттракционы, зерносушильные комплексы, детские оздоровительные лагеря, фонтаны, праздничная иллюминация и т. п.) установлен в [2].

4.4.8 Подключение к электрической сети энергоснабжающей организации электроустановок с сезонным характером работы осуществляется после ежегодного технического осмотра с рассмотрением необходимой технической документации и выдачи представителем органа госэнергогазнадзора акта осмотра (допуска) электроустановки.

4.4.9 Подключение электроустановок потребителя к электрической сети осуществляется по наряду энергоснабжающей организации после заключения договора электроснабжения в порядке, установленном [2], только при наличии акта осмотра (допуска) электроустановки.

4.4.10 Безопасность электрооборудования в случаях, установленных законодательством, необходимо подтверждать соответствующими документами, без которых его применение и выпуск в обращение не допускается.

Эксплуатационная документация на вновь вводимое (реконструируемое) электрооборудование должна соответствовать требованиям технических регламентов Евразийского экономического союза, Таможенного союза, технических регламентов Республики Беларусь, государственных стандартов.

4.4.11 Каждую электроустановку необходимо испытать в процессе монтажа и (или) перед вводом в эксплуатацию, а также после внесения любого существенного изменения (замены, ремонта, перестановки оборудования и т. п.). Объем испытаний электрооборудования до его

ввода в эксплуатацию принимается в соответствии с приложением Б и ТКП 339 (раздел 4.4). В случае если электроустановка не введена в постоянную эксплуатацию в течение периода, превышающего периодичность испытаний, установленную требованиями отдельных разделов приложения Б, данные испытания и измерения выполняются повторно.

4.5 Управление электрохозяйством

4.5.1 Общие положения

4.5.1.1 Система управления электрохозяйством потребителя является составной частью системы управления энергохозяйством. Организационная структура и форма системы управления электрохозяйства потребителя определяется руководителем потребителя совместно с лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя. В случаях, предусмотренных в [2], [9], [10] и других актах законодательства, структура и форма системы управления электрохозяйства потребителя согласовывается с энергоснабжающей организаций.

4.5.1.2 Основные функции системы управления электрохозяйством:

– оперативно-диспетчерское управление электрохозяйством, в том числе собственными источниками электрической энергии;

– контроль за техническим состоянием и эксплуатацией собственных источников электрической энергии, в том числе работающих автономно;

– повышение эффективности работы электрохозяйства путем осуществления мероприятий по энергосбережению;

– контроль внедрения и освоения новой техники, технологии эксплуатации и ремонта, эффективных и безопасных методов организации производства и труда;

– контроль повышения квалификации персонала, распространения передовых методов труда и экономических знаний, развитие рационализации и изобретательства;

– контроль за соблюдением потребителем заданных ему энергоснабжающей организацией режимов работы и режимов энергопотребления;

– эксплуатация электроустановок и электрооборудования;

– контроль за техническим состоянием электроустановок и электрооборудования;

– повышение надежности, безопасности и безаварийной работы оборудования за счет своевременного проведения ремонтов электрооборудования и материально-технического снабжения системы технического и ремонтного обслуживания;

– разработка и выполнение мероприятий по повышению надежности, экономичности и безопасности электроснабжения потребителя на основании анализа технико-экономических показателей работы

электрохозяйства и его структурных подразделений, оценки состояния отдельных элементов системы электроснабжения, режимов их работ;

– обеспечение соответствия показателей качества электрической энергии установленным нормам (при наличии электроприемников, ухудшающих качество электроэнергии).

4.5.1.3 Потребителю, его службам и цехам на основании результатов испытаний, измерений и расчетов требуется по установленным формам производить учет показателей работы оборудования (сменный, суточный, месячный, квартальный, годовой) для контроля его экономических показателей и надежности.

4.5.1.4 Руководителям служб, цехов потребителя необходимо обеспечить достоверность показаний контрольно-измерительных средств и систем, правильную постановку учета и отчетности в соответствии с требованиями ТНПА в области обеспечения единства измерений.

4.5.1.5 Основные составляющие системы управления электрохозяйством:

– оперативно-диспетчерское управление;

– управление эксплуатацией электроустановок и электрооборудования;

– АСУ.

4.5.2 Оперативно-диспетчерское управление

4.5.2.1 Диспетчерское управление у потребителя необходимо организовать по иерархической структуре, которая предусматривает распределение функций оперативного контроля и управления по уровням в соответствии с производственным делением, а также подчиненностью работников низших уровней диспетчерского управления более высоким.

4.5.2.2 Для потребителя высшим уровнем диспетчерского управления являются диспетчерские службы энергоснабжающих организаций или их структурных подразделений.

4.5.2.3 Оперативно-диспетчерское управления электроустановками потребителя, независимо от его форм собственности и организационно-правовых форм, требуется осуществлять персоналом, который прошел соответствующую подготовку на право выполнения этих работ.

4.5.2.4 Распоряжение оперативно-диспетчерского персонала высшего уровня по вопросам, которые входят в его компетенцию, является обязательным к выполнению подчиненным ему оперативным персоналом низшего уровня оперативно-диспетчерского управления.

4.5.2.5 Оперативную принадлежность электрооборудования и устройств РЗАТ и ПА потребителя, которые влияют на режим работы энергоснабжающей организации, устанавливает энергоснабжающая организация.

4.5.2.6 Линии электропередачи, токопроводы, оборудование и устройства системы электроснабжения потребителя необходимо распределить по уровням диспетчерского управления.

4.5.2.7 Перечень линий электропередачи, токопроводов, оборудования и устройств, которые находятся в оперативном управлении или оперативном ведении оперативного персонала, необходимо составить с учетом условий оперативно-диспетчерского управления и структуры существующей схемы электроснабжения энергоснабжающей организации и утвердить лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя, и представителем энергоснабжающей организации.

4.5.2.8 Взаимоотношения работников разных уровней диспетчерского управления необходимо регламентировать соответствующими положениями, инструкциями.

4.5.2.9 С учетом особенностей работы потребителя система оперативного управления электрохозяйством должна удовлетворять следующим требованиям и выполнять нижеизложенные функции:

– надежность электроснабжения;

– ведение режимов работы, в том числе и тех, которые задаются энергоснабжающей организацией;

– подготовка и проведение переключений в электроустановках;

– предотвращение и ликвидация технологических нарушений электроснабжения, возобновления нормального режима электроснабжения;

– подготовка режима работы электрической сети с учетом выполнения ремонтных работ в электроустановках.

4.5.2.10 У потребителей, которые, кроме приемников электрической энергии, имеют в составе систем энергоснабжения собственные источники электроэнергии (электростанции) или не имея в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении собственных источников электроэнергии, имеют оборудование 35–330 кВ, необходимо организовать диспетчерское управление их работой, задачами которого является:

– организация и ведение режимов работы собственных электростанций и электрических сетей, которые обеспечивают бесперебойность электроснабжения;

– обеспечение учета выработки, отдачи и потребления электрической энергии;

– выполнение требований относительно обеспечения качества электрической энергии;

– обеспечение эффективной работы системы электроснабжения и рациональное использование энергоресурсов при условии соблюдения режимов электросбережения и компенсации реактивной мощности;

– предотвращение и ликвидация аварий и других технологических нарушений во время производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии;

– выполнение требований [9] и [10].

4.5.2.11 На всех диспетчерских пунктах и на главных щитах управления электроустановок необходимо установить устройства для автоматической звукозаписи переговоров.

Звукозаписи оперативных переговоров хранятся в течение 30 дней, а переговоров при нештатных ситуациях – 3 месяца, если не поступит указание о продлении срока хранения записей переговоров за какой-то конкретный период.

4.5.2.12 На щитах (пунктах) оперативного управления необходимо иметь оперативные схемы (схемы-макеты) электрических соединений электроустановок, которые находятся в оперативном управлении или ведении оперативного персонала.

4.5.2.13 Положение о режимном взаимодействии с энергоснабжающей организацией, включая собственные электростанции, а также инструкции по предотвращению и ликвидации аварий и других нарушений, необходимо составлять в соответствии с типовыми инструкциями органа оперативно-диспетчерского управления высшего уровня. При составлении инструкции необходимо руководствоваться инструкцией по ликвидации аварий энергоснабжающей организации, а также инструкцией по действиям оперативных работников и порядке отключения электрооборудования при возникновении пожара.

4.5.2.14 Основными задачами оперативно-диспетчерского управления во время ликвидации аварий и других технологических нарушений являются предупреждение развития аварий и защита от поражения работников электрическим током, предотвращение повреждения оборудования, которого не коснулась авария; срочное возобновление электроснабжения электроприемников и нормальных показателей качества электроэнергии; создание наиболее надежной послеаварийной схемы электроснабжения потребителя в целом и отдельных ее частей; обследование состояния оборудования, которое выключалось, и, по возможности, включение его в работу.

4.5.2.15 Переключение в электрических схемах распределительных устройств подстанций, щитов и сборных шин необходимо выполнять оперативному персоналу, который непосредственно обслуживает электроустановки. Эти переключения выполняются по распоряжению или с разрешения оперативного персонала высшего уровня, в оперативном управлении или ведении которых находится данное оборудование. Переключение остального оборудования выполняется в соответствии

с порядком, установленным у потребителя, по устному или телефонному распоряжению с записью в оперативном журнале.

4.5.2.16 При переключениях в электрических схемах необходимо регистрировать их последовательность. Распоряжение о переключении считается выполненным только после получения об этом сообщения от лица, которому оно выдавалось.

4.5.2.17 В электроустановках напряжением свыше 1000 В переключения необходимо выполнять следующим образом:

– без бланков переключений – в случае простых переключений и при наличии действующих блокировочных устройств, что в полном объеме делает невозможными ошибочные операции с разъединителями и заземляющими ножами при проведении переключений;

– по бланкам переключений – в случае отсутствия блокировочных устройств или их неисправности, выполнения блокировки не в полном объеме, а также во время проведения сложных переключений.

4.5.2.18 Перечень сложных переключений необходимо утвердить лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя, и хранить на диспетчерских пунктах, щитах управления. Перечень сложных переключений необходимо пересматривать в случае изменения электрической схемы соединений, состава электрооборудования, устройств РЗАТ и ПА.

4.5.2.19 Во время проведения переключений особое внимание нужно обращать на операции включения на параллельную работу с электрической сетью энергоснабжающей организации собственных электростанций потребителя (блок-станций) или выведения их в автономный режим. Включение их в работу должно соответствовать установленному энергоснабжающей организацией порядку.

4.5.2.20 Список работников, которые имеют право вести оперативные переговоры и выполнять оперативные переключения, утверждает руководитель потребителя (лицо, ответственное за электрохозяйство) и передает энергоснабжающей организации.

4.5.2.21 Оборудование электроустановок, принятых в эксплуатацию, необходимо содержать в одном из следующих оперативных состояний: в работе, в горячем резерве, в холодном резерве, в простое, в текущем либо капитальном ремонте, на консервации, на техническом диагностировании и освидетельствовании с полной остановкой объекта или его части.

4.5.2.22 Выведение линий электропередачи, электрооборудования, устройств РЗАТ и ПА, средств расчетного учета электрической энергии (мощности), холодного резерва и горячего резерва для ремонта и испытаний даже по утвержденному плану необходимо оформлять заявкой, которая подается в соответствующую диспетчерскую службу. Порядок

оформления заявок на выключение электрооборудования необходимо утвердить лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя.

4.5.2.23 Порядок оформления заявок на вывод из работы оборудования потребителя, которое находится в оперативном управлении и (или) ведении энергоснабжающей организации, необходимо определять ЛПА энергоснабжающей организации.

4.5.2.24 Даже при наличии разрешенной заявки вывод оборудования из работы, холодного резерва и горячего резерва или для испытания может быть выполнен лишь с разрешения оперативного персонала энергоснабжающей организации (ее структурного подразделения).

4.5.2.25 Перед вводом в работу оборудования оперативному работнику необходимо осмотреть его, убедиться, что все работы закончены, наряды закрыты, персонал удален.

4.5.2.26 В электроустановках с постоянным дежурством персонала оборудование, которое было в ремонте или на испытании, разрешается включать под напряжение только после принятия его оперативным персоналом.

4.5.2.27 Во время переключений в электроустановках необходимо придерживаться следующего порядка:

– распоряжение оперативного персонала высшего уровня должно быть четким и ясным;

– выслушав распоряжение, подчиненному оперативному персоналу необходимо дословно повторить текст распоряжения и получить подтверждение, что распоряжение им понято правильно. Оперативному персоналу, отдав или получив распоряжение или разрешение, необходимо записать его в оперативный журнал. При наличии устройств регистрации оперативных переговоров объем записи в оперативный журнал определяется соответствующими инструкциями;

– работнику, который получил задание на переключение, необходимо установить по оперативной схеме или схеме-макету порядок операций, необходимых для его выполнения, а также составить, при необходимости, бланк переключений;

– в распоряжениях относительно изменения режима работы оборудования требуется указать необходимые значения изменяемого режимного параметра и время, к которому должно быть достигнуто указанное значение параметра;

– если переключение выполняют два работника, то работнику (старшему по должности), который получил распоряжение, необходимо объяснить по оперативной схеме соединений второму работнику порядок и последовательность операций, которые нужно выполнить;

– в случае, если распоряжение высшего оперативного персонала кажется подчиненному оперативному персоналу ошибочным, он незамедлительно сообщает об этом лицу, которое дало распоряжение.

В случае подтверждения распоряжения подчиненный оперативный персонал выполняет его;

– если возникают сомнения относительно правильности выполнения переключений, их необходимо прекратить, после чего проверить последовательность согласно оперативной схеме соединений;

– после выполнения задания по переключению необходимо об этом сделать запись в оперативном журнале;

– при необходимости незамедлительного отключения электрооборудования (существует угроза жизни людей, повреждения оборудования, аварий) его необходимо отключить оперативному персоналу потребителя с обязательным последующим сообщением оперативному персоналу высшего уровня. После остановки оборудования оформляется заявка с указанием причин и срока ремонта.

4.5.2.28 В электроустановках напряжением до 1000 В необходимость переключений по бланкам переключений определяет лицо, выдающее распоряжение.

4.5.2.29 Оперативному персоналу, непосредственно выполняющему переключения, выводить самовольно из работы устройства блокировки не допускается. В случае выявления неисправности устройств блокировки работник сообщает об этом старшему из оперативного персонала. Выполнять операции с временным снятием блокировки можно только с разрешения вышестоящего оперативного персонала, при этом необходимо убедиться в правильности выполняемых операций и соблюдении последовательности их выполнения.

4.5.2.30 Бланк переключений заполняет оперативный персонал, который получил распоряжение для проведения переключений. Подписывают бланк оба работника, которые осуществляют переключения.

4.5.2.31 Лицом, которое контролирует правильность переключений, является старший по должности.

4.5.2.32 Ответственность за правильность переключений во всех случаях возлагается на обоих работников, которые их выполняют.

4.5.2.33 В случае выполнения сложных переключений допускается привлекать для выполнения операций в цепях устройств РЗАТ и ПА третьего работника из персонала служб РЗАТ и ПА. Этому работнику необходимо предварительно ознакомиться с бланком переключений и подписать его.

4.5.2.34 Оперативный персонал с разрешения вышестоящего оперативного персонала может временно вовлекаться в ремонтные работы и испытания в рамках должностных (рабочих) инструкций с освобождением на это время от выполнения обязанностей на рабочем месте и записью в оперативном журнале.

4.5.2.35 Подача и отключение напряжения, а также введение в работу присоединения, которое имеет в своей цепи выключатель, необходимо выполнять с помощью выключателя.

4.5.2.36 Разрешается отключение и включение отделителями, разъединителями, разъемными контактами соединений КРУ, в том числе КРУН:

– нейтралей силовых трансформаторов напряжением 110–220 кВ;

– заземляющих дугогасящих реакторов напряжением 6–35 кВ при отсутствии в сети замыкания на землю;

– намагничивающего тока силовых трансформаторов напряжением 6–330 кВ при заземленной нейтрали;

– зарядного тока воздушных и кабельных линий электропередачи, определенных перечнем;

– зарядного тока систем шин, а также зарядного тока присоединений с соблюдением требований, оговоренных ЛПА потребителя.

4.5.2.37 В кольцевых сетях напряжением 6–10 кВ разрешается отключение разъединителями уравнительных токов до 70 А и замыкание сети в кольцо при разности напряжений на разомкнутых контактах разъединителей не более 5 % от номинального напряжения. Допускается отключение и включение нагрузочного тока до 15 А трехполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже.

4.5.2.38 В случаях, оговоренных в инструкциях по ликвидации аварий, допускается дистанционное отключение разъединителями неисправного выключателя на напряжение 220 кВ или другого оборудования, если отключение выключателя может привести к его разрушению и обесточиванию подстанции.

4.5.2.39 Допустимые значения отключаемых и включаемых разъединителями токов, а также порядок и условия выполнения операций для различных электроустановок определяются ЛПА потребителя.

4.5.2.40 Оперативному персоналу не допускается самовольно выводить потребителей из-под действия системной противоаварийной автоматики, переключать выключенные устройства противоаварийной автоматики.

4.5.3 Автоматизированные системы управления электрохозяйством

4.5.3.1 АСУЭ потребителя предназначены для решения вопросов диспетчерского, технологического и организационного управления энергохозяйством. Структура и уровень развития АСУЭ зависит от структуры электрохозяйства, особенностей потребления электрической энергии и технологии производства.

4.5.3.2 АСУЭ потребителя является подсистемой АСУП. Необходимый уровень связи между подсистемами разного функционального назначения, которые входят к АСУП, определяется самим потребителем.

4.5.3.3 АСУЭ должна иметь необходимые средства связи с диспетчерскими пунктами энергоснабжающей организации в объеме, согласованном с последней, и обеспечивать передачу информации на диспетчерский пункт энергоснабжающей организации.

4.5.3.4 АСУЭ предназначена для решения следующих задач:

– расчетный (коммерческий) и технический учет потребления, выработка отпуска электроэнергии;

– контроль и управление режимами электропотребления;

– распределение электроэнергии;

– технико-экономическое прогнозирование и планирование;

– управление ремонтом электрооборудования;

– материально-техническое снабжение технического и ремонтного обслуживания электрооборудования;

– управление производственно-технической деятельностью электрохозяйства;

– подготовка эксплуатационного персонала, кадров и другие задачи;

– АСУЭ включает в себя АСКУЭ.

4.5.3.5 Задачи АСУЭ в каждом электрохозяйстве определяются исходя из производственной и экономической целесообразности и с учетом рационального использования имеющихся типичных решений пакетов прикладных программ и возможностей технических средств.

4.5.3.6 В состав комплекса технических средств АСУЭ входят:

– средства сбора информации (средства расчетного учета электрической энергии (мощности), средства технического учета электрической энергии (мощности), устройства системы контроля и учета и др.);

– средства передачи информации (аппаратура передачи данных, каналы связи и другие устройства);

– средства обработки и отображения информации, электронно-вычислительная машина, аналоговые и цифровые средства измерений, регистраторы, устройства печати;

– средства управления (функциональная клавиатура);

– исполнительные механизмы с устройствами управления;

– системообразующие сети;

– кабели связи с объектами контроля и управления, а также внутрисистемные кабели связи и волоконно-оптические линии связи;

– разнообразные узлы и блоки, которые обеспечивают функционирование комплекса;

– вспомогательные системы (электропитание, кондиционирование воздуха и др.).

4.5.3.7 Введение АСУЭ в эксплуатацию необходимо оформлять актом приемной комиссии. Если информация АСУЭ используется энергоснабжающей организацией, то в состав приемной комиссии необходимо включать ее представителей. Вводу в промышленную эксплуатацию может предшествовать опытная ее эксплуатация продолжительностью не более 6 мес.

4.5.3.8 Принятие АСУЭ в промышленную эксплуатацию осуществляется после принятия в промышленную эксплуатацию всех составных функций и подсистем, предусмотренных для вводимой очереди АСУЭ.

4.5.3.9 Во время организации эксплуатации АСУЭ обязанности структурных подразделений, обслуживающих комплекс технических средств, поддерживающих программное обеспечение, необходимо определить положением о структурных подразделениях, которое утверждается руководителем потребителя.

4.5.3.10 Эксплуатацию и ремонт оборудования высокочастотных каналов связи и телемеханики по линиям электропередачи напряжением свыше 1000 В (конденсаторы связи, реакторы высокочастотных заградителей, заземляющие ножи, проходные изоляторы, разрядники элементов настройки и фильтров присоединения и т. д.) осуществляет персонал, имеющий право обслуживать установки напряжением свыше 1000 В.

4.5.3.11 Техническое обслуживание датчиков (преобразователей) телеизмерений, включаемых в цепи вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения, необходимо производить персоналом соответствующих подразделений, занимающихся эксплуатацией устройств РЗАТ и ПА и метрологическим обеспечением. Государственная поверка датчиков (преобразователей) осуществляется в соответствии с [11].

4.5.3.12 Подразделениям, обслуживающим АСУЭ, необходимо обеспечивать:

– надежную эксплуатацию технических средств, информационного и программного обеспечения;

– предоставление согласно графику соответствующим подразделениям информации, обработанной ЭВМ;

– эффективное использование вычислительной техники;

– совершенствование и развитие системы управления, включая внедрение новых задач, модернизацию программ, находящихся в эксплуатации, освоение передовой технологии сбора и подготовки исходной информации;

– ведение классификаторов нормативно-справочной информации;

– организацию информационного взаимодействия со смежными иерархическими уровнями АСУЭ;

– разработку инструктивных и методических материалов, необходимых для функционирования АСУЭ;

– анализ работы АСУЭ, ее экономической эффективности, своевременное представление отчетности.

4.5.3.13 По каждой АСУЭ обслуживающему ее персоналу необходимо вести техническую документацию по перечню, утвержденному руководителем потребителя.

4.5.3.14 Для вывода из работы выходных цепей телеуправления на подстанциях и диспетчерских пунктах необходимо применять специальные общие ключи или отключающие устройства. Отключение цепей телеуправления и телесигнализации отдельных присоединений необходимо производить на разъемных зажимах либо на индивидуальных отключающих устройствах по разрешению и заявке. Все операции с общими ключами телеуправления и индивидуальными отключающими устройствами в цепях телеуправления и телесигнализации разрешается выполнять только по указанию или с ведома оперативного персонала верхнего уровня.

4.5.3.15 Ремонтно-профилактические работы на технических средствах АСУЭ необходимо выполнять в соответствии с утвержденными графиками. Порядок их вывода в ремонт, технического обслуживания и ремонта АСУЭ необходимо определять утвержденным положением.

4.5.3.16 Вывод из работы средств оперативной связи необходимо оформлять заявкой.

4.5.3.17 Руководителю потребителя необходимо обеспечить проведение анализа функционирования АСУЭ и разработку мероприятий по развитию и совершенствованию АСУЭ.

4.5.3.18 Обслуживание и ремонт технических средств АСКУЭ потребителя необходимо осуществлять персоналом потребителя, имеющим соответствующую квалификацию, или сторонней организацией (индивидуальным предпринимателем) на договорной основе.

4.6 Технический контроль, обслуживание и ремонт электроустановок

4.6.1 Для обеспечения надежного функционирования электрооборудования у потребителя должна функционировать СТОиР, основанная на принципе планово-предупредительных ремонтов либо на техническом диагностировании оборудования.

4.6.2 Для повышения эффективности функционирования электрооборудования необходимо осуществлять его модернизацию и реконструкцию. Необходимость и объем реконструкции и модернизации обосновывается технико-экономическими расчетами.

4.6.3 Объем технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов необходимо определять необходимостью поддержания работоспособности электроустановок.

4.6.4 В случае, когда у потребителя действует СТОиР, основанная на принципе планово-предупредительных ремонтов, на все виды ремонтов основного оборудования электроустановок необходимо составить лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя, годовые и многолетние планы (графики), утверждаемые техническим руководителем потребителя.

4.6.5 Ремонт электрооборудования и аппаратов, непосредственно связанных с технологическими агрегатами, необходимо выполнять одновременно с ремонтом последних.

4.6.6 Графики ремонтов электроустановок, влияющие на изменение объемов производства, необходимо утвердить руководителем потребителя. Потребителям необходимо разрабатывать также долгосрочные планы технического перевооружения и реконструкции электроустановок. Отклонение от графика ремонтов допускаются только по результатам технического диагностирования электрооборудования.

4.6.7 Периодичность и продолжительность всех видов ремонта (нормативные сроки), а также продолжительность ежегодного простоя в ремонте для отдельных видов электрооборудования устанавливаются в соответствии с эксплуатационными документами изготовителей и ТНПА, регламентирующих требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок.

4.6.8 Увеличение или уменьшение периодичности, увеличение продолжительности ремонта по сравнению с нормативными сроками допускаются в зависимости от состояния электрооборудования и объема сверхтиповых работ по письменному разрешению технического руководителя потребителя при соответствующем техническом обосновании.

4.6.9 До выведения электроустановок в капитальный ремонт на основании дефектной ведомости необходимо определить объемы работ и составить смету, которые уточняются после вскрытия оборудования, а также:

– разработать и утвердить технологические карты, а также проект производства работ;

– составить и утвердить техническую документацию на работы, намеченные к выполнению во время ремонта;

– заготовить в соответствии с объемом работ необходимые материалы, запасные части и оборудование;

– укомплектовать и привести в исправное состояние инструменты, устройства, такелаж, механизмы;

– подготовить рабочие места для ремонта, провести планирование ремонтной площадки с указанием мест размещения деталей;

– укомплектовать ремонтные бригады.

4.6.10 Техническую документацию на капитальный ремонт электроустановок утверждает лицо, ответственное за электрохозяйство потребителя. В случае выполнения ремонта по договору со сторонней организацией (индивидуальным предпринимателем) техническую документацию в соответствии с ГОСТ 2.602 согласовывают с этой организацией.

4.6.11 Во время принятия электроустановок из капитального ремонта проверяются выполнение всех предусмотренных работ, а также внешнее состояние электроустановок, наличие и качество отчетной технической документации, соответствие техническим и санитарно-гигиеническим и другим факторам.

4.6.12 Основное оборудование электроустановок, прошедшее капитальный ремонт, подлежит испытаниям под нагрузкой не менее 24 ч, если не имеется других эксплуатационных документов изготовителя. При обнаружении дефектов, препятствующих нормальной работе оборудования, ремонт считается незаконченным до устранения этих дефектов и повторного проведения испытания.

4.6.13 На все электроустановки должна быть заведена эксплуатационная документация (паспорта, ремонтные журналы и т. п.).

В эксплуатационной документации наряду с техническими данными необходимо отмечать все виды работ (техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт, наладка, диагностика и т. п.), произведенные на оборудовании, и результаты работ (техническое обслуживание, ремонты, профилактические испытания, измерения параметров, аварии, дефекты, отклонения, заключение о дальнейшей эксплуатации и т. п.). Результаты осмотров электрооборудования необходимо заносить в журнал обходов и осмотров электрооборудования.

По усмотрению лица, ответственного за электрохозяйство потребителя, работы, выполненные во время капитального и текущего ремонтов, могут приниматься по акту, к которому необходимо приложить отчетную документацию по ремонту. Акты со всеми приложениями хранятся в эксплуатационной документации оборудования.

4.6.14 Техническое обслуживание и ремонт могут проводиться и по результатам технического диагностирования при функционировании у потребителя такой системы и наличии исполнителей, подготовленных к проведению диагностирования. Переход на систему ремонтного обслуживания ответственного оборудования по техническому состоянию допускается, только в случаях, когда имеется полная уверенность в достоверности результатов диагностирования. Такое решение может принять технический руководитель потребителя на основании разработанного положения.

4.6.15 Техническое диагностирование разрешается также производить сторонним организациям (индивидуальным предпринимателем).

4.6.16 Техническое диагностирование проводится комиссией с обязательным участием представителей структурных подразделений потребителя (сторонних организаций или индивидуального предпринимателя) по программе в рамках ЛПА потребителя.

4.6.17 Задачей диагностирования технического состояния электроустановок является:

– анализ технического состояния электроустановок;
– определение места возможного отказа или неисправности;
– прогнозирование технического состояния электроустановки.

4.6.18 В объем проведения технического диагностирования на основании ТНПА, регламентирующих требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок, необходимо включить:

– внешние и внутренние осмотры;
– замеры параметров оборудования;
– сопоставление с результатами предыдущего диагностирования;
– проверке технической документации;
– опрос специалистов, эксплуатирующих электроустановки;
– соответствие проведенных испытаний и измерений показателям ТНПА, регламентирующих требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок.

4.6.19 Результаты работы комиссии необходимо оформить актом и занести в технические паспорта оборудования с обязательным определением срока следующего диагностирования.

4.6.20 Эксплуатация электроустановок с аварийно опасными дефектами, обнаруженными в процессе контроля и диагностирования, запрещается.

4.6.21 По истечении установленного изготовителем или НПА и ТНПА, регламентирующих требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок, срока службы все электрооборудование необходимо подвергать техническому освидетельствованию комиссией, возглавляемой техническим руководителем потребителя, с целью оценки состояния, установления сроков дальнейшей работы и условий эксплуатации.

4.6.22 Порядок продления срока службы электрооборудования включает следующие этапы:

– издание ЛПА потребителя (приказа или распоряжения) о создании комиссии по техническому освидетельствованию электрооборудования, возглавляемой техническим руководителем потребителя, и устанавливающего форму акта технического освидетельствования электрооборудования (с заключением о возможности продления срока службы, установлением следующего срока технического освидетельствования

с указанием при необходимости корректирующих мероприятий либо прекращении эксплуатации);

– выполнение работ по техническому освидетельствованию;

– оформление акта технического освидетельствования электрооборудования и утверждение его руководителем потребителя;

– внесение в эксплуатационную документацию (паспорта, журналы) результатов технического освидетельствования;

– контроль выполнения корректирующих мероприятий.

4.6.23 Конструктивные изменения электрооборудования и аппаратов, а также изменения электрических схем при выполнении ремонтов осуществляются по утвержденной технической документации руководителем потребителя.

4.6.24 Специальные испытания эксплуатируемого оборудования необходимо проводить по схемам и программам, утвержденным лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя.

4.7 Безопасная эксплуатация, производственная санитария и экология

4.7.1 Руководитель потребителя обеспечивает безопасные условия труда работников в соответствии с актами законодательства Республики Беларусь.

4.7.2 Устройство электроустановок должно соответствовать требованиям ТКП 339 и других ТНПА, являющихся в соответствии с законодательными актами и постановлениями Совета Министров Республики Беларусь обязательными для соблюдения и рекомендуемых [12].

4.7.3 Организация эксплуатации и ремонта электроустановок должна соответствовать требованиям настоящего технического кодекса, государственных стандартов, ТКП 427 и других ТНПА, являющихся в соответствии с законодательными актами и постановлениями Совета Министров Республики Беларусь обязательными для соблюдения.

4.7.4 Средства защиты, инструмент и приспособления, применяемые при обслуживании и ремонте электроустановок, необходимо подвергать осмотру и испытаниям в соответствии с правилами и удовлетворять требованиям соответствующих ТНПА, являющихся в соответствии с законодательными актами и постановлениями Совета Министров Республики Беларусь обязательными для соблюдения.

4.7.5 У потребителя должны быть разработаны и утверждены инструкции по охране труда как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ.

4.7.6 Каждому работнику необходимо знать и выполнять требования по охране труда, относящиеся к обслуживаемому оборудованию и организации труда на рабочем месте.

4.7.7 У потребителя работа по созданию безопасных условий труда должна соответствовать ЛПА о системе управления охраной труда, устанавливающему единую систему организации и безопасного производства работ, функциональные обязанности работников из электротехнического, электротехнологического и другого персонала, их взаимоотношения и ответственность в соответствии с должностью.

4.7.8 Руководитель потребителя организовывает для электротехнического персонала обучение, стажировку, присвоение (подтверждение) группы по электробезопасности, инструктаж по охране труда в соответствии с [5], с учетом требований настоящего технического кодекса, ТКП 427 и [13].

4.7.9 Материалы расследования несчастных случаев, связанных с эксплуатацией электроустановок, а также нарушения требований по охране труда должны быть тщательно проанализированы для выявления причины и виновника их возникновения, принятия мер для предотвращения подобных случаев.

4.7.10 Материалы расследования групповых несчастных случаев и случаев со смертельным и тяжелым исходом должны быть проработаны с персоналом энергослужб всех структурных подразделений потребителя. Должны быть разработаны и выполнены мероприятия для предотвращения аналогичных несчастных случаев.

4.7.11 Весь электротехнический персонал необходимо обучить методам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях на производстве согласно требованиям ТКП 427.

4.7.12 На каждом производственном участке должна быть аптечка первой помощи универсальная с перечнем вложений, установленным [14]. Содержание в аптечке лекарственных средств с истекшим сроком годности запрещается.

4.7.13 Электротехнический персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты в соответствии с [15] и средствами защиты, используемыми в электроустановках, в соответствии с ТКП 290.

4.7.14 Проведение строительно-монтажными организациями работ в действующих электроустановках потребителя необходимо осуществлять с соблюдением требований [16], ТКП 427, других ТНПА.

4.7.15 Выполнение работ на одном и том же оборудовании или сооружении одновременно несколькими организациями необходимо осуществлять в соответствии с требованиями ТКП 427.

4.7.16 При эксплуатации электроустановок необходимо принимать меры для предупреждения или ограничения вредного воздействия

на окружающую среду выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сбросов в водные объекты, снижения звукового давления, вибрации, электрических и магнитных полей и других вредных физических воздействий и сокращения потребления воды из природных источников.

4.7.17 Напряженность электрического и магнитного полей не должна превышать предельно допустимых уровней напряженности электрического и магнитного полей, шумовое воздействие – норм звуковой мощности оборудования, установленных соответствующими санитарными нормами и правилами.

4.7.18 У потребителя, эксплуатирующего маслонаполненное электрооборудование, необходимо внедрить технические решения по предотвращению аварийных выбросов масла в окружающую среду.

4.7.19 Маслоприемные устройства необходимо содержать в состоянии, обеспечивающем прием масла в любое время года.

4.7.20 Эксплуатация электроустановок без устройств, обеспечивающих соблюдение установленных санитарных норм и правил и природоохранных требований, или с неисправными устройствами, не обеспечивающими соблюдение этих требований, не допускается.

4.7.21 При эксплуатации электроустановок в целях охраны окружающей среды от загрязнения необходимо соблюдать требования НПА и ТНПА в области охраны окружающей среды и природопользования.

4.7.22 Электрооборудование и электропомещения необходимо содержать в чистоте и периодически очищать от пыли и грязи. Способы удаления пыли и грязи в действующих электроустановках, применяемые приспособления и инструмент, а также соблюдаемые при этом меры безопасности необходимо указать в ЛПА потребителя с учетом требований санитарных норм и правил и, как правило, со снятием напряжения с электрооборудования. При этом оборудование отключают от всех источников энергии и принимают меры против случайного включения. О завершении очистки необходимо делать запись в оперативном журнале.

4.7.23 Металлоконструкции электрооборудования должны быть защищены от коррозии.

5 Электрооборудование и электроустановки общего назначения

5.1 Генераторы и синхронные компенсаторы

5.1.1 При эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов должны быть обеспечены их бесперебойная работа в допустимых режи-

мах работы, надежное действие систем возбуждения, охлаждения, маслоснабжения, устройств контроля, защиты, автоматики и диагностики.

5.1.2 АРВ должны быть постоянно включены в работу. Отключение АРВ или отдельных их элементов (ограничение минимального возбуждения и др.) допускается только для ремонта или проверки.

5.1.3 Настройка и действие АРВ должны быть увязаны с допустимыми режимами работы генераторов (синхронных компенсаторов), общестанционными и системными устройствами автоматики.

5.1.4 На резервных возбудителях должна быть обеспечена форсировка возбуждения кратностью не менее 1,3 номинального напряжения ротора.

5.1.5 Автоматические регуляторы возбуждения и устройства форсировки рабочего возбуждения должны быть настроены так, чтобы при заданном понижении напряжения в сети были обеспечены:

– предельное установившееся напряжение возбуждения не менее двукратного в рабочем режиме, если это значение не ограничено ТНПА в области технического нормирования и стандартизации для отдельных старых типов машин;

– номинальная скорость нарастания напряжения возбуждения;

– автоматическое ограничение заданной длительности форсировки.

5.1.6 Генераторы должны быть введены в эксплуатацию на основном возбуждении. В условиях эксплуатации переводы с основного возбуждения на резервное и обратно должны выполняться без отключения генераторов от сети.

5.1.7 На всех генераторах и синхронных компенсаторах, не имеющих обмоток отрицательного возбуждения, должна быть установлена и постоянно находиться в работе защита обмотки ротора от перенапряжений (разрядник, гасительное сопротивление и т. п.).

5.1.8 При пуске и во время эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов должен осуществляться контроль электрических параметров статора, ротора и системы возбуждения; температуры обмотки и стали статора, уровня масла в демпферных баках и поплавковых гидрозатворах турбогенераторов, в масляных ваннах подшипников и подпятников гидрогенераторов; вибрации подшипников и контактных колец турбогенераторов, крестовин и подшипников гидрогенераторов.

5.1.9 Генераторы, как правило, должны включаться в сеть способом точной синхронизации.

5.1.10 При использовании точной синхронизации должна быть введена блокировка от несинхронного включения.

5.1.11 Допускается использование при включении в сеть способа самосинхронизации, если это предусмотрено ТУ на поставку или разрешено изготовителем.

5.1.12 При ликвидации аварий в энергосистеме турбогенераторы мощностью до 220 МВт включительно и все гидрогенераторы разрешается включать на параллельную работу способом самосинхронизации. Турбогенераторы большей мощности разрешается включать этим способом при условии, что кратность сверхпереходного тока к номинальному, определенная с учетом индуктивных сопротивлений блочных трансформаторов и сети, не превышает 3,0.

5.1.13 Генераторы в случае сброса нагрузки и отключения, не сопровождающегося повреждением агрегата или неисправной работой системы регулирования турбины, разрешается включать в сеть без осмотра и ревизии.

5.1.14 Скорость повышения напряжения на генераторах и синхронных компенсаторах не ограничивается.

5.1.15 Скорость набора и изменения активной нагрузки для всех генераторов определяется условиями работы турбины или котла.

5.1.16 Скорость изменения реактивной нагрузки генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток, турбогенераторов газотурбинных установок, а также гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток не ограничивается; на турбогенераторах с непосредственным охлаждением обмоток эта скорость в нормальных режимах должна быть не более скорости набора активной нагрузки, а в аварийных условиях – не ограничивается.

5.1.17 Номинальная мощность генераторов при номинальном коэффициенте мощности (для всех турбогенераторов мощностью 30 МВт и более и всех турбогенераторов, газотурбинных и парогазовых установок, также длительная максимальная мощность при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждения) и номинальная мощность синхронных компенсаторов должны сохраняться при одновременных отклонениях напряжения до ±5 % и частоты до ±2,5 % номинальных значений при условии, что при работе с повышенным напряжением и пониженной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 6 %, если в государственных стандартах на отдельные типы машин не оговорены другие условия по отклонению напряжения и частоты.

5.1.18 Наибольший ток ротора, полученный при работе с номинальной мощностью и при отклонениях напряжения в пределах ±5 %, длительно допустим при работе с номинальными параметрами охлаждающих сред.

5.1.19 В случае работы с длительной максимальной мощностью наибольший ток ротора при отклонении напряжения до ±5 % длительно допустим только при соответствующих параметрах охлаждения.

5.1.20 Для всех генераторов и синхронных компенсаторов наибольшее рабочее напряжение должно быть не более 110 % номинального. При напряжении более 105 % допустимая полная мощность генератора и синхронного компенсатора должна быть установлена в соответствии с указаниями эксплуатационных документов изготовителя или по результатам испытаний.

5.1.21 При напряжении на генераторе или синхронном компенсаторе менее 95 % номинального напряжения ток статора должен быть не более 105 % длительно допустимого.

5.1.22 Длительная перегрузка генераторов и синхронных компенсаторов по току сверх значения, допустимого тока при данных температуре и давлении охлаждающей среды, запрещается.

5.1.23 В аварийных условиях генераторы и синхронные компенсаторы разрешается кратковременно перегружать по токам статора и ротора согласно эксплуатационным документам изготовителя, ТУ и государственным стандартам. Если в них соответствующие указания отсутствуют, при авариях в энергосистемах допускаются кратковременные перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора при указанной в таблице 5.1 кратности тока, отнесенной к номинальному значению.

Таблица 5.1 – Допустимая кратность перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора

Продолжительность перегрузки, мин	Косвенное охлаждение обмотки статора
60	1,10
15	1,15
10	–
1	2,00
6	1,20
5	1,25
4	1,30
3	1,40
2	1,50
1	2,00

5.1.24 При появлении однофазного замыкания на землю в обмотке статора или цепи генераторного напряжения блочный генератор (синхронный компенсатор) или блок при отсутствии генераторного выключа-

теля должен автоматически отключаться, а при отказе защиты – немедленно разгружаться и отключаться от сети:

– на блоках генератор-трансформатор (компенсатор-трансформатор) без ответвлений на генераторном напряжении и с ответвлениями к трансформаторам собственных нужд – независимо от значения емкостного тока замыкания;

– при замыкании на землю в обмотке статора блочных генераторов и синхронных компенсаторов, имеющих электрическую связь на генераторном напряжении с сетью собственных нужд или потребителей, – при токах замыкания 5 А и более.

5.1.25 Такие же меры должны быть предусмотрены при замыкании на землю в обмотке статора генераторов и компенсаторов, работающих на сборные шины при естественном токе замыкания на землю 5 А и более.

5.1.26 При появлении замыкания на землю в цепях генераторного напряжения блочных генераторов (компенсаторов), имеющих электрическую связь с сетью собственных нужд или потребителей и включенных на сборные шины генераторов (компенсаторов), в случае если емкостный ток замыкания не превышает 5 А и защиты действуют на сигнал или нечувствительны, работа генераторов (компенсаторов) допускается в течение не более 2 ч (для отыскания места замыкания, перевода нагрузки).

5.1.27 При выявлении замыкания в обмотке статора генератор (компенсатор) должен быть отключен.

5.1.28 Если установлено, что место замыкания на землю находится не в обмотке статора, по усмотрению руководителя электростанции или организации, эксплуатирующей электрическую сеть, допускается работа генератора или синхронного компенсатора с замыканием в сети продолжительностью до 6 ч.

5.1.29 При появлении сигнала или выявлении измерениями глубокого снижения сопротивления изоляции цепи возбуждения турбогенератора с непосредственным охлаждением обмотки ротора он должен быть не более чем за 1 ч, а при замыкании на землю немедленно переведен на резервное возбуждение. Если при этом сопротивление изоляции восстановится, генератор может быть оставлен в работе, если оно останется пониженным, но более предельного наименьшего значения, установленного эксплуатационными документами изготовителя или другими ТНПА в области технического нормирования и стандартизации, турбогенератор при первой возможности, но не позднее чем через 7 сут должен быть выведен в ремонт.

5.1.30 При отсутствии системы резервного возбуждения или невозможности ее использования, а также при дальнейшем снижении со-

противления изоляции (меньше предельного наименьшего значения) при работе на резервном возбуждении турбогенератор должен быть в течение 1 ч разгружен, отключен от сети и выведен в ремонт.

5.1.31 При появлении замыкания на землю (снижении сопротивления изоляции до 2 кОм и менее) в цепи возбуждения турбогенератора с косвенным охлаждением обмотки ротора он должен быть переведен на резервное возбуждение. Если при этом замыкание на землю исчезнет, допускается оставить генератор в работе. При обнаружении замыкания на землю в обмотке ротора турбогенератор должен быть при первой возможности выведен в ремонт. До вывода в ремонт при устойчивом замыкании обмотки ротора на корпус должна быть введена защита от двойного замыкания на землю в обмотке ротора с действием на сигнал или отключение. При появлении сигнала турбогенератор должен быть немедленно разгружен и отключен от сети. Если защита от двойного замыкания не предусмотрена или не может быть введена, то турбогенератор должен быть в течение 1 ч разгружен, отключен от сети и выведен в ремонт.

5.1.32 Работа синхронных компенсаторов с замыканием на землю в цепи возбуждения запрещается.

5.1.33 Допускается длительная работа с разностью токов в фазах, не превышающей 12 % номинального для турбогенераторов и 20 % – для синхронных компенсаторов и дизель-генераторов.

5.1.34 Во всех случаях ни в одной из фаз ток должен быть не более номинального.

5.1.35 Допускается кратковременная работа турбогенераторов в асинхронном режиме без возбуждения при сниженной нагрузке. Для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток допустима нагрузка в указанном режиме до 60 % номинальной, а продолжительность работы при этом – не более 30 мин.

5.1.36 Допустимая нагрузка и продолжительность работы в асинхронном режиме без возбуждения асинхронизированных турбогенераторов и турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток должны быть установлены на основании указаний эксплуатационных документов изготовителя, а при их отсутствии – на основании результатов специальных испытаний или требований ТНПА в области технического нормирования и стандартизации.

5.1.37 Допустимость асинхронных режимов турбогенераторов по их воздействию на сеть должна быть установлена расчетами или испытаниями.

5.1.38 Работа гидрогенераторов и турбогенераторов с наборными зубцами ротора в асинхронном режиме без возбуждения запрещается.

5.1.39 Несинхронная работа отдельного возбужденного генератора любого типа относительно других генераторов электростанции запрещается.

5.1.40 Допустимость и продолжительность работы генератора в режиме электродвигателя ограничиваются условиями работы турбины и определяются изготовителем турбины или ТНПА в области технического нормирования и стандартизации.

5.1.41 Длительная работа генераторов с коэффициентом мощности менее номинального и в режиме синхронного компенсатора с перевозбуждением (в индуктивном квадранте) разрешается при токе возбуждения не более длительно допустимого тока возбуждения при данных параметрах охлаждающих сред.

5.1.42 Допустимая реактивная нагрузка генераторов в режиме синхронного компенсатора и синхронных компенсаторов с недовозбуждением (в емкостном квадранте) должна быть установлена на основании эксплуатационных документов изготовителя или ТНПА, а при их отсутствии – на основании результатов специальных тепловых испытаний.

5.1.43 Разрешается длительная работа генераторов с косвенным охлаждением обмоток при увеличении коэффициента мощности от номинального до единицы с сохранением номинального значения полной мощности.

5.1.44 Допустимые длительные нагрузки генераторов в режиме работы с недовозбуждением, а также при увеличении коэффициента мощности от номинального до единицы для генераторов с непосредственным охлаждением должны быть установлены на основании указаний эксплуатационных документов изготовителя, а при их отсутствии – на основании ТНПА в области технического нормирования и стандартизации с учетом обеспечения устойчивости параллельной работы в сети.

5.1.45 При регулярной работе генератора в режиме недовозбуждения должно быть обеспечено автоматическое ограничение минимального тока возбуждения.

5.1.46 Работа генераторов и синхронных компенсаторов, имеющих сопротивление изоляции цепей возбуждения менее нормированных значений, допускается только с разрешения руководителя электростанции или организации, эксплуатирующей электрические сети.

5.1.47 Измеренное значение сопротивления изоляции подшипников и корпусов уплотнений вала генераторов, синхронных компенсаторов и возбудителей при полностью собранных маслопроводах при монтаже или ремонте мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В должно быть не менее 1 МОм, а для подпятников и подшипников гидрогенераторов – не менее 0,3 МОм, если в инструкциях не оговаривается более жесткая норма.

5.1.48 Исправность изоляции подшипников и уплотнений вала турбогенераторов, подшипников синхронных компенсаторов с воздушным охлаждением и возбудителей, а также подшипников и подпятников гидрогенераторов (если позволяет конструкция последних) должна проверяться не реже одного раза в месяц.

5.1.49 Для предотвращения повреждений генератора, работающего в блоке с трансформатором, при неполнофазных отключениях или включениях выключателя генератор должен быть отключен смежными выключателями секции или системы шин, к которой присоединен блок.

5.1.50 Вибрация контактных колец турбогенераторов должна измеряться не реже одного раза в 3 месяца и быть не более 300 мкм.

5.1.51 После монтажа и капитального ремонта генераторы и синхронные компенсаторы, как правило, могут быть включены в работу без сушки. Необходимость сушки устанавливается нормами и объемами испытания электрооборудования в соответствии с приложением Б.

5.1.52 Капитальные и текущие ремонты генераторов должны быть совмещены с капитальными и текущими ремонтами турбин.

5.1.53 Капитальный ремонт синхронных компенсаторов должен производиться один раз в 4–5 лет.

5.1.54 Первые ремонтные работы с выемкой ротора на турбогенераторах и синхронных компенсаторах, включая усиление крепления лобовых частей, переклиновку пазов статора, проверку крепления шин и кронштейнов, проверку крепления и плотности запрессовки сердечника статора, должны быть произведены не позднее чем через 8000 ч работы после ввода в эксплуатацию. Первые ремонтные работы на гидрогенераторах должны быть произведены не позднее чем через 6000 ч.

5.1.55 Выемка роторов генераторов и синхронных компенсаторов при последующих ремонтах должна осуществляться по мере необходимости или в соответствии с требованиями ТНПА в области технического нормирования и стандартизации.

5.1.56 Профилактические испытания и измерения на генераторах и синхронных компенсаторах должны проводиться в соответствии с нормами и объемами испытания электрооборудования в соответствии с приложением Б.

5.1.57 Плановые отключения генераторов от сети при наличии положительной мощности на выводах машин запрещаются.

5.2 Силовые трансформаторы и реакторы

5.2.1 Установка трансформаторов и реакторов должна осуществляться в соответствии с ТКП 339 и ТНПА, регламентирующими требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок.

5.2.2 Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию трансформаторов и реакторов должны выполняться в соответствии с эксплуатационными документами изготовителей.

5.2.3 При эксплуатации силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих масляных реакторов должна обеспечиваться их надежная работа. Нагрузки, уровень напряжения, температура, характеристики масла и параметры изоляции должны находиться в пределах установленных норм; устройства охлаждения, регулирования напряжения, защиты, маслохозяйство и другие элементы должны содержаться в исправном состоянии.

5.2.4 Трансформаторы (реакторы), оборудованные устройствами газовой защиты, должны устанавливаться так, чтобы крышка (съемная часть бака) имела подъем по направлению к газовому реле не менее 1 %. При этом маслопровод к расширителю должен иметь уклон не менее 2 %.

5.2.5 Уровень масла в расширителе трансформатора (реактора) должен находиться на отметке, соответствующей температуре масла трансформатора (реактора) в данный момент.

5.2.6 Оперативно-ремонтному персоналу необходимо вести наблюдение за температурой верхних слоев масла по термосигнализаторам и термометрам, которыми оснащаются трансформаторы с расширителем, а также за показаниями мановакуумметров у герметичных трансформаторов, для которых при повышении давления в баке выше 50 кПа (0,5 кгс/см^2) оперативно-ремонтному персоналу необходимо незамедлительно принять меры по снижению нагрузки.

На объектах, не имеющих постоянного дежурного персонала, должна быть предусмотрена разгрузка трансформаторов путем автоматического отключения неответственных потребителей с передачей сигнала постоянному оперативному персоналу (при его наличии).

5.2.7 Воздушная полость предохранительной трубы трансформатора (реактора) должна быть соединена с воздушной полостью расширителя.

5.2.8 Уровень мембраны предохранительной трубы должен быть выше уровня расширителя.

5.2.9 Мембрана выхлопной трубы при ее повреждении может быть заменена только на идентичную заводской.

5.2.10 Гравийная засыпка маслоприемников трансформаторов (реакторов) должна содержаться в чистом состоянии и по мере необходимости промываться.

5.2.11 При загрязнении гравийной засыпки (пылью, песком и т. д.) или замасливании гравия его промывка должна проводиться, как правило, весной и осенью.

5.2.12 При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной более 3 мм, появлении растительности или невозможности его промывки должна осуществляться замена гравия.

5.2.13 На баках трехфазных трансформаторов наружной установки должны быть отчетливо указаны подстанционные номера. На группах однофазных трансформаторов и реакторов подстанционный номер указывается на средней фазе. На баки группы однофазных трансформаторов и реакторов наносится расцветка фаз.

5.2.14 Трансформаторы и реакторы наружной установки окрашиваются в светлые тона краской, устойчивой к атмосферным воздействиям и воздействию трансформаторного масла.

5.2.15 На дверях трансформаторных пунктов и камер, с наружной и внутренней стороны, должны быть отчетливо указаны подстанционные номера трансформаторов, а также с наружной стороны должны быть отчетливо нанесены предупреждающие знаки. Двери должны быть постоянно закрыты на замок.

5.2.16 Осмотр и техническое обслуживание высоко расположенных элементов трансформаторов и реакторов (более 3 м) должны выполняться со стационарных лестниц с перилами и площадками наверху с соблюдением правил безопасности.

5.2.17 Включение в сеть трансформатора (реактора) должно осуществляться толчком на полное напряжение. Трансформаторы, работающие в блоке с генератором, могут включаться в работу вместе с генератором подъемом напряжения с нуля.

5.2.18 Для каждой электроустановки в зависимости от графика нагрузки с учетом надежности питания потребителей и минимума потерь должно определяться число одновременно работающих трансформаторов.

5.2.19 В распределительных электрических сетях напряжением до 20 кВ включительно измерения нагрузок и напряжений трансформаторов производят в первый год эксплуатации не менее двух раз – в период максимальных и минимальных нагрузок, в дальнейшем – по необходимости.

5.2.20 Резервные трансформаторы должны содержаться в состоянии постоянной готовности к включению в работу. Их осмотры должны выполняться вместе с осмотрами основного оборудования.

5.2.21 Нейтрали обмоток напряжением 110 кВ и свыше трансформаторов и реакторов должны работать, как правило, в режиме глухого заземления. Другой режим работы нейтралей трансформаторов напряжением 110 кВ и способы их защиты устанавливает энергоснабжающая организация.

5.2.22 При автоматическом отключении трансформатора (реактора) действием защит от внутренних повреждений трансформатор (реактор) можно включать в работу только после осмотра, испытаний, анализа газа, масла и устранения выявленных дефектов (повреждений).

5.2.23 В случае отключения трансформатора (реактора) от защит, действие которых не связано с его внутренним повреждением, он может быть включен вновь без проверок.

5.2.24 При срабатывании газового реле на сигнал должен быть произведен наружный осмотр трансформатора (реактора) и отбор газа из реле для анализа и проверки на горючесть.

5.2.25 Для обеспечения безопасности персонала при отборе газа из газового реле и выявления причины его срабатывания трансформатор (реактор) должен быть разгружен и отключен в кратчайший срок.

5.2.26 Если газ в реле негорючий и признаки повреждения трансформатора отсутствуют, а его отключение вызвало недоотпуск электроэнергии, он может быть включен в работу до выяснения причины срабатывания газового реле на сигнал. Продолжительность работы трансформатора в этом случае устанавливает лицо, ответственное за электрохозяйство потребителя. По результатам анализа газа из газового реле, анализа масла и других измерений и испытаний необходимо установить причину срабатывания газового реле на сигнал, определить техническое состояние трансформатора (реактора) и возможность его нормальной эксплуатации.

5.2.27 Масло в расширителе трансформаторов (реакторов), а также в баке или расширителе устройства РПН, должно быть защищено от соприкосновения с воздухом. У трансформаторов и реакторов, оборудованных специальными устройствами, предотвращающими увлажнения масла, эти устройства должны быть постоянно включены, независимо от режима работы трансформатора (реактора). Указанные устройства должны эксплуатироваться в соответствии с эксплуатационными документами изготовителей.

5.2.28 Трансформаторы мощностью 1000 кВ·А и более должны эксплуатироваться с системой непрерывной регенерации масла в термосифонных и адсорбционных фильтрах, если это предусмотрено эксплуатационными документами изготовителя.

5.2.29 Масло маслонаполненных вводов негерметичного исполнения должно быть защищено от окисления и увлажнения.

5.2.30 При необходимости отключения разъединителем (отделителем) тока холостого хода ненагруженного трансформатора, оборудованного устройством РПН, после снятия нагрузки перед отключением переключатель должен быть установлен в положение, соответствующее номинальному напряжению.

5.2.31 Допускается параллельная работа трансформаторов (автотрансформаторов) при условии, что ни одна из обмоток не будет нагружена током, превышающим допустимый ток для данной обмотки.

5.2.32 Параллельная работа трансформаторов разрешается при следующих условиях:

– группы соединений обмоток одинаковы;
– соотношение мощностей трансформаторов не более 1:3;
– коэффициенты трансформации отличаются не более чем на ±0,5;
– напряжения короткого замыкания отличаются не более чем на ±10;
– фазировка трансформаторов произведена.

5.2.33 Для выравнивания нагрузки между параллельно работающими трансформаторами с различными напряжениями короткого замыкания допускается в небольших пределах отклонение коэффициента трансформации путем переключения ответвлений при условии, что ни один из трансформаторов не будет перегружен.

5.2.34 Для масляных трансформаторов и трансформаторов с жидким негорючим диэлектриком допускается продолжительная нагрузка любой обмотки током, превышающим на 5 % номинальный ток ответвления, если напряжение не превышает номинальное напряжение соответствующего ответвления. В автотрансформаторе ток в общей обмотке должен быть не более наибольшего длительно допустимого тока этой обмотки.

5.2.35 Продолжительные допустимые нагрузки сухих трансформаторов устанавливаются в государственных стандартах и ТУ на конкретные группы и типы трансформаторов.

5.2.36 Для масляных и сухих трансформаторов, а также трансформаторов с жидким негорючим диэлектриком допускаются систематические перегрузки, значение и длительность которых регламентируются эксплуатационными документами изготовителей.

5.2.37 В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды. Для масляных и сухих трансформаторов эти данные приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Зависимость допустимой длительности перегрузки трансформаторов от кратности перегрузки

Масляные трансформаторы					
Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10
Сухие трансформаторы					
Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

5.2.38 Допускается продолжительная работа трансформаторов (при нагрузке не более номинальной мощности) при повышении напряжения на любом ответвлении любой обмотки на 10 % сверх номинального напряжения данного ответвления. При этом напряжение на любой из обмоток должно быть не выше наибольшего рабочего напряжения.

5.2.39 При номинальной нагрузке трансформатора температура верхних слоев масла должна быть не более (если в эксплуатационных документах изготовителя не оговорены другие температуры): у трансформаторов с системой масляного охлаждения с дутьем и принудительной циркуляцией масла (ДЦ) – 75 °С, с системами масляного охлаждения (М) и масляного охлаждения с дутьем (Д) – 95 °С; у трансформаторов с системой масляного охлаждения с принудительной циркуляцией масла через водоохладитель (Ц) температура масла на входе в маслоохладитель должна быть не более 70 °С.

5.2.40 На трансформаторах и реакторах с системами масляного охлаждения ДЦ, направленной циркуляцией масла в обмотках (НДЦ), Ц, направленной циркуляцией масла в обмотках и принудительной – через водоохладитель (НЦ) устройства охлаждения должны автоматически включаться (отключаться) одновременно с включением (отключением) трансформатора (реактора).

5.2.41 На номинальную нагрузку включение трансформаторов допускается:

– с системами охлаждения М и Д – при любой отрицательной температуре воздуха;

– с системами охлаждения ДЦ и Ц – при температуре окружающего воздуха не менее минус 25 °С. При более низких температурах трансформатор должен быть предварительно прогрет включением на нагрузку до 0,5 номинальной без запуска системы циркуляции масла. Система циркуляции масла должна быть включена в работу только после увеличения температуры верхних слоев масла до минус 25 °С.

5.2.42 В аварийных условиях допускается включение трансформаторов на полную нагрузку независимо от температуры окружающего воздуха (трансформаторов с системами охлаждения НДЦ, НЦ – в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя).

5.2.43 Принудительная циркуляция масла в системах охлаждения должна быть непрерывной независимо от нагрузки трансформатора.

5.2.44 Количество включаемых и отключаемых охладителей основной и резервной систем охлаждения ДЦ (НДЦ), Ц (НЦ), условия работы трансформаторов с отключенным дутьем системы охлаждения Д определяются эксплуатационными документами изготовителя.

5.2.45 Эксплуатация трансформаторов и реакторов с принудительной циркуляцией масла допускается лишь при включенной в работу системе сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды и работы вентиляторов обдува охладителей.

5.2.46 При включении масловодяной системы охлаждения Ц и НЦ в первую очередь должен быть пущен маслонасос. Затем при температуре верхних слоев масла более 15 °С включается водяной насос. Отключение водяного насоса производится при снижении температуры верхних слоев масла до 10 °С, если другое не предусмотрено эксплуатационными документами изготовителя.

5.2.47 Давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей воды не менее чем на 10 кПа (0,1 кгс/см^2) при минимальном уровне масла в расширителе трансформатора.

5.2.48 Должны быть предусмотрены меры для предотвращения замораживания маслоохладителей, насосов, водяных магистралей.

5.2.49 Для трансформаторов с системой охлаждения Д при аварийном отключении всех вентиляторов длительность работы трансформаторов определяется эксплуатационными документами изготовителя.

5.2.50 Для трансформаторов с системами охлаждения ДЦ и Ц допускается:

а) при прекращении искусственного охлаждения работа с номинальной нагрузкой в течение 10 мин или режим холостого хода в течение 30 мин, если по истечении указанного времени температура верхних слоев масла не достигла 80 °С; для трансформаторов мощностью более 250 МВ·А допускается работа с номинальной нагрузкой до достижения указанной температуры, но не более 1 ч;

б) при полном или частичном отключении вентиляторов или прекращении циркуляции воды с сохранением циркуляции масла продолжительная работа со сниженной нагрузкой при температуре верхних слоев масла не более 45 °С.

Требования настоящего пункта действительны, если в эксплуатационных документах изготовителей не оговорены другие.

5.2.51 Трансформаторы с направленной циркуляцией масла в обмотках (система охлаждения НЦ) эксплуатируются в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

5.2.52 На трансформаторах с системой охлаждения Д электродвигатели вентиляторов должны автоматически включаться при температуре масла 55 °С или токе, равном номинальному, независимо от температуры масла. Отключение электродвигателей вентиляторов производится при снижении температуры верхних слоев масла до 50 °С, если при этом ток нагрузки менее номинального.

5.2.53 Устройства регулирования напряжения под нагрузкой должны быть в работе, как правило, в автоматическом режиме. Их работа должна контролироваться по показаниям счетчиков числа операций.

5.2.54 По решению лица, ответственного за электрохозяйство потребителя, допускается дистанционное переключение РПН с пульта управления, если колебания напряжения в сети находятся в пределах норм. Переключения под напряжением вручную (с помощью рукоятки) не разрешаются.

5.2.55 Персонал потребителя, обслуживающий трансформаторы, поддерживает соответствие между напряжением сети и напряжением, устанавливаемым на регулировочном ответвлении.

5.2.56 Переключающие устройства РПН трансформаторов разрешается включать в работу при температуре верхних слоев масла более минус 20 °С (для наружных резисторных устройств РПН) и более минус 45 °С – для устройств РПН с токоограничивающими реакторами, а также для переключающих устройств с контактором, расположенным на опорном изоляторе вне бака трансформатора и оборудованным устройством искусственного подогрева. Эксплуатация устройств РПН должна быть организована в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

5.2.57 На трансформаторах, оснащенных ПБВ, правильность выбора коэффициента трансформации должна проверяться не менее двух раз в год – перед наступлением зимнего максимума и летнего минимума нагрузки.

5.2.58 Осмотр трансформаторов (реакторов) без их отключения должен производиться в следующие сроки:

– главных понижающих трансформаторов подстанций с постоянным дежурством персонала – один раз в сутки;

– остальных трансформаторов электроустановок с постоянным дежурством персонала – один раз в неделю и без постоянного дежурства персонала – один раз в месяц;

– на трансформаторных подстанциях – не реже одного раза в 6 месяцев.

5.2.59 В зависимости от местных условий и состояния трансформаторов (реакторов) указанные сроки могут быть изменены письменным распоряжением лица, ответственного за электрохозяйство потребителя.

5.2.60 Внеочередные осмотры трансформаторов (реакторов) производятся:

– при появлении сигнала неисправности трансформатора;

– после неблагоприятных погодных воздействий (гроза, резкое изменение температуры, сильный ветер и др.);

– при работе газовой защиты на сигнал, а также при отключении трансформатора (реактора) газовой или (и) дифференциальной защитой.

5.2.61 Текущие ремонты трансформаторов (реакторов) производятся по мере необходимости. Периодичность текущих ремонтов устанавливает руководитель потребителя.

5.2.62 Капитальные ремонты (планово-предупредительные – по типовой номенклатуре работ) должны проводиться:

– трансформаторов 110 кВ и свыше мощностью 125 МВ·А и более, а также реакторов и основных трансформаторов собственных нужд электростанций – не позднее чем через 12 лет после ввода в эксплуатацию с учетом результатов диагностического контроля, в дальнейшем – по мере необходимости;

– остальных трансформаторов – в зависимости от их состояния и результатов диагностического контроля.

5.2.63 Внеочередные ремонты трансформаторов (реакторов) должны выполняться, если дефект в каком-либо их элементе может привести к отказу. Решение о выводе трансформатора (реактора) в ремонт принимают руководитель потребителя или лицо, ответственное за электрохозяйство потребителя.

5.2.64 Потребителю, имеющему в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении маслонаполненное оборудование, необходимо хранить неснижаемый запас изоляционного масла не менее 110 % объема наиболее вместимого аппарата.

5.2.65 Испытание трансформаторов и реакторов и их элементов, находящихся в эксплуатации, должно производиться в соответствии с нормами испытания электрооборудования в соответствии с приложением Б и эксплуатационными документами изготовителя. Результаты испытаний оформляются актами или протоколами и хранятся вместе с документами на данное оборудование.

5.2.66 Периодичность отбора проб масла трансформаторов и реакторов напряжением 110 и 330 кВ для хроматографического анализа газов, растворенных в масле, устанавливается в соответствии с приложением Б (таблица Б.34.2).

5.2.67 Трансформатор (реактор) должен быть аварийно выведен из работы при:

– сильном неравномерном шуме и потрескивании внутри трансформатора;

– ненормальном и постоянно возрастающем нагреве трансформатора при нагрузке менее номинальной и нормальной работе устройств охлаждения;

– выбросе масла из расширителя или разрыве диафрагмы выхлопной трубы;

– течи масла с понижением его уровня менее уровня масломерного стекла.

5.2.68 Трансформаторы выводятся из работы также при необходимости немедленной замены масла по результатам лабораторных анализов в соответствии с приложением Б.

5.3 Распределительные устройства и подстанции

5.3.1 Настоящий раздел распространяется на РУ, щиты, сборки и т. д. и подстанции потребителей напряжением от 0,22 до 330 кВ.

5.3.2 РУ, щиты, сборки и т. д. и подстанции потребителей напряжением от 0,22 до 330 кВ должны соответствовать требованиям ТКП 339, [17] или рекомендуемых [12].

5.3.3 Помещение РУ потребителя, примыкающее к помещениям, принадлежащим другим организациям, и имеющее оборудование, находящееся под напряжением, должно быть изолировано от них. Оно должно иметь отдельный запирающийся выход.

5.3.4 В помещениях РУ двери, окна должны быть всегда закрыты, а проемы в перегородках между аппаратами, содержащими масло, заделаны. Все отверстия в местах прохождения кабеля уплотняются. Для предотвращения попадания животных и птиц все отверстия и проемы в наружных стенах помещений заделываются или закрываются сетками или решетками с размером ячейки не более (1 х 1) см.

5.3.5 Токоведущие части пускорегулирующих аппаратов и аппаратов защиты должны быть ограждены от случайных прикосновений. В специальных помещениях (электромашинных, щитовых, станциях управления и т. п.) допускается открытая установка аппаратов без защитных кожухов.

5.3.6 Все РУ, щиты, сборки и т. д., установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие устройства, препятствующие доступу в них неэлектротехнического персонала и посторонних лиц.

5.3.7 Класс изоляции электрооборудования должен соответствовать номинальному напряжению сети, а устройства защиты от перенапряжений – уровню изоляции электрооборудования.

5.3.8 При расположении электрооборудования в местности с загрязненной атмосферой должны быть осуществлены меры, обеспечивающие надежность изоляции в:

– ОРУ – усиление, обмывка, очистка, покрытие гидрофобными пастами;

– ЗРУ – защита от проникновения пыли и вредных газов;

– КРУН – герметизация шкафов и обработка изоляции гидрофобными пастами.

5.3.9 Нагрев наведенным током конструкций, находящихся вблизи токоведущих частей, по которым протекает ток, и доступных для прикосновения персонала, должен быть не более 50 °С.

5.3.10 Температура воздуха внутри помещений ЗРУ в летнее время должна быть не более 40 °С. В случае ее повышения должны быть приняты меры к снижению температуры оборудования или охлаждению воздуха.

5.3.11 За температурой разъемных соединений шин в РУ должен быть организован контроль по утвержденному графику.

5.3.12 Расстояния от токоведущих частей ОРУ до деревьев, высокого кустарника должны быть такими, чтобы была исключена возможность перекрытия.

5.3.13 Помещения РУ должны быть изолированы от улицы и других помещений. Стены, пол и потолок ЗРУ, КРУ и КРУН должны иметь покрытие, не допускающее образование пыли. Уборка помещений должна производиться мокрым или вакуумным способом.

5.3.14 Кабельные каналы и наземные кабельные лотки ОРУ и ЗРУ должны быть закрыты несгораемыми плитами, а места выхода кабелей из кабельных каналов, лотков, с этажей и переходы между кабельными отсеками должны быть уплотнены огнеупорным материалом.

5.3.15 Туннели, подвалы, каналы должны содержаться в чистоте, а дренажные устройства обеспечивать беспрепятственный отвод воды.

5.3.16 Маслоприемники, гравийная подсыпка, дренажи и маслоотводы должны поддерживаться в исправном состоянии.

5.3.17 Уровень масла в масляных выключателях, измерительных трансформаторах и вводах должен оставаться в пределах шкалы маслоуказателя при максимальной и минимальной температурах окружающего воздуха.

5.3.18 Масло негерметичных вводов, трансформаторов тока и напряжения должно быть защищено от увлажнения и окисления.

5.3.19 Дороги для подъезда автомашин к РУ и подстанциям должны находиться в исправном состоянии.

5.3.20 Места, в которых допускается переезд автотранспорта через кабельные каналы, должны отмечаться знаком.

5.3.21 Персоналу, обслуживающему РУ, требуется располагать документацией по допустимым режимам работы в нормальных и аварийных условиях.

5.3.22 Оперативно-ремонтному персонала требуется иметь запас калиброванных плавких вставок. Применение плавких некалиброванных вставок не допускается. Плавкие вставки должны соответствовать типу предохранителей.

5.3.23 Исправность резервных элементов РУ (трансформаторов, выключателей, шин и др.) должна регулярно проверяться включением под напряжение в сроки, установленные ЛПА потребителя.

5.3.24 Очистка РУ, щитов, сборок и т. д. должна производиться в сроки, определяемые согласно графикам ППР либо по результатам технического диагностирования. Периодичность очистки устанавливается в зависимости от местных условий, но не реже одного раза в год.

5.3.25 Блокировочные устройства распределительных устройств, кроме механических, должны быть постоянно опломбированы. Персоналу, выполняющему переключения, самовольно деблокировать эти устройства не разрешается.

5.3.26 Для наложения заземлений в РУ напряжением свыше 1000 В должны, как правило, применяться стационарные заземляющие ножи.

5.3.27 Рукоятки приводов заземляющих ножей должны быть окрашены в красный цвет, а заземляющие ножи, как правило, – в черный. Операции с ручными приводами аппаратов должны производиться с соблюдением правил безопасности.

5.3.28 При отсутствии стационарных заземляющих ножей должны быть подготовлены и обозначены места присоединения переносных заземлений к токоведущим частям и заземляющему устройству.

5.3.29 На дверях и внутренних стенках камер ЗРУ, оборудовании ОРУ, лицевых и внутренних частях КРУ наружной и внутренней установки, сборках, а также на лицевой и оборотной сторонах панелей, щитов должны быть выполнены надписи, указывающие назначение присоединений, их наименования и номера согласно схемам, включая их диспетчерское наименование.

Надписи, наносимые при эксплуатации на РУ, щиты, сборки и т. д., должны быть контрастными цвету поверхности, на которую они наносятся, четко различимыми, исключающими разночтение и выполняться водостойкой краской или эмалью по трафарету, самоклеящимися пленками или в виде табличек, при этом применяемые материалы должны

быть стойкими к воздействию окружающей среды. Надписи должны выполняться печатными буквами без засечек, в том числе выполняемые на табличках и в таблицах РУ, щитов, сборок и т. д. Надписи, выполняемые на схемах, должны выполняться с соблюдением ГОСТ 2.304. Для РУ, щитов, сборок и т. д., установленных в помещениях без агрессивной среды, допускается применение надписей, выполненных при помощи печатающих устройств на бумаге (в том числе с ламинацией).

5.3.30 На дверях РУ и ТП, а также на лицевой стороне панелей, щитов должны быть отчетливо нанесены предупреждающие знаки или плакаты в соответствии с ТКП 290, а также диспетчерский номер ТП, диспетчерское наименование РУ, в случае нахождения электроустановок вне территории потребителя – принадлежность ТП и телефон организации – владельца ТП.

Двери электропомещений должны постоянно запираться на замок. На дверях электрощитовых помещений должна быть надпись «Электрощитовая».

5.3.31 На щитках с предохранителями и (или) у предохранителей присоединений должны быть надписи, указывающие номинальный ток плавкой вставки. На всех ключах, кнопках и рукоятках управления должны быть надписи, указывающие операцию, для которой они предназначены («Включать», «Отключать», «Убавить», «Прибавить» и др.).

5.3.32 На сигнальных лампах и сигнальных аппаратах должны быть надписи, указывающие характер сигнала («Включено», «Отключено», «Перегрев» и др.).

5.3.33 Выключатели и их приводы должны иметь указатели отключенного и включенного положений.

5.3.34 На выключателях со встроенным приводом или с приводом, расположенным в непосредственной близости от выключателя и не отделенным от него сплошным непрозрачным ограждением (стенкой), допускается установка одного указателя – на выключателе или на приводе. На выключателях, наружные контакты которых ясно указывают включенное положение, наличие указателя на выключателе и встроенном или не отгороженном стенкой приводе необязательно.

5.3.35 Приводы разъединителей, заземляющих ножей, отделителей, короткозамыкателей и другого оборудования, отделенного от аппаратов стенкой, должны иметь указатели отключенного и включенного положений.

5.3.36 Все приводы разъединителей, отделителей, короткозамыкателей, заземляющих ножей, не имеющих ограждений, должны иметь приспособления для их запирания как во включенном, так и в отключенном положении.

5.3.37 РУ, оборудованные выключателями с пружинными приводами, должны быть укомплектованы приспособлениями для завода пружинного механизма.

5.3.38 В помещении РУ должны находиться испытанные, готовые к использованию электрозащитные средства согласно ТКП 290.

5.3.39 Для РУ, обслуживаемых ОВБ, средства защиты могут находиться у ОВБ.

5.3.40 Шкафы с аппаратурой устройств релейной защиты и автоматики, связи и телемеханики, шкафы управления и распределительные шкафы воздушных выключателей, а также шкафы приводов масляных выключателей, отделителей, короткозамыкателей и двигательных приводов разъединителей, установленных в РУ, в которых температура воздуха может быть менее допустимого значения температуры воздуха, должны иметь исправные устройства электроподогрева.

5.3.41 Включение и отключение электроподогревателей должно, как правило, осуществляться автоматически. Система автоматического включения и отключения электроподогревателей должна также предусматривать постоянный контроль за их исправностью с передачей информации на местный щит управления и (или) диспетчерский пульт.

5.3.42 Масляные выключатели должны быть оборудованы устройствами электроподогрева днищ баков и корпусов, включаемых при понижении менее допустимой температуры окружающего воздуха. Значения температур, при которых должны осуществляться ввод в действие и вывод из работы электроподогревателей, устанавливаются ЛПА потребителя с учетом эксплуатационных документов изготовителей электрооборудования.

5.3.43 Шарнирные соединения, подшипники и трущиеся поверхности механизмов выключателей, разъединителей, отделителей, короткозамыкателей и их приводов должны смазываться низкозамерзающими смазками, а масляные демпферы выключателей и других аппаратов – заполняться маслом, температура замерзания которого должна быть не менее чем на 20 °С ниже минимальной зимней температуры наружного воздуха.

5.3.44 Влажность элегаза в элегазовых выключателях должна контролироваться первый раз не позднее чем через неделю после заполнения оборудования элегазом, а затем два раза в год (зимой и летом).

5.3.45 Контроль концентрации элегаза в помещениях КРУЭ и ЗРУ должен производиться с помощью специальных течеискателей на высоте 10–15 см от уровня пола.

5.3.46 Концентрация элегаза в помещении должна быть в пределах норм, указанных в эксплуатационных документах изготовителей аппаратов.

5.3.47 Контроль должен производиться по графику, утвержденному руководителем потребителя.

5.3.48 Утечка элегаза не должна превышать 3 % от общей массы в год. Необходимо принять меры по наполнению резервуаров элегазом при отклонении его давления от номинального.

5.3.49 Проводить операции с выключателями при пониженном давлении элегаза не допускается.

5.3.50 КДВ должны испытываться в объемах и в сроки, установленные эксплуатационными документами изготовителей выключателей.

5.3.51 При испытаниях КДВ повышенным напряжением с амплитудным значением свыше 20 кВ необходимо использовать экран для защиты от возникающих рентгеновских излучений.

5.3.52 Проверка гасительных камер выключателей нагрузки, установление степени износа газогенерирующих дугогасящих вкладышей и обгорания неподвижных дугогасящих контактов производится периодически в сроки, установленные лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя, в зависимости от частоты оперирования выключателями нагрузки.

5.3.53 Слив влаги из баков масляных выключателей необходимо осуществлять два раза в год: весной – с наступлением положительных температур и осенью – перед наступлением отрицательных температур.

5.3.54 Профилактические проверки, измерения и испытания оборудования РУ, щитов, сборок и т. д. должны проводиться в объемах согласно нормам испытания электрооборудования в соответствии с приложением Б.

5.3.55 Осмотр РУ без отключения электрооборудования должен проводиться:

– на объектах с постоянным дежурством персонала – не реже одного раза в сутки; в темное время суток для выявления разрядов, коронирования – не реже одного раза в месяц;

– на объектах без постоянного дежурства персонала – не реже одного раза в месяц, а в трансформаторных и распределительных пунктах – не реже одного раза в 6 месяцев. Внеплановый осмотр РУ проводится после отключения коротких замыканий или появления сигнала неисправности.

5.3.56 При неблагоприятной погоде (сильный туман, мокрый снег, гололед и т. п.) или сильном загрязнении на ОРУ должны быть организованы дополнительные осмотры.

5.3.57 Обо всех выявленных неисправностях должны быть произведены записи в журнал учета дефектов и неполадок электрооборудования, оперативном журнале или другой эксплуатационной документации учета неисправностей на оборудовании в соответствии с утвержденным

регламентом на предприятии, и, кроме того, информация о них должна быть сообщена лицу, ответственному за электрохозяйство потребителя.

5.3.58 Выявленные неисправности должны устраняться в кратчайшие сроки.

5.3.59 При осмотре РУ особое внимание должно быть обращено на следующее:

– состояние помещения, исправность дверей и окон, отсутствие течи в кровле и междуэтажных перекрытиях; не должно быть повреждений пола, отмостки, парапетов, водосточной системы, утраты связи отдельных кирпичей с кладкой стен; проемы, люки, каналы в полу должны быть закрыты;

– наличие и исправность замков, ограждающих конструкций, в РУ и электрощитовых помещениях не должно быть посторонних предметов, коррозии металлоконструкций;

– фасадные двери всех шкафов КРУ должны быть нормально закрыты, съемные крышки должны быть надежно закреплены, стекла смотровых окон вставлены;

– состояние электрических контактов, при наличии признаков неудовлетворительных контактов должны проводиться в кратчайшие сроки ревизия и ремонт контактных соединений РУ, щитов, сборок и т. д.;

– контроль изоляции основной сети, собственных нужд, оперативного тока;

– исправность отопления и вентиляции, освещения и сети заземления;

– наличие испытанных защитных средств;

– укомплектованность медицинской аптечкой;

– уровень и температуру масла, отсутствие течи в аппаратах;

– состояние рубильников щитов НН;

– целостность пломб у средств расчетного учета электрической энергии (мощности);

– состояние изоляции (запыленность, наличие трещин, разрядов и т. п.);

– отсутствие повреждений и следов коррозии, вибрации и треска у элегазового оборудования;

– положение переключающих устройств РЗАТ и ПА;

– работу системы сигнализации;

– давление воздуха в баках воздушных выключателей;

– давление сжатого воздуха в резервуарах пневматических приводов выключателей;

– отсутствие утечек воздуха;

– исправность и правильность показаний указателей положения выключателей;

– наличие вентиляции полюсов воздушных выключателей;

– отсутствие течи масла из конденсаторов емкостных делителей напряжения воздушных выключателей;

– действие устройств электроподогрева в холодное время года;

– плотность закрытия шкафов управления;

– возможность доступа к приводам коммутационных аппаратов и др.

5.3.60 Последовательность осмотра, маршрут движения оперативного персонала, периодичность осмотра, основные моменты, на которые нужно обращать внимание при осмотрах, должны быть изложены в маршрутной схеме осмотра оборудования и включены в должностные (рабочие) инструкции в качестве приложения.

5.3.61 Осмотр оборудования, в том числе и в ночное время, должен производить персонал, ответственный за его техническое состояние и безопасную эксплуатацию. Периодичность осмотра устанавливает руководитель потребителя с соблюдением требований 5.3.54.

5.3.62 Капитальный ремонт оборудования РУ должен производиться в сроки:

– масляных выключателей – один раз в 6–8 лет при контроле характеристик выключателя с приводом в межремонтный период;

– выключателей нагрузки, разъединителей и заземляющих ножей – один раз в 4–8 лет (в зависимости от конструктивных особенностей);

– отделителей и короткозамыкателей с открытым ножом и их приводов – один раз в 2–3 года;

– КРУЭ – один раз в 10–12 лет;

– элегазовых и вакуумных выключателей – один раз в 10 лет;

– токопроводов – один разв 8 лет;

– всех аппаратов и компрессоров – после исчерпания ресурса независимо от продолжительности эксплуатации.

5.3.63 Первый капитальный ремонт установленного оборудования должен быть проведен в сроки, указанные в эксплуатационных документах изготовителя.

5.3.64 Разъединители внутренней установки следует ремонтировать по мере необходимости.

5.3.65 Ремонт оборудования РУ осуществляется также по мере необходимости с учетом результатов профилактических осмотров и испытаний в соответствии с приложением Б.

5.3.66 Периодичность ремонтов может быть изменена, исходя из опыта эксплуатации, решением руководителя потребителя.

5.3.67 Внеочередные ремонты выполняются в случае отказов оборудования, а также после исчерпания коммутационного или механического ресурса.

5.3.68 На каждой ТП 10/0,38 кВ, находящейся за территорией потребителя, должно быть нанесено ее наименование, адрес и телефон владельца.

Внешние двери закрытых ТП должны закрываться на внутренние замки. Допускается дополнительно применять навесные замки. При использовании навесных замков рекомендуется применять меры против спиливания замков и проушин (применение замков специальных конструкций, обустройство защитного кольца). К стальным основаниям проушины для навесных замков должны крепиться при помощи сварки.

5.4 Воздушные линии электропередачи и токопроводы

5.4.1 Настоящий раздел распространяется на ВЛ напряжением 0,22–330 кВ и воздушные токопроводы напряжением до 35 кВ включительно переменного и постоянного тока, обслуживаемые потребителями.

5.4.2 Требования 5.4 не распространяются на линии контактной сети, токопроводы для электролизных установок и другие воздушные специальные линии и сооружения, устройство и эксплуатация которых определяются специальными правилами и нормами.

5.4.3 Все вновь сооружаемые и реконструируемые ВЛ и токопроводы должны быть выполнены в соответствии с ТКП 339, [17] и другими ТНПА, регламентирующими требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок.

5.4.4 При эксплуатации ВЛ должны соблюдаться требования [17].

5.4.5 Потребителю, которому принадлежит ВЛ, необходимо принимать меры к приостановлению работ в охранной зоне ВЛ, выполняемых с нарушением [17].

5.4.6 При эксплуатации ВЛ и токопроводов должны проводиться техническое обслуживание и ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы. Перед проведением работ по техническому обслуживанию и ремонтных работ должно быть получено разрешение на право производства работ в охранной зоне электрических сетей в соответствии с требованиями [17].

5.4.7 При техническом обслуживании должны производиться работы по предохранению элементов ВЛ и токопроводов от преждевременного износа путем устранения повреждений и неисправностей, выявленных при осмотрах, проверках и измерениях.

5.4.8 При капитальном ремонте ВЛ и токопроводов должен быть выполнен комплекс мероприятий, направленных на поддержание или восстановление первоначальных эксплуатационных характеристик ВЛ и токопроводов в целом или отдельных ее элементов путем ремонта

деталей и элементов или замены их новыми, повышающими их надежность и улучшающими эксплуатационные характеристики.

5.4.9 Капитальный ремонт токопроводов должен выполняться по мере необходимости по решению руководителя потребителя.

5.4.10 Перечень работ, относящихся к техническому обслуживанию и ремонту ВЛ и токопроводов, устанавливается инструкциями по их эксплуатации.

5.4.11 ВЛ должны периодически осматриваться. Периодические осмотры ВЛ проводятся по графику, утвержденному лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя. Периодичность осмотров каждой ВЛ по всей длине должна быть не реже одного раза в год. Конкретные сроки в пределах, установленных настоящим техническим кодексом, необходимо определять лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя, с учетом местных условий эксплуатации. Кроме того, не реже одного раза в год административно-техническому персоналу необходимо проводить выборочные осмотры отдельных участков линий, включая все участки ВЛ, подлежащие ремонту, по утвержденному графику.

5.4.12 Верховые осмотры с выборочной проверкой проводов и тросов в зажимах и дистанционных распорках на ВЛ напряжением 35 кВ и свыше, эксплуатируемых 20 лет и более, или на их участках и на ВЛ, проходящих по зонам интенсивного загрязнения, а также по открытой местности, должны производиться не реже одного раза в 5 лет; на остальных ВЛ (участках) напряжением 35 кВ и свыше – не реже одного раза в 10 лет.

5.4.13 На ВЛ 0,38–20 кВ верховые осмотры должны осуществляться при необходимости.

5.4.14 Внеочередные осмотры ВЛ или их участков должны проводиться при образовании на проводах и тросах гололеда, при «пляске проводов», во время ледохода и разлива рек, после пожаров в зоне трассы ВЛ, после сильных бурь, ураганов и других стихийных бедствий, а также после отключения ВЛ релейной защитой и неуспешного автоматического повторного включения, а после успешного повторного включения – по мере необходимости.

5.4.15 Периодические осмотры токопроводов должны выполняться по графику, утвержденному лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя, с учетом местных условий их эксплуатации.

5.4.16 При осмотре ВЛ и токопроводов необходимо проверять состояние:

– трассы на соответствие требованиям [17];

– фундаментов, приставок: не должно быть оседания или вспучивания грунта вокруг фундаментов, трещин и повреждений в фундаментах (приставках), должно быть достаточное заглубление;

– опор: не должно быть их наклонов или смещения в грунте, видимого загнивания деревянных опор, обгорания и расщепления деревянных деталей, нарушений целостности бандажей, сварных швов, болтовых и заклепочных соединений на металлических опорах, отрывов металлических элементов, коррозии металла, трещин и повреждений железобетонных опор, птичьих гнезд, других посторонних предметов на них. На опорах должны быть отчетливо нанесены постоянные знаки в соответствии с ТКП 290 и ТКП 339;

– проводов и тросов: не должно быть обрывов и оплавлений отдельных проволок, набросов на провода и тросы, нарушений их регулировки, недопустимого отклонения стрел провеса и расстояний от проводов до земли и объектов, смещения от места установки гасителей вибрации, предусмотренных проектом ВЛ;

– гибких шин токопроводов: не должно быть перекруток, расплеток и лопнувших проволок;

– изоляторов: не должно быть боя, ожогов, трещин, загрязненности, повреждения глазури, неправильной насадки штыревых изоляторов на штыри или крюки, повреждений защитных рогов, недопустимых отклонений подвесных гирлянд изоляторов от оси; должны быть на месте гайки, замки или шплинты;

– арматуры: не должно быть трещин в ней, перетирания или деформации отдельных деталей;

– разрядников, коммутационной аппаратуры на ВЛ и концевых кабельных муфт на спусках: не должно быть повреждений или обрывов заземляющих спусков на опорах и у земли, нарушений контактов в болтовых соединениях молниезащитного троса с заземляющим спуском или телом опоры, разрушения коррозией элементов заземляющего устройства, поверхности фарфоровых покрышек не должны иметь сколов, трещин или других следов удара.

5.4.17 Профилактические проверки и измерения на ВЛ и токопроводах выполняются в объемах и в сроки, предусмотренные нормами и объемом испытаний электрооборудования в соответствии с приложением Б. Кроме того, на ВЛ до 1000 В при приемке в эксплуатацию, при подключении нового оборудования, перед проведением капитальных ремонтов, после реконструкции с заменой провода необходимо проводить измерение сопротивления цепи «фаза – нуль», которое должно выполняться в соответствии с требованиями ТКП 339.

5.4.18 Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и токопроводов и в процессе профилактических проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации (журнале или ведомости дефектов, другой эксплуатационной документации учета неисправностей в соответствии с утвержденным регламентом на предприятии) и в зависимости от их характера, по указанию лица, ответственного за электро-

хозяйство потребителя, устранены в кратчайшие сроки или при проведении технического обслуживания и ремонта.

5.4.19 Эксплуатационные допуски и нормы отклонений деталей опор и других элементов ВЛ приведены в нормах испытания электрооборудования в соответствии с приложением Б.

5.4.20 Техническое обслуживание и ремонтные работы должны быть организованы, как правило, комплексно с минимальной продолжительностью отключения ВЛ. Они могут проводиться с отключением линии, одной фазы (пофазный ремонт) и без снятия напряжения. Работы на ВЛ с отключением одной фазы и без снятия напряжения должны производиться по специальным инструкциям.

5.4.21 При техническом обслуживании и ремонте ВЛ должны использоваться специальные машины, механизмы, транспортные средства, такелаж, оснастка, инструмент и приспособления.

5.4.22 Бригады, выполняющие работы на ВЛ, должны быть оснащены средствами связи с руководящими работниками потребителя и диспетчерскими пунктами.

5.4.23 Конструктивные изменения опор и других элементов ВЛ и токопроводов, а также изменения способа закрепления опор в грунте могут выполняться только при наличии технической документации (обоснования) и с письменного разрешения ответственного за электрохозяйство потребителя.

5.4.24 Во всех случаях техническое обоснование конструктивных изменений должно соответствовать требованиям ТНПА в области технического нормирования и стандартизации по проектированию электроустановок.

5.4.25 Трассу ВЛ необходимо периодически расчищать от кустарников и деревьев. Должна поддерживаться установленная проектом ширина просек и проводиться обрезка деревьев.

5.4.26 Антикоррозионное покрытие неоцинкованных металлических опор и металлических элементов железобетонных и деревянных опор, а также стальных тросов и оттяжек проводов должно восстанавливаться по распоряжению лица, ответственного за электрохозяйство потребителя.

5.4.27 На участках ВЛ и токопроводов, подверженных интенсивному загрязнению, должна применяться специальная или усиленная изоляция и при необходимости проводиться чистка (обмывка) изоляции, замена загрязненных изоляторов.

5.4.28 В зонах интенсивных загрязнений изоляции птицами и в местах их массовых гнездований должны использоваться устройства, исключающие посадку птиц над гирляндами или отпугивающие их.

5.4.29 При эксплуатации ВЛ в пролетах пересечения действующей ВЛ с другими ВЛ на каждом проводе или тросе проходящей сверху ВЛ

допускается не более одного соединения; в пролетах пересечения с линиями связи и сигнализации и линиями радиотрансляционных сетей выполнять соединения не допускается. Количество соединений проводов и тросов на ВЛ до 1000 В, проходящей снизу, не регламентируется.

5.4.30 На ВЛ напряжением свыше 1000 В, подверженных интенсивному гололедообразованию, следует осуществлять плавку гололеда электрическим током.

5.4.31 Потребителю, эксплуатирующему ВЛ, необходимо контролировать процесс гололедообразования на ВЛ и обеспечивать своевременное включение схем плавки гололеда; ВЛ, на которых производится плавка гололеда, должны быть, как правило, оснащены устройствами автоматического контроля и сигнализации гололедообразования и процесса плавки.

5.4.32 Выбор метода плавки определяется условиями работы ВЛ (схема сети, нагрузка потребителей, зона гололедообразования, возможность отключения линий и т. п.).

5.4.33 Потребителю, эксплуатирующему ВЛ, необходимо содержать в исправном состоянии:

– устройства светоограждения, установленные на опорах ВЛ в соответствии с требованиями правил маркировки и светоограждения высотных препятствий;

– постоянные знаки, установленные на опорах в соответствии с проектом ВЛ и требованиями НПА и ТНПА, регламентирующих требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок;

– знаки, запрещающие рыбную ловлю в местах пересечения и сближения ВЛ с водными пространствами, в том числе пожарными и частными водоемами, обводными и мелиоративными каналами, заливами, гаванями и т. п., а также в местах возможного затопления паводковыми водами, непосредственно у береговой линии с учетом возможного сезонного подъема уровня воды (разлива), на стойках или на опорах.

5.4.34 Потребителю, эксплуатирующему ВЛ, необходимо следить за исправностью габаритных знаков, устанавливаемых на пересечениях ВЛ с шоссейными дорогами, и габаритных ворот в местах пересечения ВЛ с железнодорожными путями, по которым возможно передвижение негабаритных грузов и кранов. Установку и обслуживание габаритных ворот и знаков на пересечениях осуществляют организации, в ведении которых находятся железнодорожные пути и шоссейные дороги.

5.4.35 При однофазном замыкании на землю в электрических сетях 6–35 кВ с малыми токами замыкания на землю персонал должен немедленно сообщить об этом оперативному персоналу на питающей подстанции или оперативному персоналу по сети энергоснабжающей организации и в дальнейшем действовать по их указаниям.

5.4.36 При ремонте ВЛ, имеющих высокочастотные каналы телемеханики и связи, в целях сохранения в работе этих каналов для заземления следует использовать переносные заземляющие заградители.

5.4.37 Для дистанционного определения мест повреждения ВЛ напряжением 110–220 кВ, а также мест междуфазных замыканий на ВЛ 6–35 кВ должны быть установлены специальные средства измерений. На ВЛ напряжением 6–35 кВ с отпайками должны быть установлены указатели поврежденного участка.

5.4.38 Потребителю, эксплуатирующему ВЛ 6–35 кВ (кроме отпаек), необходимо иметь оснащение переносными средствами измерений для определения мест замыкания на землю ВЛ 6–35 кВ.

5.4.39 В целях своевременной ликвидации аварийных повреждений на ВЛ потребителю необходимо хранить аварийный запас материалов и деталей согласно установленным нормам. Нормы аварийного запаса должны быть утверждены руководителем потребителя.

Аварийный запас должен быть неснижаемым и храниться в специально отведенных местах. Хранение материалов, оборудования и конструкций должно обеспечивать их исправное состояние, возможность быстрого получения и погрузки.

Техническое состояние аварийного запаса должно периодически проверяться административно-техническим персоналом, но не реже одного раза в 6 месяцев. При выявлении каких-либо нарушений в комплектовании или хранении аварийного запаса необходимо немедленно принять меры по их устранению.

Лицу, ответственному за электрохозяйство потребителя, необходимо иметь перечень с указанием нормированных и фактически имеющихся материалов, оборудования, конструкций и прочее, а также их видов и типов, места хранения. Один экземпляр перечня вывешивается в месте хранения аварийного запаса.

5.4.40 Перед началом ремонтных и строительных работ должно быть получено разрешение на право производства работ в охранной зоне электрических сетей в соответствии с требованиями [17]. Ремонтные и строительные работы ВЛ должны проводиться в соответствии с требованиями [17].

5.4.41 Эксплуатация ВЛ и токопроводов должна осуществляться в соответствии с ЛПА потребителя подготовленным и допущенным к обслуживанию ВЛ персоналом.

5.5 Силовые кабельные линии

5.5.1 Настоящий раздел распространяется на силовые КЛ напряжением от 0,38 до 220 кВ.

5.5.2 Надзор за прокладкой и монтажом КЛ всех напряжений, сооружаемых монтажными организациями, необходимо вести потребителю.

5.5.3 При надзоре за прокладкой и при эксплуатации небронированных кабелей со шланговым покрытием особое внимание должно быть уделено состоянию шлангов. Кабели со шлангами, имеющими сквозные порывы, задиры и трещины, должны быть отремонтированы или заменены.

5.5.4 Охранные зоны КЛ должны быть оснащены указателями трасс КЛ в соответствии с требованиями [17]. Каждая КЛ должна иметь диспетчерский номер или наименование.

5.5.5 Открыто проложенные кабели (в том числе в коробах), а также все кабельные муфты должны быть снабжены бирками; на бирках кабелей в начале и конце линии должны быть указаны марка, напряжение, сечение, номер или наименование линии; на бирках соединительных муфт – номер муфты, дата монтажа. Бирки должны применяться: в сухих помещениях – из пластмассы, стали или алюминия; в сырых помещениях, вне зданий и в земле – из пластмассы.

5.5.6 Бирки должны быть стойкими к воздействию окружающей среды. Они должны быть расположены по длине линии через каждые 50 м на открыто проложенных кабелях, а также на поворотах трассы и в местах прохода кабелей через огнестойкие перегородки и перекрытия (с обеих сторон).

5.5.7 Для каждой КЛ при вводе в эксплуатацию должны быть установлены наибольшие допустимые токовые нагрузки. Нагрузки должны быть определены по участку трассы длиной не менее 10 м с наихудшими условиями охлаждения. Повышение этих нагрузок допускается на основе тепловых испытаний при условии, что температура жил будет не более длительно допустимой температуры, приведенной в государственных стандартах или ТУ. При этом нагрев кабелей должен проверяться на участках трасс с наихудшими условиями охлаждения.

5.5.8 В кабельных сооружениях и других помещениях должен быть организован систематический контроль за тепловым режимом работы кабелей, температурой воздуха и работой вентиляционных устройств.

5.5.9 Температура воздуха внутри кабельных туннелей, каналов и шахт в летнее время должна быть не более чем на 10 °С выше температуры наружного воздуха.

5.5.10 На период ликвидации аварии допускаются перегрузки по току для кабелей с изоляцией из полиэтилена и поливинилхлоридного пластиката на 15 %, а для кабелей с изоляцией из резины и вулканизированного полиэтилена на 18 % продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 сут, но не более 100 ч в год, если в остальные периоды этих суток нагрузка не превышает длительно допустимую нагрузку.

5.5.11 Перегрузка маслонаполненных кабелей низкого и высокого давления напряжением 110–220 кВ должна быть установлена на основании ЛПА потребителя. Перегрузка кабелей с полимерной изоляцией напряжением 110 кВ и свыше не допускается.

5.5.12 Для кабелей, находившихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузки должны быть снижены до 10 %.

5.5.13 Перегрузки кабелей с пропитанной бумажной изоляцией напряжением 20 и 35 кВ не допускаются.

5.5.14 Для каждой КЛ из маслонаполненных кабелей или ее секции напряжением 110–220 кВ в зависимости от профиля линии в ЛПА потребителя должны быть установлены допустимые предельные значения давления масла, при отклонениях от которых КЛ должна быть отключена и включена только после выявления и устранения причин нарушений.

5.5.15 Пробы масла из маслонаполненных кабелей и жидкости из концевых муфт кабелей с пластмассовой изоляцией напряжением 110 кВ и свыше должны отбираться перед включением новой линии в работу, через 1 год после включения, затем через 3 года и в последующем каждые 6 лет. Значения контролируемых параметров масла и жидкости должны соответствовать нормам и объемам испытаний электрооборудования.

5.5.16 При однофазном замыкании на землю в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью персоналу необходимо немедленно сообщить об этом оперативному персоналу на питающей подстанции или дежурному по сети энергоснабжающей организации и в дальнейшем действовать по их указаниям.

5.5.17 Нагрузки КЛ должны измеряться периодически в сроки, установленные нормами и объемом испытаний электрооборудования. На основании данных этих измерений должны уточняться режимы и схемы работы КЛ.

5.5.18 Осмотры КЛ напряжением до 35 кВ должны проводиться в следующие сроки:

– трасс кабелей, проложенных в земле, – не реже одного раза в 3 месяца;

– трасс кабелей, проложенных на эстакадах, в туннелях, блоках, каналах, галереях и по стенам зданий, – не реже одного раза в 6 месяцев;

– кабельных колодцев – не реже одного раза в 2 года;

– кабельных колодцев кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки – не реже одного раза в 6 месяцев;

– подводных кабелей – по ЛПА потребителя в сроки, установленные лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя.

5.5.19 Осмотры КЛ напряжением 110–220 кВ должны проводиться:

– трасс кабелей, проложенных в земле, – не реже одного раза в месяц;

– трасс кабелей, проложенных в коллекторах и туннелях, – не реже одного раза в 3 месяца;

– специальных кабельных колодцев (переходных пунктов), – не реже одного раза в 6 месяцев;

– подпитывающих пунктов при наличии сигнализации давления масла (жидкости) – не реже одного раза в месяц; подпитывающих пунктов без сигнализации давления масла (жидкости) и подводных кабелей – по ЛПА потребителя в сроки, установленные лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя.

5.5.20 Для КЛ, проложенных открыто, осмотр кабельных муфт напряжением свыше 1000 В должен производиться при каждом осмотре электрооборудования.

5.5.21 Периодически, но не реже одного раза в 6 месяцев выборочные осмотры КЛ должен проводить административно-технический персонал.

5.5.22 В период паводков, после ливней и при отключении КЛ релейной защитой должны проводиться внеочередные осмотры.

5.5.23 Сведения об обнаруженных при осмотрах неисправностях должны заноситься в журнал учета дефектов и неполадок электрооборудования, оперативный журнал или другую эксплуатационную документацию учета неисправностей в соответствии с утвержденным регламентом на предприятии. Неисправности должны устраняться в кратчайшие сроки.

5.5.24 Осмотр туннелей (коллекторов), шахт и каналов на подстанциях с постоянным дежурством персонала должен производиться не реже одного раза в месяц, осмотр этих сооружений на подстанциях без постоянного дежурства персонала – в соответствии с ЛПА потребителя в сроки, установленные лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя.

5.5.25 Туннели, коллекторы, каналы и другие кабельные сооружения должны содержаться в чистоте; металлическая неоцинкованная броня кабелей, проложенных в кабельных сооружениях, и металлические конструкции с неметаллизированным покрытием, по которым проложены кабели, должны периодически покрываться негорючими антикоррозионными составами.

5.5.26 Хранение в кабельных сооружениях каких-либо материалов не допускается.

5.5.27 Кабельные сооружения, в которые попадает вода, должны быть оборудованы средствами для отвода почвенных и ливневых вод.

5.5.28 В районах с электрифицированным рельсовым транспортом на постоянном токе или агрессивными грунтами на КЛ должны проводиться измерения блуждающих токов, составляться и систематически

корректироваться потенциальные диаграммы КЛ (или ее отдельных участков) и карты почвенных коррозионных зон. В городах, где организована совместная антикоррозионная защита для всех подземных коммуникаций, снятие потенциальных диаграмм не требуется.

5.5.29 Потенциалы кабелей должны измеряться в зонах блуждающих токов, местах сближения силовых кабелей с трубопроводами и кабелями связи, имеющими катодную защиту, и на участках кабелей, оборудованных установками по защите от коррозии. На кабелях со шланговыми защитными покровами должно контролироваться состояние антикоррозионного покрытия.

5.5.30 Потребителю, в ведении которого находятся КЛ, необходимо контролировать соблюдение управлениями и службами электрифицированного рельсового транспорта на постоянном токе мер по уменьшению значений блуждающих токов в земле в соответствии с установленными требованиями.

5.5.31 При обнаружении на КЛ опасности разрушения металлических оболочек из-за электрической, почвенной или химической коррозии должны быть приняты меры к ее предотвращению.

5.5.32 За защитными устройствами на КЛ должно быть установлено наблюдение в соответствии с ЛПА потребителя.

5.5.33 Перед началом ремонтных, строительных и земляных работ должно быть получено разрешение на право производства работ в охранной зоне электрических сетей в соответствии с требованиями [17]. Раскопки кабельных трасс или земляные работы вблизи них должны производиться в соответствии с [17].

5.5.34 Перед началом раскопок должно быть произведено шурфление (контрольное вскрытие) кабельной линии под надзором электротехнического персонала потребителя, эксплуатирующего КЛ, для уточнения расположения кабелей и глубины их залегания.

5.5.35 При обнаружении во время раскопок трубопроводов, неизвестных кабелей или других коммуникаций, не указанных на схеме, необходимо приостановить работы и поставить об этом в известность лицо, ответственное за электрохозяйство. Рыть траншеи и котлованы в местах нахождения кабелей и подземных сооружений следует с особой осторожностью, а на глубине 0,4 м и более – только лопатами.

5.5.36 В случае промерзания грунта в зимнее время, раскопки на глубину более 0,4 м в местах прохождения кабелей должны выполняться с отогревом грунта. При этом необходимо следить за тем, чтобы от поверхности отогреваемого слоя до кабелей сохранялся слой грунта толщиной не менее 0,15 м. Оттаявший грунт следует отбрасывать лопатами. Применение ударных инструментов не допускается.

5.5.37 Производство раскопок землеройными машинами на расстоянии ближе 1 м от кабеля, а также использование отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелями на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта менее 0,3 м, не допускается.

5.5.38 Применение ударных и вибропогружных механизмов разрешается на расстоянии не менее 5 м от кабелей.

5.5.39 Для производства взрывных работ должны быть выданы дополнительные ТУ владельцем кабельной линии.

5.5.40 Потребители, в ведении которых находятся КЛ, должны оповещать собственников, владельцев, пользователей, арендаторов, субарендаторов земельных участков, расположенных в охранных зонах КЛ, о размерах охранных зон, порядке производства земляных работ в охранных зонах в сроки и в порядке в соответствии с требованиями [17].

5.5.41 КЛ должны периодически подвергаться профилактическим испытаниям в соответствии с приложением Б.

5.5.42 Необходимость внеочередных испытаний КЛ, например, после ремонтных работ или раскопок, связанных со вскрытием трасс, а также после автоматического отключения КЛ, определяется руководством потребителя, в ведении которого находится КЛ.

5.5.43 Для предотвращения электрических пробоев на вертикальных участках кабелей напряжением 20–35 кВ вследствие осушения изоляции необходимо их периодически заменять или устанавливать стопорные муфты.

5.5.44 Для КЛ напряжением 20–35 кВ с кабелями, имеющими нестекающую пропиточную массу и пластмассовую изоляцию, или с газонаполненными кабелями не требуется дополнительного наблюдения за состоянием изоляции вертикальных участков и их периодической замены.

5.5.45 Образцы поврежденных кабелей и поврежденные кабельные муфты при электрическом пробое изоляции в работе или при профилактических испытаниях должны подвергаться лабораторным исследованиям для установления причин повреждений и разработки мероприятий по их предупреждению. При предъявлении рекламаций изготовителям поврежденные образцы с заводскими дефектами должны быть сохранены для осмотра экспертами.

5.5.46 КЛ напряжением 6–10 кВ в местах секционирования должны быть оснащены указателями повреждения участка.

5.6 Электродвигатели

5.6.1 Настоящий раздел распространяется на электродвигатели переменного и постоянного тока.

5.6.2 На электродвигатели и приводимые электродвигателями механизмы должны быть нанесены стрелки, указывающие направление вращения.

5.6.3 На электродвигателях и пускорегулирующих устройствах должны быть надписи с наименованием агрегата и (или) механизма, к которому они относятся.

5.6.4 При кратковременном перерыве электропитания должен быть исключен самозапуск электродвигателей ответственных механизмов при повторной подаче напряжения для сохранения механизмов в работе по условиям технологического процесса и по условиям безопасности.

5.6.5 Перечень ответственных механизмов, участвующих в самозапуске, необходимо утвердить руководителем потребителя.

5.6.6 Подвод воздуха к продуваемым электродвигателям, устанавливаемым в пыльных помещениях и помещениях с повышенной влажностью, должен осуществляться при температуре и в количестве, соответствующих требованиям эксплуатационных документов изготовителя устройств подвода чистого охлаждающего воздуха.

5.6.7 Плотность тракта охлаждения (корпуса электродвигателя, воздуховодов, заслонок) должна проверяться не реже одного раза в год.

5.6.8 На электродвигателях, имеющих принудительную смазку подшипников, должна быть установлена исправная защита, действующая на сигнал, и отключение электродвигателя при повышении температуры вкладышей подшипников или прекращении поступления смазки.

5.6.9 Напряжение на выводах электродвигателя должно поддерживаться в соответствии с указаниями эксплуатационных документов изготовителя.

5.6.10 Номинальная мощность электродвигателей должна сохраняться при одновременном отклонении напряжения до ±10 % и частоты до ±2,5 % номинальных значений при условии, что при работе с повышенным напряжением и пониженной частотой или с пониженным напряжением и повышенной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 10 %.

5.6.11 На групповых сборках и щитках электродвигателей должны быть предусмотрены вольтметры или сигнальные лампы контроля наличия напряжения.

5.6.12 Электродвигатели механизмов, технологический процесс которых регулируется по току статора, а также механизмов, подверженных технологической перегрузке, должны быть оснащены исправными амперметрами, устанавливаемыми на пусковом щите или панели. Амперметры должны быть также включены в цепи возбуждения синхронных электродвигателей. На шкале амперметра должна быть красная черта,

соответствующая длительно допустимому или номинальному значению тока статора (ротора).

5.6.13 На электродвигателях постоянного тока, используемых для привода ответственных механизмов, независимо от их мощности должен контролироваться ток якоря.

5.6.14 Электродвигатели с короткозамкнутыми роторами разрешается пускать из холодного состояния два раза подряд, из горячего – один раз, если эксплуатационными документами изготовителя не допускается большего количества пусков. Последующие пуски разрешаются после охлаждения электродвигателя в течение времени, определяемого эксплуатационными документами изготовителя для данного типа электродвигателя.

5.6.15 Повторные включения электродвигателей в случае отключения их токовыми защитами разрешаются после выяснения причин работы защит и проведения контрольных измерений сопротивления изоляции.

5.6.16 Для электродвигателей ответственных механизмов, не имеющих резерва, одно повторное включение после действия защит разрешается по результатам внешнего осмотра двигателя.

5.6.17 Электродвигатели, длительно находящиеся в холодном резерве, должны быть постоянно готовы к немедленному пуску; их необходимо периодически осматривать и опробовать вместе с механизмами по графику, утвержденному руководителем потребителя. При этом у электродвигателей наружной установки, не имеющих обогрева, должны проверяться сопротивление изоляции обмотки статора и коэффициент абсорбции.

5.6.18 Допускается работа агрегатов с повышенной вибрацией подшипников электродвигателей, сочлененных с механизмами, работающими в тяжелых условиях, у которых вращающиеся рабочие части быстро изнашиваются, а также электродвигателей, сроки эксплуатации которых превышают 15 лет, в течение времени, необходимого для устранения причины повышения вибрации. Нормы вибрации для этих условий должны быть не более следующих значений (см. таблицу 5.3).

Таблица 5.3 – Предельные нормы вибраций подшипников электродвигателей в тяжелых условиях

Синхронная частота вращения, об/мин	3000	1500	1000	750 и менее
Удвоенная амплитуда колебаний подшипников, мкм	30	100	130	160

5.6.19 Периодичность измерения вибрации подшипников электродвигателей ответственных механизмов должна быть установлена графиком, утвержденным руководителем потребителя.

5.6.20 Контроль за нагрузкой электродвигателей, щеточным аппаратом, вибрацией, температурой элементов и охлаждающих сред электродвигателя (обмоток и сердечников статора, воздуха, подшипников и т.д.), уход за подшипниками (поддержание требуемого уровня масла) и устройствами подвода охлаждающего воздуха, воды к воздухоохладителям и обмоткам, а также операции по пуску и останову электродвигателя должен осуществлять персонал подразделения, обслуживающего механизм.

5.6.21 Электродвигатели должны быть немедленно отключены от сети в следующих случаях:

– при несчастных случаях с людьми;

– появлении дыма или огня из корпуса электродвигателя, а также из его пускорегулирующей аппаратуры и устройства возбуждения;

– поломке приводного механизма;

– резком увеличении вибрации подшипников агрегата;

– нагреве подшипников сверх допустимой температуры, установленной в эксплуатационных документах изготовителя.

5.6.22 В эксплуатационных инструкциях могут быть указаны и другие случаи, при которых электродвигатели должны быть немедленно отключены, а также определен порядок устранения аварийного состояния и пуска электродвигателей.

5.6.23 Профилактические испытания и ремонт электродвигателей, их съем и установку при ремонте должен проводить обученный электротехнический персонал потребителя или сторонней организации (индивидуального предпринимателя).

5.6.24 Периодичность капитальных и текущих ремонтов электродвигателей определяет руководитель потребителя. Как правило, ремонты электродвигателей должны выполняться одновременно с ремонтом технологических агрегатов.

5.6.25 Профилактические испытания и измерения на электродвигателях проводят в соответствии с приложением Б.

5.7 Релейная защита, электроавтоматика, телемеханика и вторичные цепи

5.7.1 Установка плавких вставок предохранителей и уставок расцепителей автоматических выключателей, значения токов которых превышают проектные (в случае отсутствия проектного решения – расчетные), не допускается.

5.7.2 Техническое обслуживание, испытания и измерения устройств РЗАиТ и их вторичных цепей необходимо осуществлять, как правило, персоналом служб релейной защиты, автоматики и измерений (лабо-

раторий) потребителя. Для обслуживания устройств РЗАиТ, установленных у потребителя, возможно привлечение сторонних организаций (индивидуального предпринимателя).

5.7.3 Уставки устройств релейной защиты потребителя должны быть отстроены от уставок устройств релейной защиты энергоснабжающей организации по условиям возможных эксплуатационных режимов. Предельно допустимые нагрузки потребителя не должны превышать значений, указанных в ТУ на присоединение.

5.7.4 Уставки устройств РЗА линий связи потребителя с энергоснабжающей организацией, а также трансформаторов (автотрансформаторов) на подстанциях потребителя, находящихся в оперативном управлении или в оперативном ведении постоянного оперативного персонала энергоснабжающей организации, принимаются с учетом требований соответствующей службы РЗА энергоснабжающей организации.

5.7.5 При выборе уставок должна обеспечиваться селективность действия с учетом наличия устройств АВР и АПВ. Кроме того, при определении уставок по селективности должна учитываться работа устройств технологической автоматики и блокировки цеховых агрегатов и других механизмов.

5.7.6 В цепях оперативного тока должна быть обеспечена селективность действия аппаратов защиты (предохранителей и автоматических выключателей). По каждой электроустановке должна быть составлена карта селективности с указанием номинальных токов защитных аппаратов и уставками срабатывания, утвержденная лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя.

5.7.7 На лицевой стороне РУ, щитов, сборок и т. д. напряжением до 1000 В должны быть знак безопасности в соответствии с ТКП 290 и надписи (маркировка) с указанием наименования РУ, щита, сборки и т.д. напряжением до 1000 В, номера, соответствующего диспетчерскому наименованию, схеме. С внутренней стороны (например, на дверцах) должна быть принципиальная однолинейная электрическая схема. На аппараты защиты и коммутации в соответствии с однолинейной принципиальной электрической схемой должны быть нанесены надписи с указанием значения тока плавкой вставки на предохранителях или номинального тока уставки автоматических выключателей и наименование электроприемников, соответственно через них получающих питание.

5.7.8 В эксплуатации должны быть обеспечены условия для нормальной работы устройств релейной защиты, электроавтоматики, телемеханики и вторичных цепей (допустимые температура, влажность, вибрация, отклонения рабочих параметров от номинальных, уровень помех и др.).

5.7.9 Устройства РЗАиТ, находящиеся в эксплуатации, должны быть постоянно включены в работу, кроме тех устройств, которые должны выводиться из работы в соответствии с назначением и принципом действия, режимом работы электрической сети и условиями селективности.

5.7.10 Плановый вывод из работы устройств РЗАиТ должен быть оформлен соответствующей заявкой и произведен с разрешения вышестоящего оперативного персонала (по принадлежности).

5.7.11 В случае угрозы неправильного срабатывания устройство РЗАиТ должно выводиться из работы без разрешения вышестоящего оперативного персонала, но с последующим его уведомлением согласно ЛПА потребителя и оформлением заявки. При этом оставшиеся в работе устройства релейной защиты должны обеспечить полноценную защиту электрооборудования и линий электропередачи от всех видов повреждений. Если такое условие не соблюдается, должна быть выполнена временная защита или присоединение должно быть отключено.

5.7.12 Устройства аварийной и предупредительной сигнализации постоянно должны быть в состоянии готовности к работе и периодически опробоваться.

5.7.13 При осмотрах особое внимание следует обращать на исправность системы оперативного тока, предохранителей и автоматических выключателей во вторичных цепях, а также цепей управления выключателями.

5.7.14 При проведении наладочных работ в устройствах РЗАиТ сторонней организацией (индивидуальным предпринимателем) их приемку производит персонал потребителя, осуществляющий техническое обслуживание устройств РЗАиТ.

5.7.15 Перед вводом в эксплуатацию принятых устройств РЗАиТ потребителю должна быть представлена следующая техническая документация:

– проектные материалы, скорректированные при монтаже и наладке (чертежи и схемы, пояснительные записки, кабельный журнал и т. п.) – монтажной и наладочной организациями;

– заводские материалы (техническое описание и инструкция по эксплуатации, паспорта электрооборудования и аппаратов и т. д.) – монтажной организацией;

– протоколы наладки и испытаний – наладочной организацией или лабораторией потребителя.

5.7.16 На каждое устройство РЗАиТ, находящееся в эксплуатации, у потребителя должна храниться следующая техническая документация:

– паспорт-протокол;

– методические указания или инструкция по техническому обслуживанию;

– технические данные и параметры устройств в виде карт или таблиц уставок (или характеристик);

– принципиальные, монтажные или принципиально-монтажные схемы.

5.7.17 Результаты периодических проверок при техническом обслуживании устройства, которые проводятся в соответствии с приложением В, должны быть внесены в паспорт-протокол (подробные записи, в особенности по сложным устройствам РЗАТ и ПА, рекомендуется вести в рабочем журнале).

5.7.18 Реле, аппараты и вспомогательные устройства РЗАиТ, за исключением тех, уставки которых изменяет оперативный персонал, разрешается вскрывать только работникам, осуществляющим техническое обслуживание этих устройств.

5.7.19 На лицевой и оборотной сторонах панелей и шкафов устройств РЗАиТ, сигнализации, а также панелей и пультов управления должны быть надписи, указывающие на их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах – надписи или маркировка согласно схемам.

5.7.20 На панели с аппаратами, относящимися к разным присоединениям или разным устройствам РЗАиТ одного присоединения, которые могут проверяться раздельно, должны быть нанесены или установлены четкие разграничительные линии. Должна быть обеспечена возможность установки ограждения при проверке отдельных устройств.

5.7.21 Провода, присоединенные к сборкам (рядам) зажимов, должны иметь маркировку, соответствующую схемам. На контрольных кабелях маркировка должна быть выполнена на концах, в местах разветвления и пересечения потоков кабелей и с обеих сторон при проходе их через стены, потолки и т. п. Концы свободных жил кабелей должны быть изолированы.

5.7.22 Сопротивление изоляции электрически связанных вторичных цепей устройств РЗАиТ относительно земли, а также между цепями различного назначения, электрически не связанными (измерительные цепи, цепи оперативного тока, сигнализации), должно поддерживаться в пределах каждого присоединения не менее 1 МОм, а выходных цепей телеуправления и цепей питания напряжением 220 В устройств телемеханики – не менее 10 МОм.

5.7.23 Сопротивление изоляции вторичных цепей устройств РЗАиТ, рассчитанных на рабочее напряжение 60 В и менее, питающихся от отдельного источника или через разделительный трансформатор, должно поддерживаться не менее 0,5 МОм.

5.7.24 Сопротивление изоляции цепей устройств РЗАиТ, выходных цепей телеуправления и цепей питания 220 В измеряется мегаомметром

с номинальным значением испытательного напряжения 1000–2500 В, а цепей устройств РЗА с рабочим напряжением 60 В и менее и цепей телемеханики – мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 500 В.

5.7.25 При проверке изоляции вторичных цепей устройств РЗАиТ, содержащих полупроводниковые и микроэлектронные элементы, должны быть приняты меры к предотвращению повреждения этих элементов.

5.7.26 При каждом новом включении и первом профилактическом испытании устройств РЗАиТ изоляция относительно земли электрически связанных цепей РЗАиТ и всех других вторичных цепей каждого присоединения, а также изоляция между электрически не связанными цепями, находящимися в пределах одной панели, за исключением цепей элементов, рассчитанных на рабочее напряжение 60 В и менее, должна испытываться напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин.

5.7.27 Кроме того, напряжением 1000 В в течение 1 мин должна быть испытана изоляция между жилами контрольного кабеля тех цепей, где имеется повышенная вероятность замыкания с серьезными последствиями (цепи газовой защиты, цепи конденсаторов, используемых как источник оперативного тока и т. п.).

5.7.28 В последующей эксплуатации изоляцию цепей РЗАиТ, за исключением цепей напряжением 60 В и ниже, допускается испытывать при профилактических испытаниях как напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин, так и выпрямленным напряжением 2500 В с использованием мегаомметра или специальной установки.

5.7.29 Все случаи правильного и неправильного срабатывания устройств РЗАТ и ПА, а также выявленные в процессе их оперативного и технического обслуживания дефекты (неисправности) обслуживающий персонал должен тщательно анализировать. Все дефекты персонал должен устранять.

5.7.30 Объем и периодичность технического обслуживания устройств РЗАиТ и вторичных цепей определяются в соответствии с приложением В.

5.7.31 При наличии быстродействующих устройств РЗА и УРОВ все операции по включению линий, шин и электрооборудования после их ремонта или отключения, а также операции с разъединителями и воздушными выключателями должны осуществляться после ввода в действие устройства РЗА. При невозможности их ввода необходимо ввести ускорение на резервных защитах либо выполнить временную защиту (в том числе и неселективную).

5.7.32 Работы в устройствах РЗАиТ должен выполнять персонал, обученный и допущенный к самостоятельному техническому обслуживанию соответствующих устройств, с соблюдением требований ТКП 427.

5.7.33 При работе на панелях (в шкафах) и в цепях управления, релейной защиты, электроавтоматики и телемеханики должны быть приняты меры против ошибочного отключения оборудования. Работы должны выполняться только изолированным инструментом.

5.7.34 Выполнение работ без исполнительных схем, а для сложных устройств РЗАиТ* – без программ с заданными объемами и последовательностью работ не допускается.

---

* Сложное устройство РЗАиТ – устройство РЗАиТ со сложными внешними связями, для которого при выводе в проверку для технического обслуживания (вводе в работу после технического обслуживания) требуется принятие мер, предотвращающих воздействия на оборудование и другие устройства РЗАиТ.

5.7.35 По окончании работ должны быть проверены исправность и правильность присоединения цепей тока, напряжения и оперативных цепей. Оперативные цепи РЗА и цепи управления должны быть проверены, как правило, путем опробования в действии.

5.7.36 Работы в устройствах РЗАиТ, которые могут вызвать их срабатывание на отключение присоединений (защищаемого или смежных), а также другие непредусмотренные воздействия должны производиться по разрешенной заявке, учитывающей эти возможности.

5.7.37 Вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть всегда замкнуты на реле и приборы или закорочены. Вторичные цепи трансформаторов тока и напряжения и вторичные обмотки фильтров присоединения высокочастотных каналов должны быть заземлены.

5.7.38 После окончания планового технического обслуживания, испытаний и послеаварийных проверок устройств РЗАиТ должны быть составлены протоколы и сделаны записи в журнале релейной защиты, электроавтоматики и телемеханики, а также в паспорте-протоколе.

5.7.39 При изменении уставок и схем РЗАиТ в журнале и паспорте-протоколе должны быть сделаны соответствующие записи, а также внесены исправления в принципиальные и монтажные схемы и инструкции по эксплуатации устройств, а оперативный персонал должен пройти инструктаж.

5.7.40 Испытательные установки для проверки устройств РЗАиТ при выполнении технического обслуживания должны присоединяться к штепсельным розеткам или щиткам, установленным для этой цели в помещениях щитов управления, распределительных устройств подстанции и в других местах.

5.7.41 Лицевую сторону панелей (шкафов) и пультов управления, релейной защиты, электроавтоматики и телемеханики и аппараты, установленные на них, должен периодически очищать от пыли специально подготовленный персонал.

5.7.42 Аппараты открытого исполнения, а также обратную сторону этих панелей (шкафов) и пультов должен очищать персонал, обслуживающий устройства РЗАиТ, либо прошедший инструктаж оперативный персонал.

5.7.43 Оперативному персоналу необходимо осуществлять:

– контроль правильности положения переключающих устройств на панелях (шкафах) РЗАиТ и управления, крышек испытательных блоков, а также исправности автоматических выключателей и предохранителей в цепях РЗАиТ и управления;

– контроль состояния устройств РЗАиТ на базе имеющихся на панелях (шкафах) и аппаратах устройств внешней сигнализации;

– опробование высоковольтных выключателей и других аппаратов, а также устройств автоматического повторного включения, автоматического включения резерва и фиксирующих средств измерений (детекторов);

– обмен сигналами высокочастотных защит и измерение контролируемых параметров устройств высокочастотного телеотключения, низкочастотных аппаратов каналов автоматики, высокочастотных аппаратов противоаварийной автоматики;

– измерение тока небаланса в защите шин и напряжения небаланса в разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения;

– завод часов автоматических осциллографов аварийной записи и др.

5.7.44 Периодичность контроля и других операций, а также порядок действия персонала необходимо устанавливать ЛПА потребителя.

5.7.45 Перевод телеуправляемого оборудования на автономное управление и наоборот необходимо производить только с разрешения постоянного оперативного персонала или ответственного за электрохозяйство потребителя.

5.7.46 Для вывода из работы выходных цепей телеуправления на подстанциях должны применяться общие ключи или отключающие устройства. Отключение цепей телеуправления или телесигнализации отдельных присоединений должно производиться на разъемных зажимах либо на индивидуальных отключающих устройствах.

5.7.47 Все операции с общими ключами телеуправления и индивидуальными отключающими устройствами в цепях телеуправления и телесигнализации разрешается выполнять только по указанию или с разрешения постоянного оперативного персонала.

5.7.48 На сборках (рядах) пультов управления и панелей (шкафов) устройств РЗАиТ не должны находиться в непосредственной близости зажимы, случайное соединение которых может вызвать включение или отключение присоединения, КЗ в цепях оперативного тока или в цепях возбуждения синхронного генератора (электродвигателя, компенсатора).

5.7.49 При устранении повреждений контрольных кабелей с металлической оболочкой или в случае их наращивания соединение жил должно осуществляться с установкой герметических муфт или с помощью предназначенных для этого коробок. Должен вестись учет указанных муфт и коробок в специальном журнале.

5.7.50 Кабели с поливинилхлоридной и резиновой оболочкой должны соединяться, как правило, с помощью эпоксидных или термоусаживаемых соединительных муфт или на переходных рядах зажимов. На каждые 50 м одного кабеля в среднем допускается не более одного из указанных выше соединений.

5.7.51 В случае применения контрольных кабелей с изоляцией, подверженной разрушению под воздействием воздуха, света и масла, на участках жил от зажимов до концевых разделок должно быть нанесено дополнительное покрытие, препятствующее этому разрушению.

5.7.52 При выполнении оперативным персоналом на панелях (в шкафах) устройств РЗАиТ операций с помощью ключей, контактных накладок, испытательных блоков и других приспособлений должны применяться таблицы положения указанных переключающих устройств РЗАиТ для используемых режимов.

5.7.53 Об операциях по этим переключениям должна быть сделана запись в оперативном журнале.

5.7.54 Персоналу служб потребителей, осуществляющему техническое обслуживание устройств РЗАиТ, необходимо периодически осматривать все панели и пульты управления, панели (шкафы) релейной защиты, электроавтоматики, телемеханики, сигнализации. При этом особое внимание обращается на положение переключающих устройств (контактных накладок, рубильников ключей управления и др.) и крышек испытательных блоков, состояние контактных соединений (накладок, клемм), а также на соответствие их положения схемам и режимам работы электрооборудования.

5.7.55 Периодичность осмотров, определяемую ЛПА потребителя, необходимо утвердить лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя.

5.7.56 Оперативный персонал несет ответственность за правильное положение тех элементов РЗАиТ, с которыми ему разрешено выполнять операции, независимо от периодических осмотров персоналом службы РЗАиТ.

5.7.57 Установленные на подстанциях или в распределительных устройствах самопишущие средства измерений с автоматическим ускорением записи в аварийных режимах, автоматические осциллографы аварийной записи, в том числе устройства их пуска, фиксирующие средства измерений (детекторы) и другие устройства, используемые

для анализа работы устройств РЗАТ и ПА и для определения места повреждения ВЛ, должны быть всегда готовы к действию. Ввод и вывод из работы указанных устройств должны осуществляться по заявке.

5.8 Заземляющие устройства и защитные проводники

5.8.1 Настоящий раздел распространяется на все виды заземляющих устройств, системы уравнивания потенциалов и нулевые защитные проводники.

5.8.2 Заземляющие устройства должны соответствовать требованиям ТКП 339, других НПА и ТНПА, регламентирующих требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок, или рекомендуемых [12].

5.8.3 Присоединение заземляющих проводников к заземлителю и заземляющим конструкциям должно быть выполнено сваркой, а к главной заземляющей шине, корпусам аппаратов, машин и опорам ВЛ – болтовым соединением (для обеспечения возможности производства измерений). Контактные соединения должны отвечать требованиям государственных стандартов.

5.8.4 Открыто проложенные неизолированные защитные проводники должны быть защищены от коррозии.

5.8.5 Для определения технического состояния заземляющего устройства должны проводиться внешние осмотры видимой части, осмотры заземляющего устройства с выборочным вскрытием грунта, измерение параметров заземляющего устройства в соответствии с нормами и объемом испытания электрооборудования.

5.8.6 Внешние осмотры видимой части заземляющего устройства, заземляющих проводников, нулевых защитных проводников, проводников уравнивания потенциалов должны производиться по графику, но не реже одного раза в 6 месяцев лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя, или работником, им уполномоченным.

5.8.7 При осмотре оценивается состояние контактных соединений между заземляющим проводником, нулевым защитным проводником, проводником уравнивания потенциалов и оборудованием, наличие антикоррозионного покрытия, отсутствие обрывов.

5.8.8 Результаты осмотров должны заноситься в паспорт заземляющего устройства, при выявлении замечаний – в журнал дефектов и неполадок на электрооборудовании, результаты осмотров путем частичного вскрытия – дополнительно оформляться актами.

5.8.9 Осмотры с выборочным вскрытием грунта в местах наиболее подверженных коррозии, а также вблизи мест заземления нейтралей силовых трансформаторов, присоединений разрядников и ограничите-

лей перенапряжений должны производиться в соответствии с графиком ППР либо по результатам технического диагностирования, но не реже одного раза в 12 лет. Величина участка заземляющего устройства, подвергающегося выборочному вскрытию грунта (кроме ВЛ в населенной местности), определяется решением руководителя потребителя.

5.8.10 Выборочное вскрытие грунта осуществляется на всех заземляющих устройствах электроустановок потребителя; для ВЛ в населенной местности вскрытие производится выборочно у 2 % опор, имеющих заземляющие устройства.

5.8.11 В местности с высокой агрессивностью грунта по решению руководителя потребителя может быть установлена более частая периодичность осмотра с выборочным вскрытием грунта.

5.8.12 При вскрытии грунта должна производиться инструментальная оценка состояния заземлителей и оценка степени коррозии контактных соединений. Элемент заземлителя должен быть заменен, если разрушено более 50 % его сечения.

5.8.13 Для определения технического состояния заземляющего устройства в соответствии с приложением Б должны производиться:

– измерение сопротивления заземляющего устройства;

– измерение напряжения прикосновения (в электроустановках, заземляющее устройство которых выполнено по нормам на напряжение прикосновения), проверка наличия цепи между заземляющим устройством и заземляемыми элементами, а также соединений естественных заземлителей с заземляющим устройством;

– измерение токов короткого замыкания электроустановки, проверка состояния пробивных предохранителей;

– измерение удельного сопротивления грунта в районе заземляющего устройства.

5.8.14 Измерения должны выполняться в период наибольшего удельного сопротивления грунта, а при отсутствии такой возможности – в соответствии с приложением Б (пункт 29.4).

5.8.15 Результаты измерений оформляются протоколами.

5.8.16 Измерения параметров заземляющих устройств – сопротивление заземляющего устройства, напряжение прикосновения, проверка наличия цепи между заземлителями и заземляемыми элементами – выполняются также после реконструкции и ремонта заземляющих устройств, при обнаружении разрушения или перекрытия изоляторов ВЛ электрической дугой, но не реже одного раза в 6 лет. Измерения должны выполняться на присоединенных заземлителях и тросах ВЛ.

5.8.17 При необходимости должны приниматься меры по доведению параметров заземляющих устройств до нормативных.

5.8.18 На каждое находящееся в эксплуатации заземляющее устройство должен быть заведен паспорт, содержащий:

– исполнительную схему устройства с привязками к капитальным сооружениям;

– связи с надземными и подземными коммуникациями и с другими заземляющими устройствами;

– дату ввода в эксплуатацию;

– основные параметры заземлителей (материал, профиль, линейные размеры);

– величину сопротивления растеканию тока заземляющего устройства;

– удельное сопротивление грунта;

– данные по напряжению прикосновения (при необходимости);

– данные по степени коррозии искусственных заземлителей;

– данные о наличии цепи между заземляющим устройством и заземленным (зануленным) оборудованием;

– информацию о проведенных осмотрах и выявленных дефектах;

– информацию по устранению замечаний и дефектов.

5.8.19 К паспорту должны быть приложены результаты внешних осмотров, осмотров со вскрытием грунта, протоколы измерения параметров заземляющего устройства, данные о характере ремонтов и изменениях, внесенных в конструкцию устройства.

5.8.20 В электроустановках до 1000 В для проверки соответствия токов плавления предохранителей или уставок расцепителей автоматических выключателей току короткого замыкания в электроустановках должны проводиться измерения полного сопротивления цепи «фаза – нуль» с выполнением требований в соответствии с приложением Б (пункт Б.29.8), а также проверка срабатывания защиты.

5.8.21 Использование заземляющих проводников в качестве фазного или нулевого провода в электроустановках до 1000 В не допускается.

5.9 Защита от перенапряжений

5.9.1 Электроустановки потребителей должны иметь защиту от перенапряжений, соответствующую требованиям ТКП 339, других ТНПА в области технического нормирования и стандартизации или рекомендуемых [12].

5.9.2 При приемке после монтажа устройств молниезащиты потребителю необходимо передать следующую техническую документацию:

– технический проект защиты от атмосферных перенапряжений;

– акты испытания вентильных разрядников и нелинейных ограничителей напряжения до и после их монтажа;

– протоколы измерения сопротивлений заземления разрядников и молниеотводов;

– протоколы проверки наличия цепи между заземлителем и молниеприемником.

5.9.3 Потребителю необходимо хранить следующие систематизированные данные:

– о расстановке вентильных разрядников (типы разрядников, расстояния до защищаемого оборудования), а также о расстояниях от трубчатых разрядников до линейных разъединителей и вентильных разрядников;

– о сопротивлении заземлителей опор, на которых установлены средства молниезащиты, включая тросы;

– о сопротивлении грунта на подходах линий электропередачи к подстанциям;

– о пересечениях линий электропередачи с другими линиями электропередачи, связи и автоблокировки, ответвлениях от ВЛ, линейных кабельных вставках и о других местах с ослабленной изоляцией.

5.9.4 На каждое ОРУ должны быть составлены очертания защитных зон молниеотводов, прожекторных мачт, металлических и железобетонных конструкций, в зоны которых попадают открытые токоведущие части.

5.9.5 Подвеска проводов ВЛ напряжением до 1000 В (осветительных, телефонных и т. п.) на конструкциях ОРУ, отдельно стоящих стержневых молниеотводах, прожекторных мачтах, дымовых трубах и градирнях, а также подключение этих линий к взрывоопасным помещениям не допускаются.

5.9.6 Ежегодно перед грозовым сезоном должна проводиться проверка состояния защиты от перенапряжений распределительных устройств и линий электропередачи и обеспечиваться готовность защиты от перенапряжений.

5.9.7 У потребителей должны регистрироваться случаи грозовых отключений и повреждений ВЛ, оборудования РУ и ТП. На основании полученных данных должна проводиться оценка надежности системы молниезащиты и разрабатываться в случае необходимости мероприятия по повышению ее надежности.

5.9.8 Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений всех напряжений должны быть постоянно включены.

5.9.9 В ОРУ допускается отключение на зимний период (или отдельные его месяцы) вентильных разрядников, предназначенных только для защиты от перенапряжений в районах с ураганным ветром, гололедом, резкими изменениями температуры и интенсивным загрязнением.

5.9.10 Профилактические испытания вентильных разрядников, а также ограничителей перенапряжений должны проводиться в соответствии с приложением Б.

5.9.11 Осмотр средств защиты от перенапряжений на подстанциях должен проводиться:

– в установках с постоянным дежурством персонала – во время очередных обходов, а также после каждой грозы, вызвавшей работу релейной защиты на отходящих ВЛ и присоединениях (контроль за показаниями счетчиков вентильных разрядников и ОПН);

– в установках без постоянного дежурства персонала – при осмотрах всего оборудования.

5.9.12 На ВЛ напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью, проходящих по открытой местности, перед грозовым сезоном выборочно по усмотрению лица, ответственного за электрохозяйство потребителя, должна проверяться исправность заземления крюков и штырей изоляторов, фазных проводов на деревянных опорах.

5.9.13 На ВЛ, построенных на деревянных опорах, проверяются заземление и зануление крюков и штырей изоляторов на опорах, имеющих защиту от перенапряжений, а также там, где выполнено повторное заземление нулевого провода.

5.9.14 В сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов допускается работа воздушных и кабельных линий электропередачи с ОЗЗ до устранения повреждения.

5.9.15 При этом к отысканию места повреждения на ВЛ, проходящих в населенной местности, где возникает опасность поражения током людей и животных, следует приступить немедленно и ликвидировать повреждение в кратчайший срок.

5.9.16 При наличии в сети замыкания на землю отключение дугогасящих реакторов не допускается. В электрических сетях с повышенными требованиями по условиям электробезопасности людей (организации горнорудной промышленности, торфоразработки и т. п.) работа с замыканием на землю не допускается. В этих сетях все отходящие от подстанции линии должны быть оборудованы защитами от замыканий на землю.

5.9.17 В сетях генераторного напряжения, а также в сетях, к которым подключены электродвигатели ВН, при появлении однофазного замыкания в обмотке статора машина должна автоматически отключаться от сети, если ток замыкания на землю превышает 5 А. Если ток замыкания не превышает 5 А, допускается работа не более 2 ч, по истечении которых машина должна быть отключена. Если установлено, что место замыкания на землю находится не в обмотке статора, по усмотрению

руководителя потребителя допускается работа вращающейся машины с замыканием в сети на землю продолжительностью до 6 ч.

5.9.18 Компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих следующие значения (см. таблицу 5.4):

Таблица 5.4 – Минимальные значения емкостного тока для компенсации

Номинальное напряжение сети, кВ	6	10	15–20	35 и свыше
Емкостный ток замыкания на землю, А	30	20	15	10

5.9.19 Работа сетей напряжением 6–35 кВ без компенсации емкостного тока при его значениях, превышающих указанные выше, не допускается.

5.9.20 Измерения емкостных токов, токов дугогасящих реакторов, токов замыкания на землю и напряжений смещения нейтрали должны проводиться при вводе в эксплуатацию дугогасящих реакторов, при реконструкции сети, а также при значительных изменениях режимов работы сети, но не реже одного раза в 6 лет.

5.9.21 Дугогасящие реакторы должны иметь резонансную настройку.

5.9.22 Допускается настройка с перекомпенсацией, при которой реактивная составляющая тока замыкания на землю должна быть не более 5 А, а степень расстройки – не более 5 %. Если установленные в сети напряжением 6–20 кВ дугогасящие реакторы имеют большую разность токов смежных ответвлений, допускается настройка с реактивной составляющей тока замыкания на землю не более 10 А. В сетях напряжением 35 кВ при емкостном токе менее 15 А допускается степень расстройки не более 10 %. Применение настройки с недокомпенсацией допускается временно при условии, что аварийно возникающие несимметрии емкостей фаз сети (например, при обрыве провода) приводят к появлению напряжения смещения нейтрали, не превышающего 70 % фазного напряжения.

5.9.23 В сетях, работающих с компенсацией емкостного тока, напряжение несимметрии должно быть не более 0,75 % фазного напряжения.

5.9.24 При отсутствии в сети замыкания на землю напряжение смещения нейтрали допускается не более 15 % фазного напряжения длительно и не более 30 % в течение 1 ч.

5.9.25 Снижение напряжения несимметрии и смещения нейтрали до указанных значений должно быть осуществлено выравниванием емкостей фаз сети относительно земли (изменением взаимного положения фазных проводов, распределением конденсаторов высокочастотной связи между фазами линий).

5.9.26 При подключении к сети конденсаторов высокочастотной связи и конденсаторов молниезащиты вращающихся машин должна быть проверена допустимость несимметрии емкостей фаз относительно земли.

5.9.27 Пофазные включения и отключения воздушных и кабельных линий электропередачи, которые могут приводить к напряжению смещения нейтрали, превышающему указанные значения, не допускаются.

5.9.28 При применении дугогасящих реакторов с ручным регулированием тока показатели настройки должны определяться по измерителю расстройки компенсации. Если указанное средство измерений отсутствует, показатели настройки должны выбираться на основании результатов измерений токов замыкания на землю, емкостных токов, тока компенсации с учетом напряжения смещения нейтрали.

5.9.29 При отказе защит по отключению поврежденного присоединения должно быть выполнено резервное действие защит от ОЗЗ по отключению секции, к которой присоединено поврежденное присоединение, с целью исключения перевода сети в режим изолированной нейтрали и защиты резистора от повреждения.

5.9.30 При возможности питания потребителя при низкоомном резистивном заземлении нейтрали от резервных источников питания, также имеющих такое заземление нейтрали, для исключения неселективной работы защит от ОЗЗ схемы АВР должны отключать один из резисторов.

5.9.31 Потребителю, питающемуся от сети, работающей с компенсацией емкостного тока, необходимо своевременно уведомлять оперативный персонал энергоснабжающей организации об изменениях в своей схеме сети для перестройки дугогасящих реакторов.

5.9.32 На подстанциях напряжением 110–330 кВ для предотвращения возникновения перенапряжений от самопроизвольных смещений нейтрали или опасных феррорезонансных процессов оперативные действия должны начинаться с заземления нейтрали трансформатора, включаемого в ненагруженную систему шин с трансформаторами напряжения НКФ-110 и НКФ-220.

5.9.33 Перед отделением от сети ненагруженной системы шин с трансформаторами типа НКФ-110 и НКФ-220 нейтраль питающего трансформатора должна быть заземлена.

5.9.34 Распределительные устройства напряжением 150–220 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и выключателями, контакты которых шунтированы конденсаторами, должны быть проверены на возможность возникновения феррорезонансных перенапряжений при отключениях систем шин. При необходимости должны быть приняты меры к предотвращению феррорезонансных процессов при оперативных и автоматических отключениях.

5.9.35 В сетях и на присоединениях напряжением 6–35 кВ в случае необходимости должны быть приняты меры к предотвращению феррорезонансных процессов, в том числе самопроизвольных смещений нейтрали.

5.9.36 Неиспользуемые обмотки низшего (среднего) напряжения трансформаторов и автотрансформаторов должны быть соединены в звезду или треугольник и защищены от перенапряжений.

5.9.37 Защита не требуется, если к обмотке низшего напряжения постоянно подключена кабельная линия электропередачи длиной не менее 30 м.

5.9.38 В других случаях защита неиспользуемых обмоток низшего и среднего напряжения должна быть выполнена заземлением одной фазы или нейтрали либо вентильными разрядниками или ограничителями перенапряжения, присоединенными к выводу каждой фазы.

5.9.39 В сетях напряжением 110 кВ разземление нейтрали обмоток напряжением 110 кВ трансформаторов, а также логика действия релейной защиты и автоматики должны быть осуществлены таким образом, чтобы при различных оперативных и автоматических отключениях не выделялись участки сети без трансформаторов с заземленными нейтралями.

5.9.40 Защита от перенапряжений нейтрали трансформатора с уровнем изоляции менее, чем у линейных вводов, должна быть осуществлена вентильными разрядниками или ограничителями перенапряжений.

5.9.41 Допустимое повышение напряжения промышленной частоты оборудования при оперативных переключениях и в аварийных режимах (см. таблицу 5.5):

Таблица 5.5 – Допустимое повышение напряжения промышленной частоты оборудования в электросетях напряжением 110 кВ, кратность от номинального напряжения

Оборудование	Допустимое повышение напряжения при длительности воздействия, с			
	1200	20	1	0,1
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы*	1,10**	1,25	1,90	2,00
	1,10	1,25	1,50	1,58
Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	1,15	1,35	2,00	2,10
	1,15	1,35	1,50	1,58
Коммутационные аппараты***, трансформаторы тока, конденсаторы связи и шинные опоры	1,15	1,60	2,20	2,40
	1,15	1,60	1,70	1,80
Вентильные разрядники всех типов	1,15	1,35	1,38	–

Окончание таблицы 5.5

Оборудование	Допустимое повышение напряжения при длительности воздействия, с			
	1200	20	1	0,1
Ограничители перенапряжений нелинейные	1,39	1,50	1,65	–

* Независимо от значений, указанных в таблице, по условию нагрева магнитопровода повышение напряжения в долях номинального напряжения установленного ответвления обмотки должно быть ограничено 1200 с до 1,15, при 20 с – до 1,30.
** В числителях даны значения для изоляции «фаза – земля» в долях амплитуды наибольшего рабочего фазного напряжения, в знаменателях – для изоляции «фаза – фаза» в долях амплитуды наибольшего рабочего междуфазного напряжения.
*** Независимо от значений, указанных в таблице, собственное восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя должно быть ограничено по условию отключения неповрежденной фазы линии при несимметричном КЗ до 2,4 или 2,8 в зависимости от типа применяемого выключателя.

5.9.42 В сетях напряжением 110 кВ при оперативных переключениях и в аварийных режимах повышение напряжения промышленной частоты (50 Гц) на оборудовании должно быть не более значений, приведенных в таблице 5.5. Указанные значения распространяются также на амплитуду напряжения, образованного наложением на синусоиду 50 Гц составляющих другой частоты.

5.10 Конденсаторные установки

5.10.1 Настоящий раздел распространяется на конденсаторные установки напряжением от 0,22 до 10 кВ и частотой 50 Гц, предназначенные для компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения.

5.10.2 Конденсаторная установка должна находиться в техническом состоянии, обеспечивающем ее долговременную и надежную работу.

5.10.3 Управление конденсаторной установкой, регулирование режима работы батарей конденсаторов должно быть, как правило, автоматическим.

5.10.4 Управление конденсаторной установкой, имеющей общий с индивидуальным приемником электрической энергии коммутационный аппарат, может осуществляться вручную, одновременно с включением или отключением приемника электрической энергии.

5.10.5 Разработка режимов работы конденсаторной установки должна выполняться исходя из договорных величин экономических значений реактивной энергии и мощности. Режимы работы конденсаторной установки должны быть утверждены руководителем потребителя.

5.10.6 При напряжении, равном 110 % от номинального значения, вызванном повышением напряжения в электрической сети, продолжительность работы конденсаторной установки в течение суток должна быть не более 12 ч. При повышении напряжения более 110 % от номинального значения конденсаторная установка должна быть немедленно отключена.

5.10.7 Если напряжение на любом единичном конденсаторе (конденсаторах последовательного ряда) превышает 110 % его номинального значения, работа конденсаторной установки не допускается.

5.10.8 Если токи в фазах различаются более чем на 10 %, работа конденсаторной установки не допускается.

5.10.9 В месте установки конденсаторов должно быть предусмотрено средство измерения температуры окружающего воздуха. При этом должна быть обеспечена возможность наблюдения за его показаниями без отключения конденсаторной установки и снятия ограждений.

5.10.10 Если температура конденсаторов менее предельно допустимой низшей температуры, обозначенной на их паспортных табличках или в эксплуатационных документах изготовителя, то включение в работу конденсаторной установки не допускается.

5.10.11 Включение конденсаторной установки разрешается лишь после повышения температуры окружающего воздуха до указанного в паспорте значения температуры.

5.10.12 Температура окружающего воздуха в месте установки конденсаторов должна быть не более максимального значения, указанного на их паспортных табличках или в эксплуатационных документах изготовителя. При превышении этой температуры должна быть усилена вентиляция. Если в течение 1 ч температура не снизилась, конденсаторная установка должна быть отключена.

5.10.13 Конденсаторы батареи должны иметь порядковые номера, нанесенные на поверхность корпуса.

5.10.14 Включение конденсаторной установки после ее отключения допускается не ранее чем через 1 мин при наличии разрядного устройства, присоединяемого непосредственно (без коммутационных аппаратов и предохранителей) к конденсаторной батарее. Если в качестве разрядного устройства используются только встроенные в конденсаторы резисторы, то повторное включение конденсаторной установки допускается не ранее чем через 1 мин для конденсаторов напряжением 660 В и ниже и через 5 мин для конденсаторов напряжением свыше 660 В.

5.10.15 Включение конденсаторной установки, отключенной действием защитных устройств, разрешается только после выяснения и устранения причины отключения.

5.10.16 Конденсаторная установка должна быть обеспечена:

– резервным запасом предохранителей на соответствующие номинальные токи плавких вставок;

– специальной штангой для контрольного разряда конденсаторов, хранящейся в помещении конденсаторной батареи.

5.10.17 На дверях снаружи и внутри камер, дверях шкафов конденсаторных батарей должны быть отчетливо выполнены надписи, указывающие их диспетчерское наименование. На внешней стороне дверей камер, а также шкафов конденсаторных батарей, установленных в производственных помещениях, должны быть укреплены или нанесены несмываемой краской знаки безопасности. Двери должны быть постоянно заперты на замок.

5.10.18 При замене предохранителей конденсаторная установка должна быть отключена от сети и должен быть обеспечен разрыв (отключением коммутационного аппарата) электрической цепи между предохранителями и конденсаторной батареей. Если условий для такого разрыва нет, то замена предохранителей производится после контрольного разряда всех конденсаторов батареи специальной штангой.

5.10.19 Контрольный разряд конденсаторов разрешается производить не ранее чем через 3 мин после отключения установки, если нет других эксплуатационных документов изготовителей.

5.10.20 Учет, эксплуатация, хранение, утилизация конденсаторов, в которых используются трихлорированные бифенилы, должны осуществляться в соответствии с [18].

5.10.21 Осмотр конденсаторной установки (без отключения) должен проводиться в сроки, установленные эксплуатационной инструкцией, но не реже одного раза в сутки на объектах с постоянным дежурством персонала и не реже одного раза в месяц на объектах без постоянного дежурства.

5.10.22 Внеочередной осмотр конденсаторной установки проводится в случае повышения до значений, близких к предельно допустимым уровням напряжения или температуры окружающего воздуха, действия защитных устройств, внешних воздействий, представляющих опасность для нормальной работы установки, а также перед ее включением.

5.10.23 При осмотре конденсаторной установки должны быть проверены:

– исправность ограждений и запоров, отсутствие посторонних предметов;

– значения напряжения, тока, температуры окружающего воздуха, равномерность нагрузки отдельных фаз;

– техническое состояние аппаратов, оборудования, контактных соединений, целостность и степень загрязнения изоляции;

– отсутствие капельной течи пропитывающей жидкости и недопустимого вздутия стенок корпусов конденсаторов.

5.10.24 О результатах осмотра должна быть сделана соответствующая запись в журнале обходов и осмотров электрооборудования, оперативном журнале или другой эксплуатационной документации учета неисправностей в соответствии с утвержденным регламентом на предприятии.

5.10.25 Периодичность капитальных и текущих ремонтов, объем проверок и испытаний электрооборудования и устройств конденсаторной установки должны устанавливаться в соответствии с приложением Б.

5.11 Аккумуляторные установки

5.11.1 Настоящий раздел распространяется на стационарные аккумуляторные установки кислотных и щелочных аккумуляторных батарей, устанавливаемых у потребителя.

5.11.2 Аккумуляторные батареи должны обслуживаться в соответствии с требованиями настоящего технического кодекса, ТКП 427, эксплуатационных документов изготовителей.

5.11.3 Сборку аккумуляторов, монтаж батарей и приведение их в действие должен выполнять подготовленный персонал в соответствии с ТУ на аккумуляторные установки и эксплуатационными документами изготовителей.

5.11.4 При эксплуатации аккумуляторных батарей должен обеспечиваться необходимый уровень напряжения на шинах постоянного тока в нормальном и аварийном режимах.

5.11.5 Для обеспечения надежной работы батареи должны соблюдаться требования эксплуатационных документов изготовителя.

5.11.6 Установка кислотных и щелочных аккумуляторных батарей в одном помещении не допускается.

5.11.7 Стены и потолок помещения аккумуляторной, двери и оконные переплеты, металлические конструкции, стеллажи и другие части должны быть окрашены кислотостойкой (щелочестойкой) краской. Вентиляционные короба и вытяжные шкафы должны окрашиваться с наружной и внутренней сторон.

5.11.8 Для окон необходимо применять матовое или покрытое белой краской, стойкой к агрессивной среде, стекло. Также допускается применение матовых или других пленок для защиты (рассеивания) от солнечного излучения.

5.11.9 Для освещения помещений аккумуляторных батарей должны применяться взрывозащищенные светильники. Не менее одного светильника должно быть присоединено к сети аварийного освещения.

5.11.10 Выключатели, штепсельные розетки, предохранители и автоматические выключатели должны располагаться вне аккумуляторного помещения. Осветительная электропроводка должна выполняться проводом в кислотостойкой (щелочестойкой) оболочке.

5.11.11 Для снижения испарения электролита кислотного аккумулятора открытого исполнения следует применять покровные стекла или прозрачную кислотостойкую пластмассу, опирающиеся на выступы (приливы) пластин. Размеры этих стекол должны быть меньше внутренних размеров банки. Для аккумуляторов с размерами банки более 400 × 200 мм допускается применять покровные стекла из двух частей и более.

5.11.12 Для приготовления кислотного электролита надлежит применять серную кислоту и дистиллированную воду, качество которых удостоверено заводским сертификатом и (или) протоколом химического анализа, проведенного в соответствии с требованиями государственных стандартов.

5.11.13 Приготовление кислотного электролита, хранение и транспортировка электролита и кислоты, приведение аккумуляторной батареи в рабочее состояние должны выполняться в соответствии с указаниями эксплуатационных документов изготовителя и инструкции по эксплуатации стационарных свинцово-кислотных аккумуляторных батарей.

5.11.14 Уровень электролита в кислотных аккумуляторных батареях должен быть:

– выше верхнего края электродов на 10–15 мм для стационарных аккумуляторов с поверхностно-коробчатыми пластинами типа СК;

– в пределах 20–40 мм над щитком с предохранителями для стационарных аккумуляторов с намазными пластинами типа СН.

5.11.15 Плотность кислотного электролита, приведенная к температуре 20 °С, должна быть:

– для аккумуляторов типа СК – (1,205 ± 0,005) г/см^3;

– для аккумуляторов типа СН – (1,240 ± 0,005) г/см^3.

5.11.16 Щелочные аккумуляторы при сборке в батарею должны быть соединены в последовательную цепь посредством стальных никелированных межэлементных перемычек.

5.11.17 Аккумуляторные щелочные батареи должны быть соединены в последовательную цепь с помощью перемычек из медного проводника.

5.11.18 Уровень электролита натрий-литиевых и калий-литиевых заряженных аккумуляторов должен быть на 5–10 мм выше верхней кромки пластин.

5.11.19 Для приготовления щелочного электролита следует применять гидроксиды калия или гидроксиды натрия, гидроксиды лития, дис-

тиллированную воду, удовлетворяющие существующим государственным стандартам.

5.11.20 При приготовлении щелочного электролита и приведении аккумуляторной батареи в рабочее состояние должны выполняться указания эксплуатационных документов изготовителя.

5.11.21 Элементы аккумуляторной батареи должны быть пронумерованы. Крупные цифры наносятся на лицевую вертикальную стенку банка кислотостойкой (щелочестойкой) краской. Первым номером в батарее обозначается элемент, к которому присоединена положительная шина.

5.11.22 При приемке вновь смонтированной или вышедшей из капитального ремонта аккумуляторной батареи должны быть проверены:

– емкость (током 10-часового разряда или в соответствии с указаниями эксплуатационных документов изготовителя);

– качество электролита;

– плотность электролита и напряжение на элементах в конце заряда и разряда батареи;

– сопротивление изоляции батареи относительно земли;

– исправность приточно-вытяжной вентиляции.

5.11.23 Батареи должны вводиться в эксплуатацию после достижения ими 100 % номинальной емкости.

5.11.24 Кислотные батареи, работающие в режиме постоянного подзаряда, должны эксплуатироваться без уравнительных периодических перезарядов. Для поддержания всех аккумуляторов в полностью заряженном состоянии и для предотвращения сульфатации электродов в зависимости от состояния батареи, но не реже одного раза в год, должен быть проведен уравнительный заряд (дозаряд) батареи до достижения установившегося значения плотности электролита, указанного в 5.11.15, во всех элементах.

5.11.25 Продолжительность уравнительного заряда зависит от технического состояния батареи и должна быть не менее 6 ч.

5.11.26 На подстанциях работоспособность батареи должна проверяться по падению напряжения при толчковых токах.

5.11.27 Уравнительный перезаряд всей батареи или отдельных ее элементов должен осуществляться только по мере необходимости.

5.11.28 Заряжать и разряжать батарею допускается током не более максимального для данной батареи. Температура электролита в конце заряда должна быть не более 40 °С для аккумуляторов типа СК и не более 35 °С – для аккумуляторов типа СН.

5.11.29 Контрольные разряды кислотных батарей должны проводиться в соответствии с инструкцией по эксплуатации стационарных свинцово-кислотных аккумуляторных батарей для определения фактической емкости батареи по мере необходимости или одного раз в 1–2 года.

5.11.30 Значение тока разряда каждый раз должно быть одним и тем же. Результаты измерений при контрольных разрядах должны сравниваться с результатами измерений предыдущих разрядов.

5.11.31 Кислотные батареи, работающие в режиме постоянного подзаряда, должны эксплуатироваться без тренировочных разрядов. Разряд отдельных аккумуляторов (или их группы) может производиться для выполнения ремонтных работ или при устранении неисправностей в них.

5.11.32 Мощность и напряжение зарядного устройства должны быть достаточными для заряда аккумуляторной батареи на 90 % номинальной емкости в течение не более 8 ч при предшествующем 30-минутном разряде.

5.11.33 Подзарядное устройство должно обеспечивать стабилизацию напряжения на шинах батареи в соответствии с требованиями ТКП 339.

5.11.34 Дополнительные аккумуляторы батареи, постоянно не используемые в работе, должны иметь отдельное устройство подзаряда.

5.11.35 Аккумуляторная установка должна быть оборудована исправными вольтметром с переключателем и амперметрами в цепях зарядного, подзарядного устройств и аккумуляторной батареи.

5.11.36 Порядок эксплуатации системы вентиляции в помещении аккумуляторной батареи с учетом конкретных условий должен быть определен ЛПА потребителя.

5.11.37 Приточно-вытяжная вентиляция помещения аккумуляторной батареи должна быть включена перед началом заряда батареи и отключена после полного удаления газов, но не раньше чем через 1,5 ч после окончания заряда. Работа системы приточно-вытяжной вентиляции должна соответствовать требованиям ТКП 339.

5.11.38 Напряжение на шинах оперативного постоянного тока в нормальных условиях эксплуатации допускается поддерживать на 5 % выше номинального напряжения токоприемников.

5.11.39 Все сборки и кольцевые магистрали постоянного тока должны обеспечиваться питанием от двух источников.

5.11.40 Измерение сопротивления изоляции аккумуляторной батареи производится один раз в 3 месяца, его значение в зависимости от номинального напряжения батареи должно быть следующим (см. таблицу 5.6):

Таблица 5.6 – Зависимости сопротивления от номинального напряжения батареи

Напряжение аккумуляторной батареи, В	24	48	60	110	220
Сопротивление изоляции $R_{из}$, кОм, не менее	15	25	30	50	100

5.11.41 Шины постоянного тока должны быть снабжены исправным устройством для постоянного контроля изоляции, действующим на сигнал при снижении сопротивления изоляции одного из полюсов до значения 3 кОм в сети 24 В, 5 кОм в сети 48 В, 6 кОм в сети 60 В, 10 кОм в сети 110 В, 20 кОм в сети 220 В.

5.11.42 В условиях эксплуатации сопротивление изоляции сети постоянного оперативного тока, измеряемое периодически с помощью устройства контроля изоляции (или вольтметра), должно быть не менее двукратного по отношению к указанным выше минимальным значениям.

5.11.43 При замыкании на землю (или снижении сопротивления изоляции до срабатывания устройства контроля) в сети оперативного тока должны быть немедленно приняты меры к его устранению.

5.11.44 Производство работ под напряжением в сети оперативного тока, если в этой сети имеется замыкание на землю, не допускается, за исключением работ по поиску места замыкания.

5.11.45 Обслуживание аккумуляторных установок осуществляет специально подготовленный для работы на данных установках электротехнический персонал.

5.11.46 На каждой аккумуляторной установке должен быть журнал аккумуляторной батареи для записи результатов осмотров и объемов выполненных работ, оперативный журнал или другая эксплуатационная документация учета неисправностей в соответствии с утвержденным регламентом потребителя.

5.11.47 Анализ электролита работающей кислотной аккумуляторной батареи должен производиться ежегодно по пробам, взятым из контрольных элементов. Количество контрольных элементов устанавливает лицо, ответственное за электрохозяйство потребителя, в зависимости от состояния аккумуляторной батареи, но не менее 10 % количества элементов в батарее. Для использования в качестве контрольных каждый год должны назначаться разные элементы.

5.11.48 При контрольном разряде пробы электролита отбираются в конце разряда.

5.11.49 Для доливки аккумуляторов должна применяться дистиллированная вода, проверенная на отсутствие хлора и железа.

5.11.50 В батарее может быть не более 5 % отстающих элементов. Напряжение отстающих элементов в конце разряда должно отличаться от среднего напряжения остальных элементов не более чем на 1,5 %.

5.11.51 Осмотр аккумуляторных батарей должен проводиться по графику, утвержденному лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя, с учетом следующей периодичности осмотров:

– постоянным оперативным персоналом – один раз в сутки;
– специально выделенным работником – два раза в месяц;

– лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя, или лицом, им уполномоченным, – один раз в месяц.

5.11.52 Во время текущего осмотра проверяются:

– напряжение, плотность и температура электролита в контрольных элементах (напряжение и плотность электролита во всех элементах и температура электролита в контрольных элементах должны проверяться не реже одного раза в месяц);

– напряжение и ток подзаряда основных и добавочных аккумуляторов;

– уровень электролита;

– правильность положения покровных стекол или фильтр-пробок;

– целостность аккумуляторов, чистота в помещении;

– вентиляция и отопление;

– наличие небольшого выделения пузырьков газа из аккумуляторов;

– уровень и цвет шлама в аккумуляторах с прозрачными баками.

5.11.53 Персонал, обслуживающий аккумуляторную установку, необходимо обеспечить:

– технической документацией;

– средствами измерений для контроля напряжения отдельных элементов батареи, плотности и температуры электролита;

– специальной одеждой;

– специальным инвентарем и запасными частями.

5.11.54 Обслуживание и ремонт выпрямительных установок и двигателей-генераторов, входящих в установки постоянного тока с аккумуляторной батареей, должны осуществляться в порядке, установленном для данного вида оборудования.

5.11.55 Для проведения капитального ремонта батареи (замена большого числа аккумуляторов, пластин, сепараторов, разборка всей батареи или значительной ее части) необходимо заключать договоры со сторонними организациями (индивидуальным предпринимателем).

5.11.56 Необходимость капитального ремонта батареи устанавливает лицо, ответственное за электрохозяйство потребителя.

5.11.57 Капитальный ремонт аккумуляторов типа СК должен производиться, как правило, не ранее чем через 15–20 лет эксплуатации.

5.11.58 Капитальный ремонт аккумуляторов типа СН не производится. Замена аккумуляторов этого типа должна производиться не ранее чем через 10 лет эксплуатации.

5.11.59 Открытый корпус аккумуляторов и аккумуляторных батарей (для элементов и модулей) должен быть изготовлен из прочных, негорючих, влагостойких материалов, не подверженных износу в окружающей среде, и при температуре, которой он может подвергаться.

5.11.60 Корпуса аккумуляторных модулей должны иметь степень защиты не менее IP44.

5.11.61 Батарейные элементы с разными физическими характеристиками, химическим составом и электрическими параметрами не должны использоваться в одной и той же электрической цепи.

5.11.62 Батарейные помещения должны быть оборудованы механической вентиляцией, а выбросы от вытяжных вентиляторов должны отводиться таким образом, чтобы не создавать опасности пожара, взрыва или отравления находящемуся рядом персоналу.

5.11.63 Не рекомендуется допускать разрядку менее 20 % остаточной емкости батареи.

5.11.64 Не допускается длительное хранение батареи при уровне заряда менее 20 % и более 90 %. Оптимальный уровень заряда при длительном хранении – 40 %.

5.11.65 Рекомендуется эксплуатация батареи при температуре (20 ± 5) °С.

5.12 Средства измерений и учета

5.12.1 Настоящий раздел распространяется на системы контроля технологических параметров оборудования, средства измерений режимов его работы (стационарные и переносные), а также на средства расчетного учета электрической энергии и средства технического учета электрической энергии. Средства измерений и учета должны соответствовать требованиям ТКП 339, других ТНПА в области обеспечения единства измерений или рекомендуемых [12].

5.12.2 Системы контроля технологических параметров оборудования, режимов его работы, учета электрической энергии и системы АСКУЭ должны быть оснащены средствами измерений и техническими средствами, отвечающими установленным требованиям, включая метрологическое обеспечение, организованное на основе правил и норм, предусматривающих единство и требуемую точность измерений.

5.12.3 Установка и эксплуатация средств измерений электрических величин и учета электрической энергии и (или) мощности осуществляется в соответствии с требованиями ТНПА в области обеспечения единства измерений и эксплуатационных документов изготовителей.

5.12.4 Для периодического осмотра и профилактического обслуживания средств измерений и учета электрической энергии, надзора за их состоянием, проверки, ремонта и испытания этих средств у потребителя в соответствии с государственными стандартами может быть создана метрологическая служба или другая структура по обеспечению единства измерений.

5.12.5 При наличии такой службы она должна быть оснащена поверочным и ремонтным оборудованием и эталонами единиц величин в соответствии с требованиями ТНПА в области обеспечения единства измерений.

5.12.6 Все средства измерений и учета электрической энергии, а также АСКУЭ должны быть в исправном состоянии и готовыми к работе. На время ремонта и (или) поверки средств расчетного учета электрической энергии (мощности) при работающем технологическом оборудовании вместо них должны быть установлены резервные средства. Допускается работа без средств расчетного учета электрической энергии (мощности) до их замены в соответствии с [2].

5.12.7 До ввода в эксплуатацию средства измерений, предназначенные для применения в сфере законодательной метрологии энергообъекта, подлежат утверждению типа СИ (или метрологической оценке), должны быть включены в Государственный реестр средств измерений и стандартных образцов Республики Беларусь и проходить периодическую поверку (калибровку).

5.12.8 Не допускается применение в качестве средств расчетного учета электрической энергии (мощности) средств измерений, которые не прошли метрологическую оценку (утверждение типа средства измерения, метрологическую аттестацию средства измерения, поверку, калибровку).

5.12.9 Средства измерений, применяемые для контроля над технологическими параметрами, по которым не нормируется точность измерения, могут быть переведены в разряд детекторов. Перечень таких средств измерений должен быть утвержден руководителем потребителя.

Средства измерений, предназначенные для применения вне сферы законодательной метрологии, могут подвергаться поверке (калибровке), либо в отношении этих средств могут применяться иные способы обеспечения единства измерений, определенные метрологической службой и утвержденные техническим руководителем потребителя.

5.12.10 Государственная поверка средств расчетного учета электрической энергии (мощности) и эталонов единиц величин проводится с периодичностью в соответствии с [11], а также после ремонта указанных средств.

5.12.11 Периодичность государственной поверки (калибровки) встроенных в энергооборудование средств электрических измерений (измерительных трансформаторов тока и напряжения, шунтов, электропреобразователей) должна соответствовать межремонтным интервалам работы оборудования, на котором они установлены, и не должна превышать периодичность в соответствии с [11]. В объемы ремонтов обо-

рудования должны быть включены демонтаж, государственная поверка (калибровка) и установка этих средств измерений.

5.12.12 На средства измерений и учета электрической энергии составляются паспорта (или журналы), или ведется автоматизированный учет состояния средств измерений, в которых делаются отметки обо всех ремонтах, калибровках и поверках.

5.12.13 Результаты поверки удостоверяются свидетельством о поверке и (или) нанесением на средства измерений знака поверки.

5.12.14 На стационарные средства измерений, по которым контролируется режим работы электрооборудования и линий электропередачи, должна быть нанесена отметка, соответствующая номинальному значению измеряемой величины. Размеры и способ нанесения отметки должны соответствовать требованиям государственных стандартов на шкалы средств измерений. Средства измерений, имеющие электропитание от внешнего источника, должны быть оснащены устройством сигнализации наличия напряжения.

5.12.15 На панели рядом со средством учета электрической энергии должна быть выполнена надпись, указывающая наименование присоединения, на котором производится учет электроэнергии.

5.12.16 Наблюдение за работой средств измерений и учет электрической энергии, в том числе регистрирующих средств измерений и средств измерений с автоматическим ускорением записи в аварийных режимах, на электрических подстанциях (в распределительных устройствах) должен вести оперативный или оперативно-ремонтный персонал подразделений, определенный решением лица, ответственного за электрохозяйство потребителя.

5.12.17 Ответственность за сохранность и чистоту внешних элементов средств измерений и учет электрической энергии несет персонал, обслуживающий оборудование, на котором они установлены. Обо всех нарушениях в работе средств измерений и учете электрической энергии персонал должен незамедлительно сообщать подразделению, выполняющему функции метрологической службы потребителя. Вскрытие средств электрических измерений, не связанное с работами по обеспечению нормальной записи регистрирующими средствами измерений, разрешается только персоналу подразделения, выполняющему функции метрологической службы потребителя, а средств измерений для расчета с поставщиками или потребителями – персоналу подразделения совместно с их представителями.

5.12.18 Установку и замену средств расчетного учета электрической энергии (мощности), измерительных трансформаторов тока и напряжения, ко вторичным цепям которых подключены средства расчетного уче-

та электрической энергии (мощности), выполняет персонал потребителя с разрешения энергоснабжающей организации.

5.12.19 Обо всех дефектах или случаях отказов в работе средств расчетного учета электрической энергии (мощности) потребитель немедленно ставит в известность энергоснабжающую организацию.

5.12.20 Персонал потребителя несет ответственность за сохранность средств расчетного учета электрической энергии (мощности), его пломб и за соответствие цепей учета электроэнергии установленным требованиям.

5.12.21 Для защиты от несанкционированного доступа к вводным коммутационным аппаратам, установленным до средств расчетного учета электрической энергии (мощности), средств электроизмерений, коммутационным аппаратам и разъемным соединениям электрических цепей в цепях учета должно производиться их опломбирование пломбами энергоснабжающей организации (маркирование специальными знаками визуального контроля) в соответствии с установленными требованиями.

Установленные пломбы энергоснабжающей организации (специальные знаки визуального контроля) в цепях расчетного учета электрической энергии и (или) мощности разрешается снимать только представителям энергоснабжающей организации. Персоналу потребителя разрешается снятие пломб энергоснабжающей организации (знаков визуального контроля) только в аварийных ситуациях при наличии документального подтверждения с обязательным информированием об этом представителя энергоснабжающей организации.

5.13 Электрическое освещение

5.13.1 Требования, изложенные в 5.13, распространяются на устройства электрического освещения помещений и сооружений, жилых и общественных зданий, открытых пространств и улиц, а также на рекламное освещение.

5.13.2 Рабочее и аварийное освещение во всех помещениях, на рабочих местах, открытых пространствах и улицах должно обеспечивать освещенность в соответствии с установленными требованиями.

5.13.3 Рекламное освещение, снабженное устройствами программного управления, должно удовлетворять также требованиям норм на допустимые индустриальные радиопомехи.

5.13.4 Применяемые при эксплуатации электроустановок светильники рабочего и аварийного освещения должны быть только заводского изготовления и соответствовать требованиям государственных стандар-

тов и ТУ. Электропроводка сетей освещения должна прокладываться согласно разработанному проекту.

5.13.5 Светильники аварийного освещения (освещения безопасности и эвакуационного освещения) должны отличаться от светильников рабочего освещения знаками или окраской.

5.13.6 Светоограждение дымовых труб и других высотных сооружений должно соответствовать установленным правилам.

5.13.7 Питание светильников аварийного и рабочего освещения должно осуществляться от независимых источников. При отключении рабочего освещения переключение на аварийное должно происходить автоматически или вручную, согласно проектным решениям.

5.13.8 Питание сети аварийного освещения по схемам, отличным от проектных, не допускается.

5.13.9 Присоединение к сети аварийного освещения штепсельных розеток, переносных трансформаторов и других видов нагрузок, не относящихся к этому освещению, не допускается.

5.13.10 На лицевой стороне щитов и сборок сети освещения должны быть знак безопасности и надписи (маркировка) с указанием наименования (щита или сборки), номера, соответствующего диспетчерскому наименованию. С внутренней стороны (например, на дверцах) должны быть однолинейная схема, надписи с указанием значения тока плавкой вставки на предохранителях или номинального тока автоматических выключателей и наименование электроприемников, соответственно через них получающих питание. Автоматические выключатели должны обеспечивать селективность отключения потребителей, получающих от них питание.

Щитки освещения должны быть заперты, дверцы должны быть оборудованы исправными запирающими устройствами, исключающими доступ лиц неэлектротехнического персонала и посторонних. Дверцы щитков освещения могут не запираться на ключ, в случае если токоведущие части в таких щитках для защиты от прямого прикосновения ограждены внутренними панелями (фальшпанелями), обеспечивающими требуемую в данных условиях степень защиты оболочки по ГОСТ 14254, но не менее IP31, а снятие этих ограждений возможно только при помощи специального ключа или инструмента.

5.13.11 Использование сетей освещения для подключения каких-либо переносных или передвижных электроприемников не допускается.

5.13.12 Для питания переносных (ручных) электрических светильников в помещениях с повышенной опасностью и в особо опасных помещениях должно применяться напряжение не выше 25 В, а при работах в особо неблагоприятных условиях, когда опасность поражения электрическим током усугубляется теснотой, неудобным положением

работающего, соприкосновением с большими металлическими, хорошо заземленными поверхностями (например, работа в котлах, смотровых ямах гаражей и т. п.) и в наружных установках, – не выше 12 В.

5.13.13 Вилки приборов на напряжение 12–50 В не должны входить в розетки с более высоким номинальным напряжением. В помещениях, в которых используется напряжение двух и более номиналов, на всех штепсельных розетках должны быть надписи с указанием номинального напряжения.

5.13.14 Использование автотрансформаторов для питания светильников сети 12–50 В не разрешается.

5.13.15 Применение для переносного освещения люминесцентных ламп, не укрепленных на жестких опорах, не допускается.

5.13.16 Установка в светильники сети рабочего и аварийного освещения ламп, мощность или цветность излучения которых не соответствует проектной, а также снятие защитных стекол, рассеивателей, экранирующих и защитных решеток светильников, эксплуатация светильников с неисправными креплениями не допускается. Вся вышеуказанная светотехническая арматура должна быть чистой и не иметь повреждений.

5.13.17 Питание сетей внутреннего, наружного, а также охранного освещения потребителей, сооружений, жилых и общественных зданий, открытых пространств и улиц, как правило, должно осуществляться по отдельным линиям.

5.13.18 Напряжение на лампах должно быть не выше номинального значения. Понижение напряжения у наиболее удаленных ламп сети внутреннего рабочего, наружного и аварийного освещения, а также прожекторных установок должно быть не более требований, установленных ТНПА.

5.13.19 В коридорах электрических подстанций и распределительных устройств, имеющих два выхода, и в проходных туннелях управление освещением должно осуществляться по двухсторонней (сквозной) схеме.

5.13.20 Оперативному персоналу, обслуживающему сети электрического освещения, необходимо иметь схемы этой сети, запас калиброванных вставок, соответствующих светильников и ламп всех напряжений данной сети освещения.

5.13.21 Оперативный и оперативно-ремонтный персонал потребителя или объекта даже при наличии аварийного освещения необходимо снабдить переносными электрическими фонарями с автономным питанием.

5.13.22 Очистку светильников, осмотр и ремонт сети электрического освещения необходимо выполнять квалифицированному персоналу по графику ППР либо по результатам технического диагностирования.

5.13.23 Светильники не реже одного раза в 6 месяцев должны подвергаться осмотру, чистке и проверке технического состояния (наличие и целость исправных ламп, стекол, решеток и сеток, исправность уплотнений светильников специального назначения).

На участках, подверженных усиленному загрязнению, очистка светильников должна выполняться по особому графику.

5.13.24 Смена перегоревших ламп может производиться групповым или индивидуальным способом, который устанавливается конкретно для каждого потребителя в зависимости от доступности ламп и мощности осветительной установки. При групповом способе сроки очередной чистки арматуры должны быть приурочены к срокам групповой замены ламп.

5.13.25 При высоте подвеса светильников до 5 м допускается их обслуживание с приставных лестниц и стремянок. В случае расположения светильников на большей высоте разрешается их обслуживание с мостовых кранов, стационарных мостиков и передвижных устройств при соблюдении мер безопасности, установленных [19] и ЛПА потребителя.

5.13.26 Осмотр и проверка сети освещения должны проводиться в следующие сроки:

– проверка исправности аварийного освещения при отключении рабочего освещения – не реже одного раза в 6 месяцев;

– измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и т. д.) – при вводе сети в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещения.

5.13.27 Проверка состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного и рабочего освещения, испытание и измерение сопротивления изоляции проводов, кабелей и заземляющих устройств должны проводиться при вводе сети электрического освещения в эксплуатацию, а в дальнейшем по графику, утвержденному лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя, но не реже одного раза в 3 года. Результаты замеров оформляются актом (протоколом) в соответствии с нормами и объемом испытания электрооборудования.

5.13.28 Периодичность ППР газосветных установок сети рекламного освещения устанавливается в зависимости от их категории (месторасположения, системы технического обслуживания и т. п.) и утверждается ответственным за электрохозяйство потребителя.

5.13.29 Включение и отключение установок наружного (уличного) и рекламного освещения, как правило, должно осуществляться автоматически в соответствии с графиком, составленным с учетом времени года, особенностей местных условий и утвержденным местными органами власти.

5.13.30 Обо всех неисправностях в работе установок рекламного освещения и повреждениях (мигание, частичные разряды и т. п.) оперативный или оперативно-ремонтный персонал потребителя немедленно сообщает об этом своим руководящим работникам и принимает меры к их устранению. Работа установок рекламного освещения при видимых повреждениях не допускается.

5.13.31 При централизованной автоматической системе управления установками уличного и рекламного освещения должно обеспечиваться круглосуточное дежурство персонала, имеющего в своем распоряжении транспортные средства и средства связи.

6 Электроустановки специального назначения

6.1 Электросварочные электроустановки

6.1.1 Положения и требования 6.1 распространяются на стационарные, передвижные (переносные) установки для сварки постоянного и переменного тока.

6.1.2 Сварочные установки должны быть расположены и установлены в соответствии с требованиями ТНПА, регламентирующих требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок.

6.1.3 Сварочные работы должны выполняться в соответствии с требованиями НПА, ТНПА, регламентирующих требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок, эксплуатационных документов изготовителей электросварочного оборудования и требованиями, изложенными в 6.1.

6.1.4 При электросварочных работах во взрывоопасных зонах запрещается использовать в качестве обратного провода заземляющий проводник, металлические конструкции, корпуса оборудования и трубопроводы.

6.1.5 Источники сварочного тока могут присоединяться к распределительным электрическим сетям напряжением не свыше 660 В. Нагрузка однофазных сварочных трансформаторов должна быть равномерно распределена между отдельными фазами трехфазной сети.

6.1.6 В качестве источников сварочного тока для всех видов дуговой сварки могут применяться однопостовые и многопостовые трансформаторы, выпрямители, инверторы и генераторы постоянного и переменного тока, специально для этого предназначенные. Непосредственное питание сварочной дуги от силовой (или осветительной) распределительной цеховой сети не допускается.

Электросварщик активизирует соответствующую функцию блока снижения напряжения холостого хода или безопасный режим источни-

ков для ручной дуговой сварки инверторного типа, инверторных цифровых выпрямителей для ручной дуговой сварки для соответствующего снижения напряжения холостого хода до соответствующего безопасного значения при выполнении работ, указанных в первом абзаце настоящего пункта.

6.1.7 Питание дуги в установках для атомно-водородной сварки должно производиться от однопостового трансформатора.

6.1.8 Все электросварочные установки с источниками переменного и постоянного тока, предназначенные для сварки в особо опасных условиях, должны быть оснащены устройствами автоматического отключения напряжения холостого хода или ограничения его до напряжения 12 В с выдержкой времени не более 0,5 с.

Все электросварочные установки, предназначенные для работы в помещениях с повышенной опасностью и имеющие напряжение холостого хода свыше 48 В, также должны быть оснащены устройствами автоматического отключения напряжения холостого хода или его ограничения до безопасной в данных условиях величины.

Эксплуатировать переносное сварочное оборудование, подключаемое к стационарной электрической сети, без защиты устройством защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА запрещается.

6.1.9 Для возбуждения дуги без предварительного закорачивания электродов на изделие и повышения стабильности ее горения допускается применение генераторов тока повышенной частоты (осцилляторов).

6.1.10 Питание электродвигателей переменного тока сварочной головки допускается только через понижающий трансформатор со вторичным напряжением не свыше 48 В. Один из выводов вторичной цепи такого трансформатора должен быть наглухо заземлен, а при наличии PE-шины присоединен к PE-шине. Корпус электродвигателя сварочной головки при этом заземлять не требуется.

6.1.11 Схема присоединения нескольких источников сварочного тока при работе их на одну сварочную дугу должна исключать возможность получения между изделием и электродом напряжения, превышающего наибольшее напряжение холостого хода одного из источников сварочного тока.

6.1.12 Для подвода тока от источника сварочного тока к электрододержателю установки ручной дуговой сварки должен использоваться гибкий сварочный медный кабель с резиновой изоляцией и в резиновой оболочке. Применение кабелей и проводов с изоляцией или в оболочке из полимерных материалов, распространяющих горение, не допускается.

Кабели электросварочного оборудования должны располагаться от трубопроводов и баллонов с кислородом на расстоянии не менее 0,5 м, а от трубопроводов и баллонов с горючими газами – не менее 1 м.

6.1.13 Первичная цепь электросварочной установки должна содержать коммутационный (отключающий) и защитный электрические аппараты.

6.1.14 Электросварочные установки с многопостовым источником сварочного тока должны иметь устройство для защиты источника от перегрузки (автоматический выключатель, предохранители), а также коммутационный и защитный электрические аппараты на каждой линии, отходящей к сварочному посту.

6.1.15 Переносная (передвижная) электросварочная установка должна располагаться на таком расстоянии от коммутационного аппарата, чтобы длина соединяющего их гибкого кабеля была не более 15 м.

Данное требование не относится к питанию установок по троллейной системе и к тем случаям, когда другая длина предусмотрена конструкцией в соответствии с ТУ на установку. Передвижные электросварочные установки на время их передвижения необходимо отсоединять от сети.

6.1.16 В качестве обратного провода, соединяющего свариваемое изделие с источником сварочного тока, могут служить гибкие провода, а также, где это возможно, стальные шины любого профиля достаточного сечения, сварочные плиты и сама свариваемая конструкция. Использование в качестве обратного провода сети заземления, металлических строительных конструкций зданий, коммуникаций и несварочного технологического оборудования запрещается. Зажим вторичной обмотки сварочного трансформатора, к которому подключается обратный провод, а также аналогичные зажимы у сварочных выпрямителей и генераторов, у которых обмотки возбуждения подключаются к распределительной электрической сети без разделительного трансформатора, должны быть заземлены или присоединены к PE-шине.

6.1.17 Соединение между собой отдельных элементов, используемых в качестве обратного провода, должно выполняться тщательно (сваркой или с помощью болтов, струбцин или зажимов). В установках для дуговой сварки в случае необходимости (например, при выполнении круговых швов) допускается соединение обратного провода со свариваемым изделием при помощи скользящего контакта.

6.1.18 Узлы сварочного оборудования, содержащие конденсаторы, должны иметь устройства для автоматической разрядки конденсаторов.

6.1.19 При атомно-водородной сварке необходимо предусматривать устройство автоматического отключения напряжения и прекращения подачи газа в случае разрыва дуги. Запрещается оставлять горелки без присмотра при горении дуги с короткозамкнутыми электродами.

6.1.20 Однопостовые и многопостовые сварочные установки должны быть защищены предохранителями или автоматами со стороны питающей сети. Многопостовые сварочные агрегаты, кроме защиты со стороны питающей сети, должны иметь максимальный автомат в общем проводе сварочной цепи и предохранители на каждом проводе и сварочном посту. Подсоединение сварочных постов к многопостовому агрегату должно производиться при отключенном от сети агрегате.

6.1.21 При ручной дуговой сварке толстообмазанными электродами, ванно-шлаковой сварке, сварке под флюсом и при автоматической сварке открытой дугой должен быть предусмотрен отсос газов непосредственно вблизи дуги.

6.1.22 При сварке открытой дугой и под флюсом внутри резервуаров и закрытых полостей конструкций в зависимости от характера выполняемых работ должна устанавливаться вентиляция. При ручной сварке рекомендуется, кроме того, подача воздуха непосредственно под щиток сварщика. При необходимости сварку следует производить в шланговом противогазе.

6.1.23 Степень защиты источников тока для дуговой сварки и шкафов управления должна быть не менее IP21 по ГОСТ 14254.

6.1.24 Над сварочными установками незащищенного исполнения, находящимися на открытом воздухе, должны быть сооружены навесы из несгораемых материалов, исключающие попадание осадков на рабочее место сварщика или на сварочное оборудование.

6.1.25 При отсутствии навесов из несгораемых материалов, исключающих попадание осадков на рабочее место сварщика или на сварочное оборудование электросварочные работы во время дождя или снегопада должны прекращаться. Продолжение электросварочных работ после дождя и снегопада может быть разрешено лицом, ответственным за безопасное проведение этих работ.

6.1.26 Представляющие опасность в отношении травмирования вращающиеся части оборудования должны быть ограждены.

6.1.27 Все открытые части сварочной установки, находящиеся под напряжением питающей сети, должны быть надежно ограждены.

6.1.28 Элементы сварочного оборудования, расположенные на высоте более 2 м и требующие оперативного обслуживания, должны иметь освещенные рабочие площадки с настилом из диэлектрического материала и лестницы с перилами, установленные на надежном креплении и изготовленные из несгораемых материалов.

6.1.29 На органах управления сварочным оборудованием должны быть четкие надписи или условные знаки, указывающие на их функциональное назначение.

6.1.30 Все органы управления сварочным оборудованием должны иметь надежные фиксаторы или ограждения, исключающие самопроизвольное или случайное их включение (отключение).

6.1.31 Штепсельные соединения проводов для включения в электросеть переносных пультов управления электросварочных автоматов и полуавтоматов должны иметь контакты для присоединения нулевого защитного проводника.

6.1.32 Токопроводящий корпус любой сварочной установки необходимо надежно заземлять для систем TT и IT или занулять для системы TN. Для присоединения заземляющего проводника (нулевого защитного проводника) на электросварочном оборудовании должен быть предусмотрен болт диаметром 5–8 мм, расположенный в доступном месте с надписью «PE» (или условным обозначением «земля»). Последовательное подключение заземляющего проводника (нулевого защитного проводника) к корпусам нескольких сварочных аппаратов запрещается.

6.1.33 Токопроводящий корпус любого источника питания сварочной установки (сварочный трансформатор, выпрямитель, преобразователь и др.) должен надежно заземляться. Заземление корпуса источника для ручной дуговой сварки инверторного типа, инверторных цифровых выпрямителей для ручной дуговой сварки необходимо осуществлять в соответствии с ТКП 339 и эксплуатационными документами изготовителя.

6.1.34 Электросварочное оборудование передвижного типа должно быть снабжено устройством защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА.

6.1.35 Если при автоматической или полуавтоматической сварке корпус сварочной головки находится под напряжением дуги, то маховички, рукоятки и детали, к которым сварщик прикасается в процессе сварки, должны быть выполнены из изоляционного материала или надежно изолированы от корпуса головки.

6.1.36 Применение самодельных электрододержателей запрещается.

6.1.37 Закрытые пространства резервуаров, котлов, металлических емкостей отсеков судов и т. п. при сварочных работах должны освещаться светильниками, установленными снаружи свариваемого объекта, или ручными переносными лампами соответствующего исполнения при напряжении не более 12 В. Трансформатор для переносных ламп должен устанавливаться вне свариваемого объекта; его вторичная обмотка должна быть заземлена.

6.1.38 Для стационарно установленных светильников местного освещения напряжение не должно превышать 24 В, для переносных светильников – 12 В.

6.1.39 Перед присоединением сварочной установки следует произвести визуальный осмотр всей установки и убедиться в ее исправности. Особое внимание при этом надо обратить на состояние контактов и защитных проводников, исправность изоляции рабочих проводов, наличие и исправность защитных средств. При обнаружении каких-либо неисправностей сварочную установку включать запрещается.

6.1.40 При электросварочных работах необходимо пользоваться спецодеждой в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.250.

6.1.41 Для защиты лица и глаз при работе электросварщику необходимо использовать средства индивидуальной защиты в соответствии с ТКП 563 и ГОСТ 12.4.035.

6.1.42 По окончании работ при дуговой сварке источник питания отключают от электросети. При сварке на постоянном токе сначала отключается цепь постоянного тока, затем переменного, питающего двигатель установки.

6.1.43 В мастерских, кабинах, на рабочих местах сварки необходимо вывешивать плакаты в соответствии с требованиями [20].

6.1.44 Осмотры и чистка установки (в том числе внутри) и пусковой аппаратуры выполняются не реже одного раза в месяц.

При осмотре необходимо проверить наличие таблички с указанием срока следующего испытания, проверить наличие инвентарного номера, наличие и исправность аппаратов защиты и кабелей, наличие заземления корпуса и вторичной обмотки. Эксплуатация электросварочной установки с истекшим сроком испытания запрещается.

После проведения осмотра и чистки должна быть сделана запись об этом в журнале регистрации инвентарного учета, периодической проверки и ремонта переносных и передвижных электроприемников, вспомогательного оборудования к ним.

6.1.45 После капитального ремонта изоляция электросварочной установки должна быть проверена на электрическую прочность в соответствии с требованиями ТНПА, регламентирующих требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок.

6.1.46 Все электросварочные установки с источниками переменного и постоянного тока, предназначенные для сварки в особо опасных условиях (внутри металлических емкостей, колодцах, туннелях, на понтонах, в котлах, отсеках судов и т. д.) или для работы в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных, должны быть оснащены устройствами автоматического отключения напряжения холостого хода при разрыве сварочной цепи или его ограничения до безопасного в данных условиях значения. Устройства должны иметь техническую документацию, утвержденную в установленном порядке, а их параметры – соответствовать требованиям государственных стандартов на электросварочные устройства.

Эксплуатировать без соответствующей функции блока снижения напряжения холостого хода или безопасного режима источников для ручной дуговой сварки инверторного типа, инверторных цифровых выпрямителей для ручной дуговой сварки для соответствующего снижения напряжения холостого хода до безопасного значения и ее активизации в данных условиях запрещается.

6.1.47 При проведении сварочных работ в закрытых помещениях необходимо организовывать вентиляцию в соответствии с требованиями ТКП 563.

6.1.48 Потребители, строительные и другие организации, создающие сварочные участки, должны организовывать рабочие места в соответствии с требованиями ТКП 563.

6.1.49 К выполнению электросварочных работ допускаются работники, прошедшие обучение, инструктаж и проверку знаний по вопросам охраны труда, имеющие группу по электробезопасности не менее II и соответствующие удостоверения по охране труда с вкладышем для электротехнического персонала.

6.1.50 Электросварщикам, прошедшим специальное обучение, может присваиваться в установленном порядке группа по электробезопасности III и более для работы в качестве оперативно-ремонтного персонала с правом присоединения к сети переносных и передвижных электросварочных установок.

6.1.51 Присоединение с помощью разборных контактных соединений и отсоединение от сети электросварочных установок, а также наблюдение за их исправным состоянием в процессе эксплуатации необходимо выполнять электротехническому персоналу данного потребителя с группой по электробезопасности не менее III.

Подключение источников, выпрямителей для ручной дуговой сварки к розетке, к удлинителю, подключение удлинителя к розетке выполняет электросварщик с группой по электробезопасности II.

6.1.52 Система технического обслуживания и ремонта электросварочных установок разрабатывается и осуществляется в соответствии с принятой у потребителя схемой с учетом требований настоящего раздела, инструкций по эксплуатации этих установок, эксплуатационных документов изготовителя, норм испытания электрооборудования и местных условий.

6.1.53 Проведение испытаний и измерений на электросварочных установках осуществляется в соответствии с эксплуатационными документами изготовителей. Кроме того, измерение сопротивления изоляции этих установок проводится после длительного перерыва в их работе, при наличии видимых механических повреждений, но не реже одного раза в 6 месяцев.

6.1.54 Ответственность за эксплуатацию сварочного оборудования, выполнение годового графика технического обслуживания и ремонта, безопасное проведение сварочных работ определяется должностными (рабочими) инструкциями, утвержденными в установленном порядке руководителем потребителя. При наличии у потребителя должности главного сварщика или работника, выполняющего его функции (например, главного механика), указанная ответственность возлагается на него.

6.1.55 Сварочные аппараты, предназначенные для бытового использования, подключаются к электрической сети и эксплуатируются строго в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

6.2 Электротермические электроустановки

6.2.1 Общие положения

6.2.1.1 Требования 6.2 распространяются на электротермическое оборудование и электротермические установки всех видов, эксплуатируемые у потребителей. Устройство и расположение электротермических установок должны соответствовать требованиям ТНПА, регламентирующих требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок.

6.2.1.2 Электротермические установки в зависимости от величины максимальных напряжений переменного и постоянного тока на элементах установок могут быть отнесены к установкам напряжением как до 1000 В, так и свыше 1000 В. На эти установки соответственно распространяются требования, предъявляемые к общим установкам напряжением до 1000 В и свыше 1000 В.

6.2.1.3 Технологические элементы индукционных электротермических установок (плавильная печь, закалочный станок, нагреватели сварочного или прокатного стана и т. п.) должны удовлетворять требованиям настоящего технического кодекса, а также правил технической эксплуатации и безопасности обслуживания в тех отраслях промышленности, для которых они предназначены, если эти правила не противоречат настоящему техническому кодексу. Защита электротермических установок должна удовлетворять требованиям ТНПА, регламентирующих требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок.

6.2.1.4 Приемка электротермической установки после ее монтажа производится на основании результатов пробной эксплуатации и горячих испытаний, производимых в соответствии с программой, входящей в техническую документацию электротермической установки.

6.2.1.5 Разделение обязанностей электротехнического персонала и персонала, обслуживающего электротехнологическое оборудование,

должно быть точно определено утвержденным у потребителя специальным положением или распоряжением.

6.2.1.6 Электротехнологическому персоналу, обслуживающему электротехнологическое оборудование, необходимо иметь группу по электробезопасности не менее II.

6.2.1.7 При эксплуатации электротермических установок должны соблюдаться требования других разделов настоящего технического кодекса, касающихся эксплуатации отдельных элементов установки, как то: электрических машин, трансформаторов, выключателей, защитных устройств, конденсаторных установок, средств измерений, арматуры и устройств, входящих в комплект электротермических установок.

6.2.1.8 Эксплуатация электротермических установок не допускается при отсутствии чертежей и принципиальных и монтажных электрических схем, а также технического паспорта с указанием основных конструктивных и эксплуатационных параметров установки (емкости, максимальной производительности, мощности, коэффициента мощности, рабочей температуры и др.).

6.2.1.9 Для электротермической установки должна быть выявлена опытным путем экономически и технически целесообразная величина садки (единовременной нагрузки) применительно к принятому процессу плавки и выплавляемым маркам металла, а также процессам термообработки и обрабатываемым изделиям. Экономическая садка должна удовлетворять требованиям наилучшего использования емкости печи при минимальном удельном расходе энергии.

6.2.1.10 Для методических (насадочных) и толкательных, конвейерных и других печей опытным путем должны быть установлены экономическое обоснование скорости движения, количество изделий в печи и метод загрузки.

6.2.1.11 При эксплуатации электропечи должны быть соблюдены требования 6.2, а также указания по эксплуатации, данные в эксплуатационных документах изготовителя.

6.2.1.12 График ППР регламентируется ЛПА потребителя, составленными с учетом указаний эксплуатационных документов изготовителя, настоящего ТКП, утверждается лицом, ответственным за электрохозяйство. Техническое диагностирование проводится комиссией по программе в рамках ЛПА потребителя при наличии у потребителя такой системы.

6.2.1.13 Безопасное обслуживание электротермических установок обеспечивается выполнением требований 6.2, [20], указаний по эксплуатации и ремонту, данных в паспорте электротермической установки, а также выполнением ЛПА потребителя по вопросам безопасности экс-

плуатации электротермических установок, отражающих специфику работы установки у данного потребителя.

6.2.1.14 В ЛПА потребителя должны быть указаны мероприятия по проведению работ, обусловленных повышенной опасностью, а именно: недопустимость загрузки влажных материалов в плавильные печи или печи-ванны, работы по перепуску и наращиванию электродов, работы, связанные с прожигом леток и выпуском металла, операции с применением взрывоопасных компонентов.

6.2.1.15 Температура нагрева шин и контактных соединений, плотность тока в проводниках вторичных токопроводов электротермических установок должны периодически контролироваться в сроки, обусловленные ЛПА потребителя, но не реже одного раза в год. Температуру нагрева следует измерять в летнее время.

6.2.1.16 Сопротивление изоляции вторичных токопроводов и рабочих токоведущих элементов электропечей и электротермических устройств (электронагревателей сопротивления, индукторов и др.) должно измеряться при каждом включении электротермической установки после ремонта и в других случаях, предусмотренных ЛПА потребителя.

6.2.1.17 Качество охлаждающей воды должно систематически контролироваться в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации оборудования.

6.2.1.18 Сопротивление электрической изоляции изолирующих прокладок, предотвращающих соединение с землей через крюк или трос кранов и талей, обслуживающих установки электронагревательных устройств сопротивления прямого действия, а также ферросплавных печей с перепуском самоспекающихся электродов без отключения установок, должно периодически проверяться в сроки, устанавливаемые лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя, в зависимости от местных условий, но не реже одного раза в год.

6.2.1.19 Оперативное обслуживание оборудования электротермических установок на высоте более 2 м от уровня пола помещения должно производиться со стационарных рабочих площадок.

6.2.2 Дуговые электропечи

6.2.2.1 На дуговой электропечи опытным путем должны быть определены рабочие характеристики для всех ступеней вторичного напряжения и ступеней реактивного сопротивления дросселя. При наличии в цехе нескольких электропечей с одинаковыми параметрами характеристики определяются на одной из них.

6.2.2.2 В период заправки электропечей необходимо следить, чтобы раскаленные концы электродов были опущены в рабочее пространство электропечи.

6.2.2.3 В целях сокращения электрических потерь в контактах электродов необходимо обращать внимание на качество их торцов и ниппельных соединений и обеспечивать плотное свертывание электродов.

6.2.2.4 Согласование настройки токовой защиты с действием автоматического регулятора дуговой сталеплавильной электропечи должно осуществляться путем увеличения тока трогания реле, времени выдержки реле или скорости подъема электродов и лишь в крайнем случае – за счет увеличения реактивного сопротивления установки. При этом ток трогания должен быть не более 3–3,5 кратного значения номинального и выдержка времени – не более 10 с.

6.2.2.5 Настройка автоматического регулятора мощности дуговой электропечи, а также надзор и уход за ним должны осуществляться в строгом соответствии с эксплуатационными документами изготовителя регулятора и обеспечивать оптимальный режим работы электропечи. При настройке регулятора на всех регулировочных сопротивлениях, сохраняющих в процессе эксплуатации неизменные значения, красной чертой должны быть отмечены их номинальные величины.

6.2.2.6 Контактные соединения короткой сети токоподводов и электрододержателей должны подвергаться периодическому осмотру не реже одного раза в 6 месяцев, контроль за контактными соединениями ведется в соответствии с указаниями по эксплуатации и ремонту, данными в паспорте печной установки и ЛПА потребителя.

6.2.2.7 Контроль качества масла в трансформаторе и масляных выключателях, испытание масла на электрическую прочность, проверка контактов в переключателях, трансформаторах и масляных выключателях производятся в сроки, установленные ответственным за электрохозяйство потребителя, но не реже, чем это предусмотрено настоящим техническим кодексом.

6.2.2.8 Все работы по подготовке к плавке на установках электрошлакового переплава производятся только при отключенном трансформаторе. В случаях если один трансформатор питает попеременно две электрошлаковые установки, должны быть предусмотрены технические средства для обеспечения безопасной подготовки второй установки, когда включена первая, а также разработана соответствующая специальная инструкция по безопасному выполнению этой операции. Перечень этих электроустановок должен быть утвержден руководителем потребителя, а инструкция доведена до сведения персонала.

6.2.2.9 Дуговые электропечи должны быть оснащены устройствами, не позволяющими ухудшать качество электроэнергии на границе, определенной договором энергоснабжения.

6.2.2.10 Работа дуговых электропечей без фильтрокомпенсирующих устройств не допускается.

6.2.2.11 Перепуск и наращивание набивных самоспекающихся электродов руднотермических печей, приварку тормозной ленты и загрузку электродной массой можно производить без снятия напряжения в электроустановках до 1000 В. Эти работы должны выполняться с изолированных рабочих (перепускных) площадок, имеющих междуфазные разделительные изоляционные перегородки, выполненные согласно ТУ на изготовление электропечной установки.

6.2.3 Плазменно-дуговые и электронно-лучевые установки

6.2.3.1 Обслуживание плазменно-дуговых и электронно-лучевых установок может осуществлять только специально подготовленный для работы на данных установках персонал.

6.2.3.2 Эксплуатационная инструкция для электротехнического и электротехнологического персонала по обслуживанию плазменно-дуговых и электронно-лучевых установок (в дальнейшем плазменно-дуговые и электронно-лучевые установки именуются электронно-лучевыми), должна быть составлена и утверждена на основании эксплуатационных документов изготовителя с учетом специфики местных условий.

6.2.3.3 Электронно-лучевые установки должны быть оборудованы исправными блокировками:

– электрической, отключающей масляные выключатели при открывании дверок, ограждений блоков и помещения электрооборудования (замки электрической блокировки);

– механической блокировкой приводов разъединителей, допускающей открывание дверок камер масляного выключателя, а также разъединителей выпрямителя и блока накала только при отключенном положении разъединителей.

6.2.3.4 Не допускается открывать двери блока сигнализации, крышку пульта управления и защитные кожухи электрооборудования при включенной установке.

6.2.3.5 Ремонтные работы в зоне лучевого нагревателя электронно-лучевой установки проводятся только после ее отключения и наложения заземления.

6.2.3.6 Уровень рентгеновского излучения электронно-лучевых установок должен быть не более значений, допускаемых санитарными нормами. В процессе эксплуатации установок должен периодически проводиться дозиметрический контроль не реже чем один раз в месяц.

6.2.4 Электропечи сопротивления

6.2.4.1 Температура наружной поверхности кожуха электропечи должна быть не более значений, установленных эксплуатационными документами изготовителя.

6.2.4.2 Заданные технологическими инструкциями температурные режимы и температуры по отдельным зонам печи должны поддерживаться персоналом, обслуживающим электропечи.

6.2.4.3 Профилактика нагревательных элементов проводится в соответствии с инструкциями и указаниями по эксплуатации, входящими в паспорт электропечной установки.

6.2.4.4 Для электропечей должны быть запасные нагреватели каждого типа (не менее одного).

6.2.4.5 Правильность работы терморегуляторов должна проверятся эталонными средствами измерений по утвержденному графику.

6.2.4.6 Высота установки термопар в рабочем пространстве электропечей должна постоянно поддерживаться такой же, какой она была при первоначальной наладке. С этой целью на термопарах должны наноситься метки устойчивой краской.

6.2.4.7 Совместная прокладка пирометрических цепей с силовыми и контрольными линиями не допускается; пирометрические цепи должны прокладываться отдельно при условии их экранирования или в отдельном канале.

6.2.4.8 В электропечах сопротивления с ручной загрузкой, если конструктивное их выполнение не исключает возможности случайного прикосновения обслуживающего персонала к нагревателям, находящимся под напряжением свыше 48 В, должно применяться устройство блокировок, отключающих электропечи от сети при открывании загрузочных окон.

6.2.4.9 В циркуляционных электропечах (с вентиляторными устройствами) должны предусматриваться блокировки, исключающие возможность включения электропечей при отключенных вентиляторах.

6.2.4.10 В электропечных агрегатах, предназначенных для автоматического цикла работы, переход на ручное управление допускается только в случае выхода из строя автоматического устройства для окончания начатой плавки.

6.2.4.11 Эксплуатация селитровых ванн, не имеющих специальных крышек, не допускается.

6.2.4.12 Изделия, загружаемые в ванну, должны быть сухими и чистыми. Погружать в ванну детали, покрытые маслом, лаком, бензином, промывной жидкостью, водой и алюминиевой пылью, а также выжигать масло на изделиях в селитровых ваннах запрещается.

6.2.4.13 Каждая партия соли или селитры, поступающая для применения в соляных ваннах, должна быть проверена в химической лаборатории на соответствие ее и требованиям эксплуатационных документов изготовителя. Загрузка влажной селитры или соли запрещается.

6.2.4.14 Работа на ваннах разрешается только при исправной вентиляционной системе.

6.2.4.15 Температура наружной поверхности электропечи должна поддерживаться на уровне, установленном эксплуатационными документами изготовителя.

6.2.4.16 Отключение электропечей на период производственной паузы регламентируется ЛПА потребителя.

6.2.4.17 На электрических ваннах со взрывоопасными наполнителями (селитровые ванны, электропечи для плавки магниевых сплавов и др.) температурный и энергетический режим печи должен проводиться в соответствии с ЛПА потребителя.

6.2.4.18 Эксплуатация ванн со взрывоопасными наполнителями при отсутствии или неисправности контрольно-измерительной и регулирующей аппаратуры не допускается.

6.2.4.19 На участках ванн не должны находиться горючие материалы (дерево, масло, обтирочные концы и т. п.), а также запрещаются работы, не относящиеся к непосредственному обслуживанию селитровых ванн.

6.2.4.20 Нагревать в селитровых ваннах магниевые сплавы или алюминиевые сплавы с содержанием магния, серы, угля, графита и других материалов запрещается.

6.2.4.21 Состояние нагревательных элементов должно проверяться в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя с учетом местных условий.

6.2.5 Индукционные плавильные и нагревательные приборы

6.2.5.1 Требования 6.2.5 распространяются на электротермические индукционные установки промышленной (50 Гц), повышенной (до 30 кГц) и высокой (более 30 кГц) частоты.

6.2.5.2 Приемка индукционных установок в эксплуатацию производится при выполнении требований настоящего технического кодекса и санитарных норм по уровню электромагнитного поля на рабочих местах и норм по радиопомехам, которые устанавливаются в результате проведения испытаний в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя и регистрации диапазона радиочастот в органах радиоинспекции.

6.2.5.3 Для снижения электрокоррозии от токов утечки металлические трубы системы водоохлаждения должны быть заземлены в самом начале перехода их в изолированные шланги, присоединенные к находящимся под напряжением водоохлаждаемым деталям.

6.2.5.4 Водоохлаждение должно осуществляться непрерывно с момента включения установки до полного охлаждения деталей после от-

ключения. Наличие блокировки водоохлаждения с включающим устройством установки обязательно.

6.2.5.5 Персоналу, обслуживающему индукционные плавильные печи и нагревательные установки, необходимо систематически вести наблюдение за степенью нагрева ее конструктивных элементов от токов, наводимых электромагнитными полями рассеяния. В зависимости от полученных результатов должны приниматься меры по снижению потерь.

6.2.5.6 Вода для охлаждения деталей установок, нормально находящихся под напряжением (нагревательные индукторы, согласующие понижающие трансформаторы, генераторные лампы и др.), должна подаваться через шланги из изоляционного материала. На концах шлангов для свободного слива воды в воронку должны быть установлены заземленные металлические наконечники. Длина шланга должна соответствовать требованиям ТНПА.

6.2.5.7 Для обеспечения видимого разрыва в цепи питания от цеховой электросети обязательно предусматриваются рубильник или автоматический выключатель и разъединитель или два отключающих аппарата закрытого исполнения. Для установок до 60 А достаточно предусмотреть штепсельный разъем с гибким кабелем питания.

6.2.5.8 Блоки установки, имеющиеся конденсаторы, в которых при отключении может остаться заряд, должны быть снабжены разрядным устройством (сопротивления, трансформаторы напряжения), автоматически действующим при открывании дверей данного блока установки.

6.2.5.9 Промышленные индукционные плавильные и нагревательные установки должны содержаться в чистоте. Удаление пыли с деталей установки производится по графику в зависимости от производственных условий потребителя.

6.2.5.10 Установки должны обслуживаться ремонтным персоналом и оперативным персоналом. Ремонтный персонал осуществляет надзор за работой всех электротехнических частей установки, обслуживает индукционные плавильные и нагревательные подстанции, производит запуск установок в начале смены, устраняет все неисправности по запросам оперативного персонала.

6.2.5.11 Операторы-термисты обслуживают рабочие места у нагревательных и других технологических постов и обеспечивают проведение работ согласно принятому технологическому режиму. При индивидуальном питании высокочастотной энергией рабочих постов и наличии агрегата со встроенным технологическим постом оператор-термист может осуществлять и пуск агрегата.

6.2.5.12 Обязанности ремонтного персонала и оперативного персонала должны быть четко разграничены в ЛПА потребителя по эксплуатации промышленной высокочастотной установки.

6.2.5.13 Прямой и обратный провода токопровода или кабеля должны обязательно заключаться в общий экран для предотвращения излишнего нагрева экранирующих оболочек и большого падения напряжения из-за увеличения индуктивного сопротивления. Голые шинопроводы должны размещаться в местах, недоступных для посторонних лиц, или быть ограждены.

6.2.5.14 Индукционная плавильная печь, питающаяся от шин индивидуального преобразователя частоты, должна быть конструктивно выполнена так, чтобы нормальное обслуживание печи не было сопряжено с опасностью прикосновения к индуктору, находящемуся под напряжением. Запрещается эксплуатация индукторов без блокировки, снимающей с него напряжение при прекращении подачи воды.

6.2.5.15 Осмотр установок проводит электротехнический персонал в соответствии с утвержденным у потребителя графиком. Результаты осмотра и принятые меры по ликвидации неисправностей заносятся в журнал работы установки. При осмотре должны быть проверены:

– безотказность работы всех блокирующих устройств, обеспечивающих безопасные условия труда персонала и необходимую очередность включения всех технологических и электрических элементов установки;

– надежность экранирования и заземления отдельных блоков;

– чистоту контактов пускорегулирующей аппаратуры, имеющей наибольшее количество включений и отключений;

– отсутствие накипи на водоохлаждаемых поверхностях деталей установки;

– правильность работы контактов с гашением дуги;

– отсутствие пыли на частях установки.

6.2.5.16 Осмотр индукционных установок и ремонтные работы на них производятся после их отключения от источников питания.

6.2.5.17 ППР и осмотры ПВУ должны осуществляться по графикам, утверждаемым лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя. Техническое обслуживание и ремонт по результатам технического диагностирования должны проводиться в соответствии с ЛПА потребителя.

6.2.5.18 Ремонтные работы на индукционных установках производятся ремонтными бригадами, в которые может также включаться постоянный оперативный персонал. Объем и качество выполненных работ фиксируются в журналах работы установки.

6.2.5.19 При проведении плавок в индукционных плавильных печах допускается касаться шихты инструментом с изолированными ручками. Чтобы избежать ожогов, следует работать в рукавицах.

6.2.5.20 Включение контурных конденсаторов под напряжением для подстройки колебательного контура в процессе плавки в индукционных плавильных печах разрешается при наличии разъединителей с дистанционным приводом. Отключение контурных конденсаторов под напряжением не допускается.

6.2.5.21 Нагревательные посты, на которых выполняются операции термообработки и которые являются частью специализированных агрегатов (кузнечно-прессовых и прокатных станов, трубосварочных станков и др.), встраиваются в виде отдельных узлов в агрегат.

6.2.5.22 При работе на нагревательном посту с открытыми нагревательными индукторами, включенными через понижающий согласующий высокочастотный трансформатор, должны быть предусмотрены следующие защитные мероприятия:

– кнопки управления нагревом и отключением нагревательного поста должны быть размещены в непосредственной близости от нагревательного индуктора в удобном для оператора-термиста месте;

– одна точка вторичной обмотки согласующего высокочастотного трансформатора должна быть заземлена в любом месте;

– оператор-термист должен иметь индивидуальные защитные средства;

– должен быть вывешен плакат «Установка деталей и касание рукой индуктора при включенном напряжении не допускается».

6.2.6 Установки высокой частоты

6.2.6.1 К установкам высокой частоты (ультразвукового и радиочастотного диапазона) относятся электроустановки, используемые для термообработки материалов (металлов – при индукционном нагреве, непроводящих материалов – в электрическом поле конденсаторов) и ультразвуковой их обработки.

6.2.6.2 Проверка на соответствие паспортным данным частоты генерируемых колебаний должна проводиться периодически по графику и после каждого ремонта, связанного с демонтажем колебательного контура или заменой его деталей.

6.2.6.3 Преобразователи частоты (генераторы, электронные инверторы и др.) должны иметь исправную блокировку, запрещающую включение анодного трансформатора до включения системы водоохлаждения и цепей накала выпрямительных и генераторных ламп, а также анодного напряжения и добавочного сеточного смещения при открытых дверцах во всех блоках преобразователя, в том числе технологических устройств.

6.2.6.4 При размещении анодного трансформатора установки в отдельной камере обязательно наличие в ее дверях исправной бло-

кировки, запрещающей при открытых дверях дистанционное включение трансформатора с панели управления всей установкой.

6.2.6.5 В установке должен быть предусмотрен дроссель безопасности, если при пробое разделительного анодного блокировочного конденсатора колебательный контур оказывается под постоянным анодным напряжением.

6.2.6.6 Дроссель безопасности подключается параллельно контуру и в случае пробоя разделительного конденсатора шунтирует контур по постоянному току.

6.2.6.7 Линии питания технологических элементов высокочастотной энергией должны быть выполнены специальными высокочастотными кабелями с экранной оболочкой или быть защищены металлическими заземленными экранами.

6.2.6.8 Все части схемы, несущие токи радиочастоты, должны быть экранированы. При наличии неэкранированных частей в нагревательных постах максимальный уровень электромагнитного поля на рабочем месте не должен превышать величины, опасной для обслуживающего персонала, согласно санитарным нормам.

6.2.6.9 При эксплуатации неэкранированных нагревательных постов или других технологических устройств процесс электротермообработки должен быть организован таким образом, чтобы исключалась необходимость нахождения работающих в зоне влияния электромагнитных полей (автоматизация технологического процесса, дистанционное управление, применение блокировок и др.).

6.2.6.10 Рабочие конденсаторы для нагрева в электрическом поле высокой частоты, питающиеся обычно от источника более высокой частоты и создающие больший уровень полей рассеяния, чем индукционные нагревательные посты, должны быть помещены в экраны, защищающие персонал от прикосновения к токоведущим частям и одновременно снижающие уровень полей рассеяния до величин, требуемых санитарными нормами и нормами допустимых радиопомех. При периодической загрузке рабочего конденсатора загрузочные отверстия закрываются разъемными экранами-дверцами, снабженными соответствующей блокировкой. В конвейерных установках с непрерывными подачей и съемом материала загрузочные и разгрузочные отверстия также должны быть экранированы.

6.2.6.11 В технологических элементах установок для ультразвуковой обработки должны быть предусмотрены меры, обеспечивающие отсутствие электрических потенциалов в тех средах, с которыми приходится соприкасаться обслуживающему персоналу (например, жидкость в моечной ванне и т. п.). Все высокочастотные части схемы должны быть

экранированы в соответствии с требованиями санитарных норм и допустимых радиопомех.

6.2.6.12 В особо ответственных установках непрерывного действия с питанием от электронных преобразователей частоты должны быть предусмотрены устройства для постоянного подогрева запасных тиратронов или газотронов в целях обеспечения быстрой замены выбывших из строя.

6.2.6.13 Отдельные блоки ПВУ или весь агрегат, за исключением технологических устройств, прикосновение к которым не вызывает опасности поражения электрическим током, должны иметь ограждение с соответствующей блокировкой, препятствующей открыванию дверец без снятия напряжения.

6.2.6.14 Все работы по настройке аппаратуры и регулировке технологических режимов производятся по наряду-допуску бригадой в составе не менее двух человек, причем один из них должен иметь группу по электробезопасности не менее IV и стаж производственной работы на ПВУ не менее 1 года. Работы производятся в соответствии с программой, утвержденной лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя.

6.2.6.15 Эксплуатация неэкранированных нагревательных постов, рабочих конденсаторов или других технологических устройств, в которых уровень электромагнитного или электрического поля на рабочем месте превышает нормируемые значения, не допускается.

6.2.6.16 При проведении наладочных или ремонтных работ под напряжением со снятием постоянного ограждения с установки (или ее деблокировкой) лицу, выдающему наряд-допуск на эти работы, на рабочем месте следует убедиться в необходимости снятия ограждения (или деблокировки), о чем должна быть сделана соответствующая запись в наряде (распоряжении) с одновременным указанием дополнительных мероприятий по созданию безопасных условий работы в данном случае.

6.2.6.17 Во время измерений запрещается производить какие-либо регулировочные работы, связанные с проникновением за постоянные ограждения и приближением к токоведущим частям.

6.2.6.18 Присоединение и отсоединение переносных приборов и временных схем, необходимых в процессе наладки и находящихся под напряжением свыше 1000 В, должны осуществляться при снятом напряжении. Подача напряжения на установку должна производиться после окончания работ и при отключении всех средств измерений и временных схем.

6.2.6.19 Электротехнический постоянный оперативный персонал, обслуживающий электротермическую установку, должен иметь группу по электробезопасности не менее IV.

6.2.6.20 Оператор-термист, имеющий II группу по электробезопасности, может принимать участие в осмотрах установки и ремонтных работах на ней в качестве второго лица (вместе с постоянным оперативным персоналом).

6.2.6.21 Все работы по замене неисправных деталей установки, предохранителей и т. п. должны производиться при снятии напряжения.

6.2.7 Нагревательные посты

6.2.7.1 Все токоведущие части нагревательных постов должны быть ограждены или размещены таким образом, чтобы исключалось прикосновение к ним при нормальной эксплуатации агрегата.

6.2.7.2 В специализированных нагревательных постах, приспособленных для массовой термообработки однотипных деталей (закалочных станках, печах для отжига или цементации и т. п.), вся электрическая аппаратура и токоведущие части должны быть ограждены металлическими кожухами с устройством защитных блокировок в дверцах ограждений.

6.2.7.3 В прочих нагревательных постах (универсальные закалочные станки, нагревательные посты для пайки, сварки и прочей термообработки и т. п.) с полуавтоматическим или ручным управлением вся высокочастотная и пускорегулирующая аппаратура должна быть заключена в кожухи с соответствующей блокировкой в дверцах ограждений, за исключением нагревательных индукторов и выводов вторичной понижающей обмотки согласующего высокочастотного трансформатора, которые могут оставаться открытыми, если по условиям технологического процесса ограждение препятствует нормальной работе поста.

6.2.7.4 При работе с открытыми нагревательными индукторами, включенными через понижающий согласующий высокочастотный трансформатор, должны быть предусмотрены следующие защитные мероприятия:

а) кнопки управления нагревом и отключением нагревательного поста размещаются в непосредственной близости от нагревательного индуктора в удобном для оператора-термиста месте;

б) оператор-термист снабжается индивидуальными защитными средствами (рукавицы, очки, резиновый фартук и т. п.);

в) вывешивается плакат «СТОЙ! НАПРЯЖЕНИЕ». Касание рукой индуктора при включенной установке запрещается;

г) заземляется в одной точке вторичная обмотка согласующего высокочастотного трансформатора.

6.2.8 Электродные котлы

6.2.8.1 Данные требования распространяются на электродные водогрейные и паровые котлы независимо от рабочего давления и темпера-

туры нагрева воды в них, питающиеся от источников тока промышленной частоты напряжением до и свыше 1000 В, предназначенные для систем отопления, горячего водо- и пароснабжения жилых, коммунально-бытовых, общественных и производственных зданий, сооружений, промышленных и сельскохозяйственных установок.

6.2.8.2 В эксплуатацию допускаются только электродные котлы, изготовленные в организациях, имеющих технические средства, обеспечивающие соответствие их качества требованиям ТУ, согласованных в установленном порядке.

6.2.8.3 Электродные котлы и трубопроводы должны иметь тепловую изоляцию из материала, обладающего малым удельным весом и низкой теплопроводностью. Температура наружной поверхности изоляции должна быть не более 55 °С.

6.2.8.4 Исходя из необходимости выравнивания графика энергопотребления, эксплуатировать электродные котлы в теплофикационных системах, не имеющих пускорегулирующих устройств, не допускается. Устройства автоматики должны отключать электродные котлы в соответствии с заданным графиком работы.

6.2.8.5 Электродные котлы могут работать без постоянного дежурства персонала при наличии устройств автоматического и дистанционного управления, обеспечивающих ведение нормального режима работы электродных котлов автоматически или с пульта управления, а также при наличии защиты, обеспечивающей остановку котла при нарушении режимов работы с подачей сигнала на пульт управления. При этом должна быть предусмотрена возможность остановки котла с пульта управления.

6.2.8.6 Регулирование мощности электродных котлов под напряжением не допускается, кроме случаев, когда возможность регулирования мощности котла предусмотрена его изготовителем.

6.2.8.7 Электродный котел должен быть немедленно отключен в следующих случаях:

– несчастный случай;

– исчезновение напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления и на всех средствах измерений;

– повышение давления в котле более разрешенного на 10 % и продолжение его роста;

– прекращение или снижение расхода воды через водогрейный котел менее минимально допустимого расхода воды, а также в других случаях, предусмотренных производственной инструкцией.

6.2.8.8 В ЛПА потребителя должен быть также указан порядок устранения аварийного состояния и пуска электродных котлов.

6.2.8.9 На каждый котел напряжением свыше 1000 В, установленный в котельной, должен быть заведен эксплуатационный журнал работы, в который заносятся дата, вид ремонта, результаты осмотра, сведения о замене деталей, данные об аварийных ситуациях и т. д.

6.2.8.10 Осмотр электродных котлов напряжением до 1000 В выполняется перед каждым отопительным сезоном, а напряжением свыше 1000 В – с определенной периодичностью, устанавливаемой графиком, но не реже одного раза в месяц. Осмотр осуществляется согласно требованиям ЛПА потребителя.

6.2.8.11 Результаты осмотра заносятся в журнал обходов и осмотров электрооборудования, оперативный журнал или другую эксплуатационную документацию в соответствии с утвержденным регламентом на предприятии. Все выявленные в ходе осмотра неисправности и меры по их устранению заносятся в журнал учета дефектов и неполадок электрооборудования, оперативный журнал или другую эксплуатационную документацию учета неисправностей в соответствии с утвержденным регламентом потребителя за подписью работника, проводившего осмотр.

6.2.8.12 ППР производится с периодичностью, устанавливаемой для котлов напряжением свыше 1000 В специальным графиком, но не реже одного раза в 6 месяцев. Для котлов напряжением до 1000 В необходимость ППР определяет руководитель потребителя или организация, проводящая ремонт. Техническое обслуживание и ремонт по результатам технического диагностирования должны проводиться в соответствии с ЛПА потребителя на основании ТНПА.

6.3 Электростанции потребителей

6.3.1 Требования 6.3 распространяется на ЭП – стационарные и передвижные источники электрической энергии (бензиновые, дизельные, газовые), установленной мощностью до 100 000 кВт с агрегатами единичной мощностью до 50 000 кВт. ЭП используются в качестве основных, пиковых, резервных и аварийных источников питания электроприемников потребителей.

6.3.2 Конструкция, исполнение и класс изоляции электрических машин, аппаратов, средств измерений и оборудования на ЭП, а также проводов и кабелей должны соответствовать параметрам сети и электроприемника, условиям окружающей среды и внешним воздействующим факторам или должна быть обеспечена защита от этих воздействий.

6.3.3 К эксплуатации допускаются ЭП, на которых полностью смонтированы, проверены и испытаны в необходимом объеме оборудование, устройства защиты и автоматики, средства измерений и сигнализация,

провода и кабели, средства защиты и выполнены в полном объеме ТУ энергоснабжающей организации на присоединение ее к сети. Допуск к эксплуатации стационарных ЭП осуществляется органом госэнергогазнадзора.

6.3.4 При приемке в эксплуатацию ЭП режим работы нейтрали электростанции и защитные меры электробезопасности должны соответствовать режиму работы нейтрали и защитным мерам, принятым в сети потребителей.

6.3.5 Подключение аварийной или резервной ЭП к сетям (электроприемникам) потребителя вручную разрешается только при наличии блокировок между коммутационными аппаратами, исключающих возможность одновременной подачи напряжения в сеть потребителя и в сеть энергоснабжающей организации.

6.3.6 Включение аварийной или резервной ЭП в случае исчезновения напряжения со стороны энергосистемы должно осуществляться с помощью устройств автоматики, обеспечивающих предварительное отключение коммутационных аппаратов электроустановок потребителя от сети энергоснабжающей организации и последующую подачу напряжения электроприемникам от электростанции. «Ручное» включение, если это предусмотрено проектом, допускается выполнять при отказе автоматики.

6.3.7 До ввода в эксплуатацию ЭП, работа которой возможна параллельно с сетью энергоснабжающей организации, должна быть разработана совместно с энергоснабжающей организацией инструкция, определяющая режим работы ЭП, в соответствии с [2]. Контроль показателей качества электрической энергии, генерируемой ЭП в электрическую сеть энергосистемы, необходимо производить при вводе в эксплуатацию и далее не реже одного раза в 3 года.

6.3.8 Включение и отключение ЭП в базовом и пиковом режимах осуществляется с уведомлением оперативного персонала энергоснабжающей организации.

6.3.9 Для обслуживания ЭП должен быть выделен подготовленный персонал, имеющий группу по электробезопасности не менее III. Обслуживающий персонал в своих действиях должен руководствоваться требованиями инструкции по обслуживанию и эксплуатации ЭП в соответствии с ТНПА, регламентирующих требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок.

6.3.10 Для каждого вида технического обслуживания и ремонта ЭП должны быть определены сроки с учетом эксплуатационных документов изготовителя. Осмотр станции, находящейся в резерве, должен проводиться не реже одного раза в 3 месяца.

6.3.11 Готовность к пуску ЭП, продолжительность ее работы на холостом ходу или под нагрузкой, а также результаты осмотров и проверок работы станции должны оформляться в журнал обходов и осмотров.

6.3.12 Сведения о наличии резервных стационарных или передвижных ЭП, их установленная мощность и значение номинального напряжения указываются в договоре энергоснабжения и отражаются на электрических схемах.

6.3.13 Профилактические испытания и измерения параметров электрооборудования, заземляющих устройств, аппаратов, проводов, кабелей и т. п. должны проводиться в соответствии приложением Б.

6.4 Электроустановки во взрывоопасных зонах

6.4.1 Эксплуатация электроустановок и электрооборудования должна производиться в соответствии с требованиями настоящего технического кодекса и эксплуатационных документов изготовителей. К эксплуатации во взрывоопасных зонах допускается электрооборудование, которое изготовлено в соответствии с требованиями ГОСТ 22782.6, ГОСТ IEC 60079-1, ГОСТ 31610.20-1, ГОСТ 30852.3, ГОСТ 30852.4, ГОСТ 31610.11-1, ГОСТ 30852.6, ГОСТ 30852.7, ГОСТ 30852.8, ГОСТ 31610.10, ГОСТ 31610.20-1, ГОСТ 30852.11, ГОСТ 31610.13, ГОСТ 30852.13 на взрывозащищенное электрооборудование.

6.4.2 Во взрывоопасных зонах, в которых требуется установка взрывозащищенного электрооборудования, не допускается эксплуатировать электрооборудование, не имеющее маркировки по взрывозащите на корпусе электрооборудования.

Вновь вводимое в эксплуатацию электрооборудование должно иметь маркировку в соответствии с ТР ТС 012/2011.

6.4.3 Возможность применения электрооборудования, встраиваемого в технологические установки, рассматривается при наличии письменного заключения испытательных организаций, аккредитованных в установленном порядке.

6.4.4 При вводе в эксплуатацию вновь смонтированной или реконструированной установки кроме документации, предусмотренной настоящим техническим кодексом, [2], должны быть оформлены и переданы потребителю следующие документы и расчеты:

а) проект силового электрооборудования и электрического освещения, который наряду с обычными техническими расчетами и чертежами должен содержать:

– расчет или техническое обоснование возможности образования в помещении или вокруг наружной установки взрывоопасных концентраций горючих газов, паров ЛВЖ, горючей пыли или волокон в смеси

с воздухом с указанием применяемых и получаемых в процессе производства веществ, на основании которых определяются класс взрывоопасной зоны, категория и группа взрывоопасных газо- или паровоздушных смесей, или наименования горючих волокон либо пыли, по которым выбирается электрооборудование. Расчет или техническое обоснование должны быть изложены в технологической части проекта;

– спецификацию электрооборудования и установочной аппаратуры с указанием их маркировки по взрывозащите;

– планы расположения электрооборудования с разводкой силовых, осветительных, контрольных и других электрических цепей с указанием классов взрывоопасных зон, категории и группы взрывоопасных смесей или наименования горючих волокон либо пыли, по которым было выбрано электрооборудование;

– документацию по молниезащите зданий и сооружений и защите от статического электричества;

– расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1000 В (однофазного – для сетей с глухозаземленной нейтралью и двухфазного – для сетей с изолированной нейтралью). При этом должна быть проверена кратность токов КЗ относительно номинального тока плавкой вставки ближайшего предохранителя или расцепителя автоматического выключателя для сетей с глухозаземленной нейтралью;

– перечень мероприятий, которые могут предотвратить образование взрывоопасных концентраций: устройство вентиляции, сигнализации, установка защитных, блокировочных устройств и автоматических средств измерений концентрации взрывоопасных газов, паров, пыли, веществ и др., эти сведения должны излагаться в технологической части проекта;

б) документация приемо-сдаточных и пусконаладочных испытаний электрооборудования, а также протоколы:

– предпусковых испытаний взрывозащищенного электрооборудования, предусмотренных эксплуатационными документами изготовителей;

– измерения избыточного давления или расхода воздуха в помещениях подстанций, распределительных устройств, а также в помещениях с электродвигателями, валы которых проходят через стену во взрывоопасное смежное помещение;

– испытаний давлением плотности соединений трубопроводов и разделительных уплотнений электропроводок;

– проверки полного сопротивления петли «фаза – нуль» в установках напряжением до 1000 В с глухим заземлением нейтрали (сопротивление проверяется на всех электроприемниках, расположенных во взрывоопасных зонах) с контролем кратности тока однофазного КЗ по отношению к номинальному току ближайшей плавкой вставки предохранителя или уставки автоматического выключателя;

– проверки работы электромагнитных расцепителей автоматических выключателей, тепловых расцепителей (реле) магнитных пускателей и автоматических выключателей, устройств защитного отключения;

– проверки звуковой сигнализации контроля изоляции и целостности пробивного предохранителя в электроустановках напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью;

– проверки работы звуковой сигнализации контроля изоляции сети постоянного тока;

в) документация, поставляемая с импортным взрывозащищенным электрооборудованием;

г) эксплуатационные документы изготовителей по монтажу и эксплуатации взрывозащищенного электрооборудования.

6.4.5 При приемке в эксплуатацию электроустановок кроме выполнения требований настоящего технического кодекса, других ТНПА, регламентирующих требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок, и эксплуатационных документов изготовителей необходимо контролировать:

а) соответствие проекту установленного во взрывоопасных зонах электрооборудования, а также смонтированных проводов и кабелей; соответствие номера электрооборудования, предусмотренного проектом, номеру технологического оборудования, для которого оно предназначено;

б) техническое состояние каждого электротехнического изделия:

– наличие маркировки и предупреждающих знаков;

– отсутствие повреждений оболочки, смотровых стекол, влияющих на взрывозащищенность;

– наличие всех крепежных элементов (болтов, гаек, шайб и т. п.), заземляющих и пломбировочных устройств, заглушек в неиспользуемых вводных устройствах;

в) правильность выполнения ввода проводов, кабелей, надежность их уплотнения в электрооборудовании, надежность их контактных соединений – путем осмотра при снятых крышках вводных устройств, а в случае необходимости – при полной разборке;

г) наличие разделительных уплотнений труб электропроводок, что должно быть подтверждено протоколом испытаний монтажной организации и выборочной проверкой;

д) наличие засыпки песком коробов для прохода открыто проложенных кабелей сквозь стены и отсутствие повреждений наружных оболочек кабелей;

е) наличие уплотнений в патрубках при проходе открыто проложенных одиночных кабелей сквозь стены;

ж) правильность выполнения требований к монтажу, изложенных в эксплуатационных документах изготовителей;

з) полноту выполнения комплекса мероприятий, обеспечивающих взрывозащиту, для чего следует:

– на электрооборудовании с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» («d») щупами проверить ширину взрывонепроницаемых щелей (зазоров), для измерения которых не требуется разборка узлов электрооборудования (ширина щелей должна быть не больше указанной в эксплуатационных документах изготовителей); провести выборочную проверку наличия антикоррозионной смазки на доступных взрывозащитных поверхностях взрывонепроницаемых оболочек и при необходимости ее возобновить, проверить наличие всех крепежных болтов, обеспечивающих совместно с крышками, фланцами, щитами и другими частями электрооборудования элементы взрывозащиты (крепежные болты должны быть затянуты, съемные детали должны прилегать к корпусу оболочки плотно, насколько это позволяет конструкция, а детали с резьбовым креплением должны быть завинчены и застопорены);

– на электрооборудовании с защитой вида «е» проверить наличие и исправность прокладок, состояние фланцевых соединений, обеспечивающих защиту изделия от внешних воздействий, целостность изоляционных деталей; у электрических машин – наличие защиты от перегрузки и соответствие времени ее срабатывания времени, указанному в табличке или паспорте, отсутствие трения между вентилятором и кожухом, а также соединительной муфтой и ее защитным кожухом; у светильников – соответствие мощности ламп паспортным данным на светильник, состояние светопропускающих элементов и охранных сеток, где они предусмотрены конструкцией;

– на электрооборудовании с видом взрывозащиты «масляное или негорючей жидкостью заполнение оболочки» («о») проверить состояние смотровых окон на указателе высоты слоя защитной жидкости или других средств измерений или детекторов ее высоты, высоту слоя, наличие свободного пространства для опускания бака с защитной жидкостью, эластичных прокладок, отсутствие течи защитной жидкости из оболочки, соответствие минерального масла или защитной жидкости установленным государственным стандартам и (или) нормам;

– на электрооборудовании с видом взрывозащиты «заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением» («р») проверить выполнение требований, указанных в эксплуатационных документах по монтажу, пуску, регулированию и обкатке изделия изготовителя, а также исправность блокировок, контролирующих давление и количество воздуха, продуваемого через электрооборудование перед пуском, и других блокировок, указанных в ТНПА, регламентирующих требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок;

– на электрооборудовании с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» («i») проверить комплектность и соответствие этого электрооборудования требуемым параметрам; соответствие

внешних соединений приборов (установок) схеме, длине и маркам соединительных кабелей (проводов) или максимально допустимого значения их электрической емкости и индуктивности, значения подводимого напряжения требованиям эксплуатационных документов изготовителя; правильность монтажа; отсутствие в соединительных шкафах, ящиках и коробках общего назначения, в которые заведены искробезопасные цепи, электрических цепей приборов и аппаратов, не входящих в комплект данного электрооборудования;

– на электрооборудовании с видом взрывозащиты «кварцевое заполнение оболочки» («q») проверить состояние смотровых окон или других средств измерений или детекторов толщины защитного слоя заполнителя (кварцевого песка), отсутствие повреждений оболочки и эластичных прокладок, исправность блокировок и сигнализации при наличии последних.

6.4.6 Приемка в эксплуатацию взрывозащищенного электрооборудования с дефектами, недоделками не допускается.

6.4.7 При эксплуатации взрывозащищенного электрооборудования на него должны быть заведены паспорта индивидуальной эксплуатации, например, в виде отдельных карт, в которых наряду с паспортными данными должны отмечаться результаты ремонтов, профилактических испытаний и измерений параметров взрывозащиты (ширина и длина щели, значение избыточного давления и др.), неисправности и дефекты. Форму эксплуатационного паспорта (карты) утверждает лицо, ответственное за электрохозяйство потребителя. Результаты, занесенные в паспорт, подписывает лицо, ответственное за электрохозяйство потребителя.

6.4.8 Электромагнитные расцепители автоматических выключателей и тепловые расцепители (реле) магнитных пускателей и автоматических выключателей, устройства защитного отключения должны проверяться на срабатывание при капитальном, текущем ремонтах и межремонтных, т. е. профилактических, испытаниях, не связанных с выводом электрооборудования в ремонт, в сроки, установленные в соответствии с приложением Б, а также при неправильном их действии и отказе.

6.4.9 Плавкие вставки предохранителей должны проверяться при плановых ремонтах на их соответствие номинальным параметрам защищаемого оборудования. Замена плавких вставок производится по мере выхода их из строя. Эксплуатация предохранителей с утечкой наполнителя, трещинами и другими дефектами корпуса не допускается.

6.4.10 Проверка срабатывания блокировок электрооборудования с видом взрывозащиты «заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением» производятся не реже одного раза в 6 месяцев.

6.4.11 Аттестация и проверка срабатывания газосигнализаторов, воздействующих на отключение электрооборудования, производится два раза в год аккредитованной в установленном порядке лабораторией.

6.4.12 В электроустановках напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью (системы TN) при капитальном, текущем ремонтах и межремонтных испытаниях, но не реже одного раза в 2 года, должно измеряться полное сопротивление цепи «фаза – нуль» электроприемников, относящихся к данной электроустановке и присоединенных к каждой сборке, шкафу и т. д. в соответствии с приложением Б (пункт 29.8) и с учетом рекомендаций [12].

6.4.13 Внеплановые измерения должны выполняться при отказе устройств защиты электроустановок.

6.4.14 В электроустановках напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью в процессе эксплуатации периодически, но не реже одного раза в месяц, должна проверяться звуковая сигнализация устройства контроля изоляции и целостности пробивного предохранителя. Состояние пробивных предохранителей должно проверяться также при подозрении об их срабатывании.

6.4.15 В сетях постоянного тока в процессе эксплуатации периодически, но не реже одного раза в месяц, должна проверяться звуковая сигнализация устройства контроля изоляции сети.

6.4.16 Отдельные элементы заземляющего устройства взрывоопасных установок вскрываются выборочно: первое вскрытие подземной части рекомендуется после 8 лет эксплуатации, последующие – через 10 лет.

6.4.17 Если при измерении сопротивления заземляющего устройства будет получено значение, превышающее проектное, должна быть произведена его ревизия и приняты меры к устранению дефекта. После этого должно быть вновь измерено сопротивление заземляющего устройства.

6.4.18 После каждой перестановки электрооборудования перед его включением необходимо проверить его соединение с заземляющим устройством, а в сети напряжением до 1000 В – с глухозаземленной нейтралью, кроме того, сопротивление цепи «фаза – нуль» – в соответствии с приложением Б (пункт 29.8).

6.4.19 Электроустановки, находящиеся в горячем резерве, должны быть всегда готовы к немедленному включению. Для этого их следует периодически, в сроки, определяемые местными условиями, включать в работу.

6.4.20 Электроустановки, выведенные из работы более чем на сутки, перед включением должны быть проверены в соответствии с требованиями настоящего раздела.

6.4.21 Включать в работу взрывозащищенное электрооборудование необходимо в порядке, изложенном в эксплуатационных документах изготовителей.

6.4.22 Все электрические машины, аппараты, а также другое электрооборудование и электропроводки во взрывоопасных зонах должны периодически, в сроки, определяемые местными условиями, но не реже одного раза в 3 месяца, подвергаться наружному осмотру лицом, ответственным за электрохозяйство, или назначенным им работником. Результаты осмотра заносятся в журнал обходов и осмотров электрооборудования, оперативный журнал или другую эксплуатационную документацию в соответствии с утвержденным регламентом потребителя.

6.4.23 Осмотр внутренних частей электрооборудования напряжением до и свыше 1000 В проводится в сроки, указанные в ЛПА потребителя, и с соблюдением мер электробезопасности.

6.4.24 Осмотр электрооборудования и сетей должен производить электротехнический персонал в сроки, регламентируемые ЛПА потребителя, ГОСТ IEC 60079-17 с учетом состояния электрооборудования и сетей, среды, условий их работы, загрузки и т. п. При этом необходимо обращать внимание на следующее:

– отсутствие изменений или отклонений от обычного состояния электрооборудования при его функционировании;

– степень коррозии, состояние окраски труб, крепежных элементов оболочек; отсутствие люфта в местах присоединения труб к электрооборудованию (отсутствие люфта допускается проверять покачиванием труб), наличие заглушек на неиспользованных вводах, исправность прокладок; крышки фитингов и коробок должны быть завернуты до отказа;

– исправность вводов проводов и кабелей в электрооборудовании;

– целостность стенок смотровых окон электрооборудования и стеклянных колпаков светильников;

– целостность заземляющих устройств;

– исправность приточно-вытяжной вентиляции в помещениях распределительных устройств, трансформаторных и преобразовательных подстанций, которые примыкают к помещениям с взрывоопасной зоной, а также в помещениях, где установлены электродвигатели, валы которых проходят через стену в смежное помещение с взрывоопасной зоной и в месте прохода через стену должны иметь сальниковые уплотнения;

– наличие предупреждающих плакатов и знаков маркировки взрывозащиты на электрооборудовании;

– наличие всех предусмотренных конструкцией болтов, крепящих элементы оболочки (они должны быть хорошо затянуты), пломб, которые предусмотрены конструкцией, заземления;

– отсутствие попадания на электрооборудование брызг, капель и пыли;

– совпадение порядкового номера на электрооборудовании и технологическом оборудовании;

– предельную температуру поверхностей взрывозащищенного электрооборудования там, где для этого предусмотрены средства контроля.

6.4.25 Для электрооборудования, изготовленного в соответствии с требованиями ТНПА, температура должна быть не более значений, приведенных ниже (см. таблицу 6.1):

Таблица 6.1 – Зависимости предельных температур от различных температурных классов

Температура, °С	Температурный класс
450	Т1
300	Т2
200	Т3
135	Т4
100	Т5
85	Т6

6.4.26 При осмотре электрооборудования с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» («d») необходимо обращать внимание на:

– состояние крепежных болтов, обеспечивающих совместно с крышками, фланцами, щитами и другими частями электрооборудования взрывозащиту. Крепежные болты должны быть затянуты, съемные детали плотно прилегать к оболочке, а детали с резьбовым креплением должны быть привинчены и застопорены;

– состояние оболочки. На оболочке не должно быть трещин, сколов, вмятин.

6.4.27 При осмотре электрооборудования с видом взрывозащиты «масляное или негорючей жидкостью заполнение оболочки» («о») должны быть проверены высота слоя защитной жидкости в оболочке, которая должна соответствовать данным изготовителя, цвет жидкости и отсутствие его течи, а также температура верхнего слоя, если конструкцией электрооборудования предусмотрено ее измерение.

6.4.28 Предельная температура верхнего слоя минерального масла должна быть не более (см. таблицу 6.2):

Таблица 6.2 – Предельные температуры масла для различных температурных классов

Температура, °С	Температурный класс
115	T1, T2, T3, T4
100	T5
85	T6

6.4.29 Предельная температура верхнего слоя синтетической жидкости должна быть не более значений, указанных в ТУ на эту жидкость, а также значений, указанных в 6.4.25.

6.4.30 При осмотре электрооборудования с защитой вида «е» (повышенной надежности против взрыва) должны быть проверены:

– наличие и состояние видимых уплотнительных прокладок и состояние доступных фланцевых соединений, обеспечивающих защиту изделия от внешних воздействий;

– наличие защиты от перегрузки и соответствие времени ее срабатывания времени, указанному в табличке, паспорте или инструкции по монтажу, пуску, регулированию и обкатке изделия изготовителя, работу блокировок, состояние внешних изоляционных деталей;

– наличие, целостность и работоспособность устройств заземления аппаратов защиты от короткого замыкания, перегрузки и токов утечки, системы уравнивания потенциалов;

– состояние вентиляторов электродвигателей, защитных оболочек вентиляторов и соединительных муфт;

– соответствие мощности и типа ламп светильников;

– отсутствие пыли и грязи на оболочке электрооборудования;

– выполнение мероприятий, проводимых по ГОСТ IEC 60079-17;

– изменения или отклонения от обычного состояния электрооборудования при его функционировании.

6.4.31 При осмотре электрооборудования с видом взрывозащиты «заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением» («р») должны быть проверены:

– строительная часть помещения (отсутствие трещин, разрушений);

– состояние каналов электрических коммуникаций (в местах, где отверстия открываются во взрывоопасную зону, должны быть заглушки или закрывающиеся клапаны, чтобы предотвратить попадание снаружи взрывоопасных газов или паров при повреждении системы продувки под давлением);

– наличие, целостность и работоспособность устройств заземления аппаратов защиты от короткого замыкания, перегрузки и токов утечки, системы уравнивания потенциалов;

– наличие надписи на дверях, ведущих в помещение: «Внимание! Помещение защищенное, под избыточным давлением. Закрывать дверь»;

– исправность системы подачи защитного газа (вентиляторов, фильтров, трубопроводов и т. д.), системы контроля параметров защитного газа и блокировок;

– целостность уплотнений в оболочке электрооборудования и газопроводах, исправность и показания средств измерений, контролирующих избыточное давление в оболочке и температуру подшипников, оболочки, а также входящего и выходящего из оболочки электрооборудования защитного газа.

6.4.32 При осмотре электрооборудования с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» («i») должны быть проверены:

– состояние оболочки. Оболочка должна обеспечивать защиту внутренних элементов искробезопасного электрооборудования во взрывоопасной зоне в соответствии с условиями эксплуатации. Крышка оболочки должна иметь запорные устройства или быть опломбирована;

– наличие, целостность и работоспособность устройств заземления аппаратов защиты от короткого замыкания, перегрузки и токов утечки, системы уравнивания потенциалов;

– отсутствие повреждений соединительных проводов и кабелей;

– отсутствие повреждений крепления видимых монтажных жгутов;

– сохранность доступных изоляционных трубок на местах пайки и качество их подклейки;

– целостность заливки компаундом доступных блоков искрозащиты;

– наличие и целостность предохранителей;

– параметры элементов искрозащиты и выходных цепей там, где это предусмотрено;

– соблюдение требований и указаний эксплуатационных документов при замене предохранителей, производстве электрических измерений, испытаний электрической изоляции и др.

6.4.33 При осмотре и проверке электрооборудования со специальным видом взрывозащиты («s») необходимо руководствоваться инструкциями, прилагаемыми к нему.

6.4.34 У электрооборудования с заполнением компаундом должно проверяться состояние заливки. При обнаружении в заливке раковин, трещин, а также отслоений заливочной массы от заливаемых деталей дальнейшая эксплуатация изделий не допускается.

6.4.35 У электродвигателей с заполнением сыпучим материалом должно проверяться отсутствие утечки (высыпания) сыпучего материала. При обнаружении утечки дальнейшая эксплуатация изделия не допускается.

6.4.36 При осмотре электрооборудования с видом взрывозащиты «кварцевое заполнение оболочки» («q») необходимо проверять:

– наличие заполнителя, толщину засыпки и отсутствие пустот заполняющего материала, если конструкцией оболочки предусмотрено устройство визуального контроля слоя наполнителя;

– наличие, целостность и работоспособность устройств заземления аппаратов защиты от короткого замыкания, перегрузки и токов утечки, системы уравнивания потенциалов;

– отсутствие повреждений оболочки и самоотвинчивания болтовых соединений;

– температуру перегрева поверхности заполнения и оболочки по условиям взрывозащиты.

6.4.37 Внеочередные осмотры электроустановки должны проводиться после ее автоматического отключения устройствами защиты. При этом должны быть приняты меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению электроустановки.

6.4.38 Эксплуатационной документацией на конкретные изделия могут быть предусмотрены и другие виды проверок, которые также должны выполняться при осмотрах.

6.4.39 Особое внимание следует обращать на выполнение требований эксплуатационных документов изготовителей электрооборудования, в маркировке которого после знака взрывозащиты стоит знак «X».

6.4.40 При внутреннем осмотре наряду с проверкой корпуса электрооборудования необходимо проверить внутренние полости оболочек, удалить накопившийся конденсат, подтянуть ослабленные детали и присоединительные и контактные зажимы токоведущих частей, заменить поврежденные или изношенные прокладки, очистить взрывозащитные поверхности от старой консистентной смазки и нанести новую противокоррозионную смазку на эти поверхности. После сборки проверить затяжку всех болтов на крышках и других разъемных соединениях.

6.4.41 Ширина взрывонепроницаемой щели оболочек электрооборудования в процессе эксплуатации должна контролироваться в следующих случаях:

– на электрооборудовании, установленном на вибрирующих механизмах, с периодичностью, устанавливаемой ответственным за электрохозяйство потребителя;

– на электрооборудовании, находящемся в плановом ремонте, а также на электрооборудовании, взрывонепроницаемые оболочки которого подвергались разборке.

6.4.42 Ширина щели должна быть не более указанной в эксплуатационных документах изготовителей, а при отсутствии инструкции – в соответствии с приложением Г (таблицы Г.1–Г.7).

6.4.43 В трубных электропроводках, проложенных в сырых и особо сырых помещениях, в период резких изменений температур необходимо спускать конденсат из водосборных трубок не реже одного раза в месяц, а в остальное время – исходя из местных условий.

6.4.44 После спуска конденсата необходимо обеспечить герметизацию трубных проводок.

6.4.45 Во взрывоопасных зонах не допускается:

– ремонтировать электрооборудование, находящееся под напряжением;

– эксплуатировать электрооборудование при любых повреждениях, например, при неисправных защитных заземлениях, контактных соединениях, изоляционных деталях, блокировках крышек аппаратов, прокладках, блокировках включения электрооборудования с видом взрывозащиты «заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением»; при нарушении взрывозащищенности оболочки, отсутствии крепежных элементов; при течи защитной жидкости из оболочки и др.;

– вскрывать оболочку взрывозащищенного электрооборудования, токоведущие части которого находятся под напряжением;

– включать автоматически отключившуюся электроустановку без выяснения причин и устранения причин ее отключения;

– нагружать взрывозащищенное электрооборудование, провода и кабели выше норм или допускать режимы его работы, не предусмотренные ТНПА, регламентирующими требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок;

– изменять установленную эксплуатационными документами изготовителя комплектность искробезопасных приборов (устройств);

– изменять марку и увеличивать длину проводов и кабелей, если электрическая емкость или индуктивность при этой замене будут превышать максимально допустимые значения этих величин для данной искробезопасной цепи;

– оставлять открытыми двери помещений и тамбуров, отделяющих взрывоопасные зоны (помещения) от других взрывоопасных зон (помещений) или невзрывоопасных помещений;

– заменять перегоревшие электролампы во взрывозащищенных светильниках другими видами ламп или лампами большей мощности, чем те, на которые рассчитаны светильники; окрашивать и матировать светопропускающие элементы (колпаки);

– включать электроустановки без аппаратов, отключающих защищаемую электрическую цепь при ненормальных режимах;

– заменять устройства защиты, тепловые расцепители (реле) магнитных пускателей и автоматических выключателей, предохранители, электромагнитные расцепители автоматических выключателей электрооборудования другими видами защит или устройствами защит с други-

ми номинальными параметрами, на которые данное электрооборудование не рассчитано;

– оставлять в работе электрооборудование с высотой слоя защитной жидкости или кварцевого песка менее установленной;

– оставлять в работе электрооборудование с видом взрывозащиты «заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением» («p») с давлением менее указанного в точках контроля этого давления согласно эксплуатационным документам. При этом во взрывоопасных зонах классов 1 и 2 для взрывозащищенного электрооборудования видов P_x и P_y требуется срабатывание двух автоматических устройств или одного защитного устройства для взрывозащиты вида P_z при давлении менее нормированного. Должна быть обеспечена возможность проверки правильности работы устройств во время эксплуатации электрооборудования. Изменение уставок защитных устройств должно быть возможным только с помощью инструмента или ключа;

– эксплуатировать кабели с внешними повреждениями наружной оболочки и стальных труб электропроводок.

6.4.46 На взрывозащищенном электрооборудовании закрашивать паспортные таблички не допускается. Необходимо периодически восстанавливать окраску знаков взрывозащиты и предупреждающих знаков. Цвет их окраски должен отличаться от цвета окраски электрооборудования.

6.4.47 Периодичность профилактических испытаний взрывозащищенного электрооборудования устанавливает лицо, ответственное за электрохозяйство потребителя, с учетом местных условий. Она должна быть не реже, чем указано в настоящем техническом кодексе, относящихся к эксплуатации электроустановок общего назначения.

6.4.48 Испытания проводятся в соответствии с требованиями и нормами, указанными в настоящем техническом кодексе и эксплуатационных документах изготовителей.

6.4.49 Электрические испытания во взрывоопасных зонах разрешается проводить только взрывозащищенными средствами измерений, предназначенными для соответствующих взрывоопасных сред, а также средствами измерений, на которые имеется заключение испытательной организации.

6.4.50 Разрешается проводить испытания непосредственно во взрывоопасных зонах средствами измерений общего назначения при условии, что взрывоопасные смеси во время проведения испытаний отсутствуют или содержание горючих газов (паров легковоспламеняющихся жидкостей) во взрывоопасной зоне, находится в пределах до 5 % свободного объема помещений или допустимых значений содержание горючих газов для использования оборудования. Кроме того, должна быть

исключена возможность образования взрывоопасных смесей во время проведения испытаний.

6.4.51 При электросварочных работах во взрывоопасных помещениях и наружных взрывоопасных установках запрещается пользоваться в качестве обратного провода заземляющей проводкой, металлоконструкциями, корпусами оборудования и трубопроводами. Обратный провод должен быть таким же, как провод к электрододержателю.

6.4.52 Разрешается испытывать взрывозащищенное электрооборудование, кроме электрооборудования с видами взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» и «повышенная надежность против взрыва» или с взрывозащитой вида «е», средствами измерений, испытательными установками общего назначения, установленными в распределительных устройствах, расположенных в помещениях, кроме особо опасных, при условии, что все узлы электрооборудования, создающие элементы взрывозащиты, находятся в собранном состоянии.

6.4.53 При загазованности помещения, вызванной аварией, нарушением технологического режима работы или какой-либо другой причиной, должны быть проведены все мероприятия, предусмотренные ЛПА потребителя по действиям в аварийных ситуациях.

6.4.54 У потребителей, у которых имеются взрывоопасные пыль или волокна, необходимо измерять концентрацию взвешенной в воздухе пыли или волокон при полностью работающем технологическом оборудовании. Периодичность измерений концентрации зависит от местных условий, но не реже одного раза в месяц.

6.4.55 В технической документации (проекте, технологическом регламенте и т. д.) должны быть приведены характеристики образующихся в процессе производства горючих волокон или пыли: нижний концентрационный предел, температура самовоспламенения и тления осевшей пыли (аэрогеля), температура самовоспламенения взвешенной пыли (аэрозоля), которые устанавливаются уполномоченными на это организациями.

6.4.56 Уплотнения и другие приспособления, обеспечивающие защиту помещений подстанций, трансформаторных пунктов и других помещений электроустановок от проникновения пыли и горючих волокон, должны содержаться в исправности. Эти помещения должны очищаться от пыли и волокон в сроки, обусловленные утвержденным графиком с учетом местных условий, но не реже двух раз в год.

6.4.57 Внутренние и внешние поверхности электрооборудования и электропроводок должны очищаться от пыли и волокон регулярно в сроки, определяемые согласно графикам. Необходимо не допускать накапливание пыли и волокон на нагретых поверхностях.

6.4.58 Очищать электрооборудование и электропроводки от пыли или волокон следует путем отсоса.

6.4.59 Допускается очистка сжатым воздухом из шланга с резиновым наконечником при наличии передвижной пылеотсасывающей установки, состоящей из взрывозащищенного вентилятора и фильтра на его напорной стороне. Всасывающая сторона вентилятора должна быть выполнена в виде укрытия, которое закрепляется над очищаемым оборудованием.

6.4.60 Пыль и волокна внутри электрооборудования должны убираться в сроки, указанные в ЛПА потребителя, но не реже:

– два раза в год – для электрических машин с нормально искрящимися частями (машины постоянного тока, коллекторные и др.);

– один раз в 2–3 месяца – для электрооборудования, установленного на механизмах, подверженных тряске, вибрации и т. п.;

– один раз в год – для остального электрооборудования.

6.4.61 Осветительная арматура (стеклянные колпаки, рефлекторы, металлические части и др.) и лампы всех видов должны очищаться в сроки, обусловленные ЛПА потребителя, а в тех случаях, когда слой осевшей пыли на наружных поверхностях металлических оболочек превышает 5 мм, – досрочно.

6.4.62 Персонал, обслуживающий электрооборудование, должен своевременно смазывать его трущиеся поверхности во избежание их абразивного износа. Регулярно в сроки, установленные в зависимости от местных условий, необходимо заменять смазку в пыленепроницаемых соединениях типа «металл к металлу» со смазкой.

6.4.63 Эластичные уплотнения, предназначенные для защиты электрооборудования от проникновения пыли или волокон, должны быть исправными и своевременно заменяться.

6.4.64 При сжатии вновь установленной уплотнительной резиновой прокладки ее высота должна изменяться в пределах 30 % – 40 %.

6.4.65 Применять деревянные или металлические ящики в качестве дополнительных оболочек для защиты электрических машин от проникновения пыли или волокон не допускается.

6.4.66 Подача напряжения на электрооборудование в помещениях со взрывоопасными технологическими процессами допускается только при работающих вентиляционных системах.

6.4.67 Ежемесячно необходимо производить кратковременный пуск неработающих (резервных) вентиляторов в целях освобождения их от скопившейся пыли или волокон.

6.4.68 Систематически должна контролироваться температура узлов электрооборудования, для которых это предусмотрено его конструкцией. Максимальная температура наружных поверхностей электрообору-

дования, установленного у потребителей, где имеется опасность взрыва пыли и волокон, должна быть на 50 °С менее температуры тления или самовоспламенения для осевшей пыли и не более 2/3 температуры самовоспламенения взвешенной пыли.

6.4.69 В тех случаях, когда невозможно обеспечить слой осевшей пыли на оболочке электрооборудования менее 5 мм, оно должно быть испытано для определения реального нагрева его наружных поверхностей. Такие испытания проводят специально уполномоченные испытательные организации.

6.4.70 Ремонт и профилактические испытания взрывозащищенного электрооборудования должны проводиться в сроки, установленные эксплуатационными документами изготовителей и ТНПА, регламентирующими требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок.

6.4.71 Потребитель может заменять любые детали взрывозащищенного электрооборудования деталями, изготовленными изготовителем или организацией, получившим разрешение на ремонт такого оборудования, в соответствии с технической документацией, с последующей проверкой элементов взрывозащиты.

6.4.72 На взрывозащищенном электрооборудовании оперативному или оперативно-ремонтному персоналу по перечню работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации, разрешается выполнять следующие виды работ при соблюдении требований, предъявляемых к ремонту электрооборудования общего назначения:

– замену смазки и замену подшипников аналогичными;

– ревизию токоведущих частей, контактных соединений, замену контакторов, реле расцепителей однотипными, замену контактных колец и коллекторов;

– замену перегоревших ламп и поврежденных колпаков в светильниках (при высоте их установки до 2,5 м);

– разборку и сборку электрооборудования, чистку и смазку взрывозащищенных поверхностей, ремонт наружных элементов оболочки, не связанных с ее взрывобезопасностью (например, лап двигателей, рым-болтов или ушей для транспортировки и т. п.);

– устранение течи масла (защитной жидкости) и его замену;

– замену уплотняющих прокладок и эластичных колец, уплотняющих кабели или провода. Эластичные кольца допускается устанавливать разрезными, если жилы кабелей и проводов имеют наконечники и монтаж выполняется по соответствующим инструкциям;

– замену предохранителей, сухих гальванических элементов и аккумуляторных батарей идентичными. При ремонте искробезопасных систем и электрооборудования проводятся только работы, которые регламентированы эксплуатационными документами;

– замену поврежденных изоляторов идентичными;

– ремонт оболочек и установленного в них электрооборудования, а также систем обеспечения оболочек защитным газом и систем защиты и блокировок при условии, что этот ремонт не будет влиять на взрывозащищенность электрооборудования, оболочка которого заполнена или продувается защитным газом под избыточным давлением;

– ремонт вентиляторов электродвигателя и его кожуха;

– установку недостающих болтов, винтов и гаек. Размеры и материал устанавливаемых болтов, винтов, гаек должны соответствовать заменяемым.

6.4.73 При вводе в эксплуатацию асинхронного электродвигателя с защитой вида «е» (повышенная надежность против взрыва) с замененной обмоткой необходимо проверить наличие защиты от перегрузки, обеспечивающей его отключение при заторможенном роторе за время, не превышающее время срабатывания защиты t_e, указанное на его заводской табличке.

6.4.74 После ремонта элементы взрывозащиты электрооборудования должны соответствовать требованиям эксплуатационных документов изготовителей и государственных стандартов на взрывозащищенное электрооборудование или ремонтной документации.

6.4.75 Руководители и специалисты, под руководством и контролем которых производятся ремонт и испытания электрооборудования, несут полную ответственность за качество работ.

6.4.76 При каждом повреждении взрывозащищенного электрооборудования ответственный за эксплуатацию участка составляет акт или вносит запись в паспорт индивидуальной эксплуатации с указанием даты и причины повреждения, а также делает отметку о его устранении.

6.4.77 Разборка и сборка электрооборудования должны производиться в последовательности, которая указана в эксплуатационных документах, причем по возможности эти работы должны выполняться в мастерской. Питающие кабели, отсоединенные на время снятия электродвигателей в ремонт, должны быть защищены от механических повреждений. При производстве во взрывоопасных зонах работ по разборке взрывонепроницаемых оболочек электрооборудования не допускается наличие огня: не допускается курение; должен применяться инструмент, исключающий образование искр.

6.4.78 По окончании ремонта взрывозащищенного электрооборудования необходимо измерить параметры взрывозащиты, указанные в эксплуатационных документах изготовителей или ремонтной документации, а полученные данные и объем выполненной работы записать в паспорт (карту) электрооборудования.

6.4.79 Силовые и осветительные сети должны ремонтироваться с соблюдением норм (технологических инструкций по отдельным видам электромонтажных работ).

6.4.80 При замене проводов и кабелей изменять их сечение и марку не допускается.

6.4.81 Испытание на плотность соединений труб электропроводки должно проводится в соответствии с установленными требованиями при приемке в эксплуатацию вновь смонтированных электроустановок, а также после ремонта труб электропроводки, связанного с полной или частичной их заменой.

6.4.82 При частичной замене трубной проводки или подключении к ней вновь смонтированных участков испытываются только вновь смонтированные или замененные участки.

6.4.83 Обучение персонала, занятого ремонтом и обслуживанием взрывозащищенного электрооборудования, на обучающих курсах по взрывозащищенному электрооборудованию должно проводиться не реже одного раза в 3 года.

6.5 Переносные и передвижные электроприемники

6.5.1 Требования 6.5 распространяются на переносные и передвижные электроприемники напряжением до 1000 В, а также вспомогательное оборудование к ним, используемые в производственной деятельности потребителей, и организацию их эксплуатации.

6.5.2 При организации эксплуатации конкретного вида переносных, передвижных электроприемников (электроинструмент, электрические машины, светильники, сварочные установки, насосы, печи, компрессоры и т. п.), вспомогательного оборудования к ним (переносные: разделительные и понижающие трансформаторы, преобразователи частоты, устройства защитного отключения, соединители электрические штепсельные бытового и аналогичного назначения заводского изготовления (далее – кабели-удлинители) и т. п.) необходимо учитывать дополнительные требования к ним, изложенные в эксплуатационных документах изготовителя и настоящем техническом кодексе.

6.5.3 Переносные и передвижные электроприемники, вспомогательное оборудование к ним должны соответствовать требованиям ТУ, утвержденных в установленном порядке.

6.5.4 Переносные и передвижные электроприемники, вспомогательное оборудование к ним, в том числе иностранного производства, подлежащие обязательной сертификации, должны иметь сертификаты соответствия Республики Беларусь.

6.5.5 Применять переносные и передвижные электроприемники допускается только в соответствии с их назначением, указанным в паспорте.

6.5.6 Каждый переносной и передвижной электроприемник должен иметь инвентарный (номенклатурный) номер.

6.5.7 К работе с использованием передвижного электроприемника или переносного электроинструмента класса I допускаются работники, прошедшие инструктаж по охране труда и имеющие группу по электробезопасности не менее II.

6.5.8 Подключение (отключение) к (от) электрической сети переносных и передвижных электроприемников при помощи втычных соединителей или штепсельных соединений, удовлетворяющих требованиям электробезопасности, должен выполнять персонал, допущенный к работе с этими электроприемниками.

6.5.9 Присоединение переносных, передвижных электроприемников, вспомогательного оборудования к ним к электрической сети с помощью разборных контактных соединений и отсоединение его от сети должен выполнять электротехнический персонал, имеющий группу по электробезопасности не менее III, эксплуатирующий эту электрическую сеть.

6.5.10 Для поддержания исправного состояния, проведения периодических проверок переносных и передвижных электроприемников, вспомогательного оборудования к ним распоряжением руководителя потребителя должен быть назначен ответственный работник или работники, имеющие группу по электробезопасности не менее III. Данные работники ведут журнал регистрации, инвентарного учета, периодической проверки и ремонта переносных и передвижных электроприемников, вспомогательного оборудования к ним.

6.5.11 Переносные и передвижные электроприемники, вспомогательное оборудование к ним должны подвергаться периодической проверке не реже одного раза в 6 месяцев. Результаты проверки работники отражают в журнале регистрации, инвентарного учета, периодической проверки и ремонта переносных и передвижных электроприемников, вспомогательного оборудования к ним.

На корпусе каждого переносного и передвижного электроприемника, вспомогательного оборудования к ним или на специальной табличке, закрепленной на них безопасным способом, должны быть указаны инвентарные номера и даты следующих проверок.

6.5.12 В объем периодической проверки переносных и передвижных электроприемников, вспомогательного оборудования к ним входят:

– внешний осмотр;
– проверка работы на холостом ходу в течение не менее 5 мин;
– измерение сопротивления изоляции;

– проверка исправности цепи заземления электроприемников и вспомогательного оборудования классов 01 и 1.

6.5.13 В процессе эксплуатации переносные, передвижные электроприемники, вспомогательное оборудование к ним должны подвергаться техническому обслуживанию, испытаниям и измерениям в соответствии с приложением Б, ППР либо по результатам технического диагностирования в соответствии с эксплуатационными документами изготовителей, приведенными в документации на эти электроприемники и вспомогательное оборудование к ним.

6.5.14 Ремонт переносных и передвижных электроприемников, вспомогательного оборудования к ним должен производиться электротехническим персоналом, обладающим правом проведения специальных работ. После ремонта каждый переносной и передвижной электроприемник, вспомогательное оборудование должны быть подвергнуты испытаниям в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя, нормами испытаний электрооборудования в соответствии с приложением Б.

6.5.15 Не разрешается эксплуатировать переносные и передвижные электроприемники класса 0 в особо неблагоприятных условиях, особо опасных помещениях и в помещениях с повышенной опасностью.

6.5.16 Кабели-удлинители, сертифицированные на территории Республики Беларусь, дополнительным испытаниям в процессе эксплуатации не подвергаются. Контроль состояния такого оборудования осуществляется путем внешнего осмотра перед каждым подключением к стационарной электрической сети. Особое внимание при проведении внешнего осмотра такого оборудования обращается на целостность штепсельных соединений, контактных групп, изоляции провода (кабеля) и отсутствие оплавлений. При обнаружении видимых неисправностей кабелей-удлинителей их эксплуатация запрещается.

6.5.17 При использовании кабелей-удлинителей организациями и индивидуальными предпринимателями непосредственно при производстве продукции, товаров или услуг данные электроустановки должны эксплуатироваться согласно 6.5.6, 6.5.7, 6.5.14.

6.6 Электролизные установки

6.6.1 Требования 6.6 распространяются на все промышленные электролизные установки водных растворов и установки гальванопокрытий с напряжением постоянного тока на шинах преобразовательной подстанции или на серии электролизеров (ванн) до 1000 В включительно, с неогражденными электролизерами. Электролизные установки расплавов солей эксплуатируются по ведомственным инструкциям.

6.6.2 Электролизеры должны быть изолированы от земли. Изоляция должна быть доступна для внешнего осмотра и контроля ее состояния. Средняя точка серии электролизеров при электролизе воды и водных растворов не должна иметь глухого заземления. Допускается использование нейтрали для устройства контроля изоляции, не создающего в нормальном режиме глухой связи нейтрали с землей.

6.6.3 Каждая серия или группа серий, питающихся от общих шин постоянного тока, должна обеспечиваться постоянно действующим устройством контроля изоляции с действием на сигнал в помещении зала электролиза и на преобразовательной подстанции.

6.6.4 Корпуса установленных на ваннах электроприемников переменного тока при напряжении свыше 48 В должны быть заземлены для систем TT и IT или занулены для системы TN.

6.6.5 Электродвигатели, электронагреватели и другие электроприемники переменного тока, корпуса которых имеют металлическую связь с изолированным от земли корпусом электролизера, должны иметь напряжение, не превышающее 48 В.

6.6.6 Допускается применять напряжение электроприемника свыше 48 В, но не превышающее напряжение 400 В переменного тока, при соблюдении одного из следующих требований:

– питание приемника производить от разделительного трансформатора, установленного для каждого электроприемника или группы электроприемников, относящихся к одному электролизеру;

– питание электроприемников производить от сети или обычного трансформатора через пусковое устройство, снабженное защитой от однофазного замыкания на корпус.

6.6.7 Допускается применение специальных электродвигателей напряжением 48 В с усиленной изоляцией в химостойком исполнении.

6.6.8 Расстояние между токоведущими частями в проходах между рядами электролизеров (не отгороженных один от другого) должно быть не менее 1,2 м при максимально возможном напряжении между рядами электролизеров до 60 В и не менее 1,5 м при напряжении свыше 60 В. Ширина проходов между продольным рядом ванн и стеной и между торцевыми ваннами и стеной должна быть не менее 2 м.

Допускается местное сужение между ваннами и колоннами здания и стойками эстакад, несущих шинопроводы или материалопроводы, при условии обязательного покрытия колонн и стоек в проходе на высоту до 2,5 м изоляционными материалами, например, пластиками на сварке. Контроль за состоянием и целостью изоляции обеспечивается в соответствии с ЛПА потребителя. Расстояние от шинопроводов, электролизеров и других токоведущих частей до заземленного техно-

логического оборудования, трубопроводов и арматуры светильников должно быть не менее 1,5 м.

6.6.9 При наличии площадок в проходах между ваннами они должны быть выполнены из изоляционного материала и установлены на изоляторах.

6.6.10 Настилы допускается выполнять из дерева.

6.6.11 Если на действующих электролизных установках требования 6.6.8 и 6.6.9 по ограждению шинопроводов вблизи заземленных конструкций и по допустимым сближениям выполнить невозможно, то заземленные коммуникации и оборудование должны быть покрыты изоляционными материалами или изолирующими кожухами из полиэтилена, винипласта, стеклопластика и т.п.

6.6.12 Металлические ограждения шинопроводов в залах электролиза не должны быть заземлены.

6.6.13 Шинопроводы должны быть защищены от коррозии устойчивыми лаками или красками. При наличии высокой температуры на участке шинопровода (45 °С и более) покрытие должно быть также и теплостойким.

6.6.14 Все контактные соединения как главного шинопровода, так и шинопровода, расположенного непосредственно у электролизеров, должны быть, как правило, выполнены сваркой.

6.6.15 Применение электросварки на сериях электролизеров, находящихся под напряжением, допускается только при питании сварочного трансформатора от отдельного разделительного трансформатора.

6.6.16 Температура болтовых соединений шин и участков не должна превышать 70 °С. Болтовые контактные соединения, находящиеся в зоне действия высоких температур (45 °С и более) или агрессивной среды, должны быть выполнены особенно надежно:

– контакты, подвергающиеся действию среды с переменной температурой или пропускающие токи, резко меняющиеся по величине, должны быть соединены болтами с пружинящими шайбами;

– контактные поверхности шин, подвергающиеся коррозии, необходимо покрывать смазкой, устойчивой к коррозии и воздействию высоких температур, или металлизировать.

6.6.17 Величина потери напряжения на болтовом контакте главного шинопровода не должна превышать величины потери напряжения на целом участке шин той же длины более чем в 1,2 раза. Величина потери напряжения на прочих болтовых контактах и непосредственно на ваннах не должна превышать на участке нахлестки однородных металлов – 1,2, разнородных металлов – 1,5, а на контакте металл-графит – трехкратной величины сопротивления целого участка со стороны материала с большим удельным сопротивлением. При невозможности

контроля потери напряжения на контактах указанным методом потеря напряжения не должна быть более 10,0 мВ на контактах однородных материалов и 25,0 мВ на контактах металл-графит.

6.6.18 Сопротивление изоляции серий электролизеров или гальванопокрытий или их частей должно быть не менее чем 500 Ом на каждый вольт рабочего напряжения серии. Периодическая поверка изоляции проводится не реже одного раза в квартал.

6.6.19 Электрические грузоподъемные краны и другие механические подъемные устройства в цехах электролиза должны иметь изолирующие прокладки (заводского изготовления), предохраняющие персонал от одновременного прикосновения к ошиновке и частям ванн, находящимся под напряжением, и к земле через крюк или канат грузоподъемного крана.

6.6.20 Число последовательных ступеней изоляции крюка грузоподъемного крана от земли должно быть не менее трех. Для новых или вышедших из капитального ремонта грузоподъемных кранов измеренное значение сопротивления каждой из ступеней изоляции мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В должно быть не менее 10,0 МОм, а в процессе эксплуатации может быть снижено до 0,5 МОм на ступень.

6.6.21 Для устранения опасности занесения «земли» и опасности выноса «потенциала» по технологическим трубопроводам в цехах электролиза водных растворов необходимо соблюдать следующие условия:

– трубопроводы должны быть выполнены, как правило, из изоляционных материалов;

– при применении металлических трубопроводов последние должны иметь изолирующие вставки, изолирующее наружное покрытие и быть подвешены или установлены на изоляторах или изолирующих прокладках с сопротивлением изоляции не менее 0,5 МОм. Указанное сопротивление для вставок контролируется при электролизе водных растворов до заливки коммуникации электролитом.

6.6.22 Для контроля за режимом работы серии ванн в цехах электролиза или на преобразовательной подстанции устанавливаются:

– амперметр на каждую серию;

– вольтметр на каждую серию или группу серий, если они питаются от общих шин;

– вольтметр на каждую ванну в тех случаях, когда по рабочему напряжению на ваннах ведется технологический процесс (например, при электролизе алюминия);

– средства измерений изоляции на каждой системе шин постоянного тока;

– счетчики вольт-часов и ампер-часов в зависимости от технологических требований;

– средства технического учета, установленные на первичной стороне трансформаторов преобразовательных агрегатов.

6.6.23 Средства измерений, установленные вблизи ванн, должны быть защищены от попадания в них электролита, влияния магнитных полей, температурных влияний, химического воздействия среды и механических повреждений.

6.6.24 В электролизных установках должны приниматься меры к снижению токов утечки: установка устройства для разрыва струй водных растворов, установка изолирующих вставок в линиях металлических трубопроводов, заполненных газом или жидкостью, и др.

6.6.25 При разности потенциалов крайних ванн по отношению к земле более чем 5 % напряжения серии должны быть приняты немедленные меры по выравниванию потенциалов и снижению токов утечки.

6.6.26 В залах электролиза разрешается применять переносные электрические светильники на напряжение не свыше 12 В.

6.6.27 В тех случаях, когда заземление осуществить невозможно, обязательно устройство быстродействующей защиты от замыкания на землю.

6.6.28 При расстояниях от корпуса заземленного приемника трехфазного тока до токоведущих частей электролизеров, шинопроводов и др. менее 1,5 м, корпус должен иметь изолирующий съемный кожух.

6.6.29 Электролизные установки должны иметь автоматическую сигнализацию о нарушениях технологического режима и противоаварийную блокировку.

6.6.30 Персоналу, обслуживающему электролизные установки, необходимо пользоваться индивидуальными средствами электрозащиты (электроизолирующие перчатки, боты, галоши и др.), применение которых должно быть оговорено ЛПА потребителя.

6.6.31 Ремонт шинопроводов, шунтирование и вывод из серии электролизеров, очистка изоляторов под электролизерами должны производиться, как правило, при снятом напряжении и заземлении шин. Если по условиям непрерывности процесса и при наличии остаточного напряжения указанные работы при снятом напряжении выполнить невозможно, допускается производить указанные работы под напряжением при обязательном использовании защитных средств и при соблюдении требований ТКП 427.

6.6.32 Разрыв шинопроводов действующих серий электролизеров разболчиванием или разводкой контактных соединений без предварительного шунтирования ванны запрещается.

6.6.33 Для шунтирования выводимых из серии электролизеров (ванн) или участков шинопровода допускается применение перемычек,

рассчитанных на ток шунтируемого участка, или специальных шунтирующих устройств (тележек).

6.6.34 После ремонта действующей серии должны быть произведены:

– измерение мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В сопротивления изоляции по отношению к земле участка главного шинопровода и всех частей электролизеров, находящихся под напряжением в нормальном режиме работы;

– проверка плотности контактов электрической цепи путем измерения потерь напряжения на них при пропускании по цепи тока номинальной величины.

6.6.35 Внешний осмотр установок, находящихся в эксплуатации, производится один раз в смену оперативным персоналом. При осмотре должны быть проверены:

– отсутствие повышения температуры контактов;

– отсутствие замыканий на землю, вызванных металлическими предметами или кристаллами солей;

– целостность изоляции и отсутствие загрязнения поверхностей изоляторов и изоляционных прокладок;

– отсутствие неравномерности распределения потенциалов на обоих концах серии по отношению к земле;

– наличие защитных средств и приспособлений.

6.6.36 Проверка болтовых контактов на потерю напряжения должна производиться не реже одного раза в 6 месяцев. Контакты, подвергающиеся воздействию высоких температур, необходимо проверять не реже одного раза в 2 месяца.

6.6.37 Осмотры и ремонт всех элементов токопроводящей сети производятся одновременно с капитальным ремонтом электролизеров (ванн) с периодичностью, установленной ЛПА потребителя.

6.6.38 Контакты, накладки, рубильники и участки шинопроводов, подверженные действию коррозии, температурному влиянию или механическим воздействиям, необходимо ремонтировать в сроки, определяемые ЛПА потребителя, но не реже одного раза в год.

6.7 Электрические грузоподъемные машины и аттракционы

6.7.1 Общие положения

6.7.1.1 Требования настоящего раздела распространяются на электрические грузоподъемные машины (грузоподъемные краны, лифты, строительные грузопассажирские подъемники, эскалаторы, конвейеры пассажирские, тали, тельферы и электрические лебедки) и скиповые подъемники постоянного и переменного тока напряжением до 1000 В,

предназначенные для подъема людей или грузов, за исключением грузоподъемных машин специального назначения (судовых, плавучих, автомобильных и т. п.).

6.7.1.2 Подъемные сооружения и аттракционы, являющиеся потенциально опасными объектами, должны удовлетворять требованиям правил по обеспечению промышленной безопасности, которые на них распространяются.

6.7.1.3 Установка и монтаж электрооборудования грузоподъемных машин, а также устройства освещения, заземления и защиты их должны удовлетворять требованиям ТКП 339, а аттракционов – требованиям ГОСТ 33807 и [21].

6.7.1.4 Контакторы для реверсирования электродвигателей грузоподъемных кранов и лифтов должны иметь механическую и электрическую блокировки.

6.7.1.5 Персоналу, обслуживающему электрооборудование грузоподъемных машин, необходимо изучить настоящий технический кодекс, ТКП 427, [22], [23], а персоналу, обслуживающему аттракционы, – [21] применительно к выполняемой работе и занимаемой должности, ЛПА потребителя и знать устройство и электрическую схему грузоподъемной машины.

6.7.1.6 К персоналу, указанному в 6.7.1.5, относятся электромонтеры, электрослесари, электромеханики и другие лица, производящие переключения, ремонт, наладку и испытания электрооборудования, вспомогательных устройств и электропроводки. Указанные лица должны иметь группу по электробезопасности не менее III.

6.7.1.7 К управлению грузоподъемными машинами допускаются лица с группой по электробезопасности не менее II. Лица, допущенные к обслуживанию электрооборудования, должны иметь группу по электробезопасности не менее III.

6.7.1.8 Лица, обслуживающие электрические грузоподъемные машины (стропальщики, операторы грузоподъемных кранов, управляемых с пола и др.), должны иметь группу по электробезопасности не менее II.

6.7.1.9 У потребителя из числа административно-технического персонала распорядительным документом должно быть назначено лицо, имеющее группу по электробезопасности IV, ответственное за исправное состояние электрооборудования грузоподъемных машин.

6.7.1.10 Ремонт электрооборудования грузоподъемных машин должен производиться в сроки, устанавливаемые лицом, ответственным за его исправное состояние, и утвержденные руководителем потребителя. Целесообразно одновременно с ремонтом грузоподъемной машины производить и ремонт электрооборудования.

6.7.1.11 Осмотр и плановый ремонт электрооборудования грузоподъемных кранов производятся на местах постоянной стоянки грузоподъемных кранов.

6.7.1.12 Пуск грузоподъемных кранов или лифтов после ремонта может быть разрешен только лицом, ответственным за их исправное состояние, о чем должна быть сделана запись в журнале приема и сдачи смены.

Допуск к эксплуатации (пуск в работу) подъемных сооружений и аттракционов, являющихся потенциально опасными объектами, после ремонта может быть разрешен только инженером по промышленной безопасности (лицом, на которое возложены соответствующие обязанности по обеспечению промышленной безопасности), назначенным владельцем грузоподъемного крана, лифта, строительного грузо-пассажирского подъемника, эскалатора, конвейера пассажирского, о чем должна быть сделана запись в паспорте грузоподъемного крана.

6.7.1.13 При осмотрах, регулировках и ремонтах электрооборудования на грузоподъемных кранах и лифтах персонал должен пользоваться электрозащитными средствами (электроизолирующие перчатки, галоши, диэлектрические резиновые ковры, подставки и пр.). Инструмент должен применяться только с электроизолированными рукоятками. Переносные электрозащитные средства должны храниться в специально отведенных для них местах.

6.7.1.14 Во время действия механизмов грузоподъемных машин обслуживающему персоналу не допускается производить на них какие-либо работы (крепление, смазку, регулировку и т. д.).

6.7.2 Грузоподъемные краны

6.7.2.1 На грузоподъемных кранах разрешается установка электродвигателей на напряжение не свыше 660 В переменного тока и 440 В постоянного тока.

6.7.2.2 Рубильники главных троллейных проводов и рубильники, установленные на грузоподъемном кране, должны быть закрытого типа без прорези в кожухах и смонтированы в местах, доступных для быстрого отключения. Рубильники должны иметь четкие надписи «крановый».

6.7.2.3 При осмотре и проверке грузоподъемных машин необходимо проверить исправность:

– блокировки люков и дверей в ограждениях грузоподъемных кранов, которые должны отключать незащищенные троллейные провода для предотвращения опасности, связанной со случайным прикосновением к ним при входе персонала на галерею грузоподъемного крана;

– приборов безопасности (концевых выключателей ограничителей грузоподъемности, высоты), блокировочных устройств и сигнализации;

– ограждения всех доступных для прикосновения токоведущих частей;

– защитных средств (диэлектрические резиновые ковры, ограждения, плакаты и др.).

6.7.2.4 При применении в сетях освещения и сигнализации напряжения более 48 В использовать металлоконструкцию грузоподъемных кранов в качестве обратного рабочего провода запрещается.

6.7.2.5 Проверка наличия цепи между заземляющим устройством и грузоподъемным краном производится при каждом ремонте оборудования, но не реже одного раза в год, и после монтажа грузоподъемного крана на новом месте.

6.7.2.6 Замер сопротивления изоляции электропроводки, троллейных проводов и электроаппаратуры производится не реже одного раза в год. Величина сопротивления изоляции должна соответствовать приложению Б.

6.7.2.7 На ремонт мостовых и передвижных консольных грузоподъемных кранов должен быть выдан наряд-допуск, где указываются необходимые отключения, места установки ограждений и другие меры безопасности.

6.7.2.8 Осмотр гибкого кабеля, подающего питание на грузоподъемный кран, должен производиться при отключенном рубильнике на вводе.

6.7.2.9 Включение рубильника главных троллейных проводов, кабины грузоподъемной машины для проверки и регулировки механизмов и электрооборудования без разрешения руководителя работ запрещается.

6.7.2.10 Электрическая схема грузоподъемного крана должна находиться в его паспорте.

6.7.3 Лифты, подъемники

6.7.3.1 Напряжение силовых электрических линий в машинных помещениях лифтов должно быть не свыше 1000 В; в кабинах, шахтах и на этажных площадках – не свыше 380 В, а для цепей управления, освещения и сигнализации во всех помещениях – не свыше 220 В (допускается использование фазы и нуля сети 220/380 В).

6.7.3.2 Для питания цепей управления, подключения ремонтного инструмента, освещения и сигнализации допускается использование фазы и нулевого провода сети с глухозаземленной нейтралью источника тока (включение на фазное напряжение).

При включении на фазное напряжение цепей, в состав которых входят электрические устройства безопасности, между выводом обмоток электромагнитных аппаратов (контакторов, пускателей, реле и т.п.):

– нулевой вывод присоединяется непосредственно к одному из выводов катушки электромагнитного аппарата;

– все контакты аппаратов безопасности и блокировки должны включаться в цепь фазного провода, присоединенного ко второму выводу катушки управления электромагнитного аппарата.

6.7.3.3 Корпуса электрооборудования, расположенного в кабине и на кабине, заземляются через специальную жилу гибкого питающего кабеля (токопровода).

6.7.3.4 В машинном помещении лифтовой установки должна находиться утвержденная однолинейная электрическая схема лифта (подъемника) с маркировкой проводов.

6.7.3.5 В помещениях сырых, особо сырых и содержащих в воздухе проводящую пыль, а также в наружных установках напряжение цепей ремонтного освещения не должно превышать 12 В.

6.7.3.6 Питание электрического освещения кабины, шахты и пространства для размещения оборудования лифта, а также розеток для подключения инструмента может быть осуществлено от осветительной сети здания (сооружения).

6.7.3.7 Светильники в кабине грузовых лифтов должны быть защищены и расположены так, чтобы они не мешали погрузке и разгрузке кабины.

6.7.3.8 Перед началом осмотра лифта лицо, производящее осмотр, должно убедиться в отсутствии людей в шахте, приямке, на кабине, а также у механизмов лифта, после чего на всех дверях шахты, через которые производится посадка пассажиров или загрузка кабины, должны быть вывешены плакаты с надписью «Лифт не работает».

6.7.3.9 При осмотре шахты, кабины и других узлов лифта, находящихся вне машинного и блочного помещений, двери этих помещений должны быть заперты.

6.7.3.10 Периодический осмотр, техническое обслуживание и ремонт лифтов, подъемников должны проводиться согласно эксплуатационным документам изготовителей по разработанной в развитие этих эксплуатационных документов системе ППР либо по результатам технического диагностирования.

6.7.3.11 В случае обнаружения неисправностей в процессе эксплуатации лифта лифтер отключает рубильник лифта в машинном помещении, вывешивает плакат на основном посадочном этаже «Лифт не работает. Ремонт» и сообщает об этом лицу, ответственному за исправное состояние лифта.

6.7.3.12 Включить лифт в работу обслуживающий персонал может только после устранения неисправности и соответствующей записи об этом ответственного лица в журнале ремонтов.

6.7.3.13 При техническом освидетельствовании лифтов кроме механического должно проверяться одновременно и электрическое оборудование, а именно:

– состояние электродвигателей, электроаппаратуры, проводки с измерением сопротивления их изоляции. Сопротивление изоляции обмоток двигателей в холодном состоянии должно быть не менее 1 МОм в соответствии с приложением Б (пункт Б.7.2), а при температуре 60 °С – 0,5 МОм. Сопротивление изоляции электроаппаратуры и проводки должно быть не менее 0,5 МОм. Измерения проводятся в соответствии с приложением Б (пункт Б.27.1). Проверка сопротивления изоляции проводится не реже одного раза в год;

– наличие и состояние заземляющих (зануляющих) проводов и их соединений. Контактное соединение заземляющего проводника (нулевого защитного проводника) к элементу заземления (зануления) электротехнического изделия лифта допускается считать удовлетворительным, если его электрическое сопротивление не превышает 0,05 Ом. При проверке наличия цепи между заземляющим (зануляющим) устройством и заземляемыми (зануляемыми) элементами измерения производятся не реже одного раза в год; испытание цепи «фаза – нуль» (в сетях с глухозаземленной нейтралью) проводится не реже одного раза в 6 лет.

6.7.3.14 Концевые выключатели, контакты дверей шахты, контакты ловителей, ограничителей скорости, натяжных устройств, подпольные контакты, а также механическая и электрическая блокировки магнитных станций проверяются в сроки, определенные эксплуатационными документами на электроустановку.

6.7.3.15 Ремонт электрооборудования лифта должен производиться по наряду или распоряжению согласно ТКП 427, не менее чем двумя лицами.

6.8 Электрические газоочистительные установки

6.8.1 Требования настоящего раздела распространяется на эксплуатацию установок электрической очистки газов и электропылеулавливающих установок потребителей.

6.8.2 Установки по электрической очистке газов и пылеулавливанию должны быть выполнены в соответствии с требованиями ТНПА.

6.8.3 В целях устранения вредного влияния высокочастотных электромагнитных полей на обслуживающий персонал механические выпрямители электрофильтров должны иметь экранирующее заземленное ограждение, двери которого сблокированы с отключающим устройством электрофильтра со стороны питания.

6.8.4 Температура воздуха в помещении подстанции с постоянным пребыванием персонала должна быть не менее 16 °С, а при отсутствии

персонала не должна снижаться менее чем на 10 °С (максимальная температура помещения не должна превышать 35 °С).

6.8.5 Сухие электрофильтры с металлическими корпусами в целях предотвращения коррозии и залипания электродов должны иметь теплоизоляцию.

6.8.6 При эксплуатации газоочистительной установки обслуживающему персоналу необходимо:

– обеспечить заданную степень очистки газов поддержанием на электрофильтрах установленного технологического режима;

– наблюдать за работой устройств специальной подготовки газов, обеспечивая получение определенных электрических и технологических процессов очистки;

– следить за состоянием и работой газовых, воздушных, водяных, паровых и вентиляционных магистралей и аппаратов, относящихся непосредственно к газоочистительной установке (вентиляционная установка преобразовательной подстанции, обогревательные устройства изоляторных коробок и бункеров электрофильтров, обдувочные устройства изоляторов, промывочные устройства и др.);

– обеспечивать заданный режим обогрева изоляторных коробок электрофильтров;

– следить за показателями и исправностью средств измерений и устройств автоматического управления, работой газоочистительной установки (поддержание заданного напряжения на электрофильтре и установленной периодичности встряхивания осадительных и коронирующих электродов);

– следить за исправным состоянием устройств вентиляции подстанции, в том числе за калориферами и фильтрами для очистки воздуха;

– следить за исправностью устройств экранирования в преобразовательных подстанциях с ячейками агрегатов из сетчатых ограждений.

6.8.7 При эксплуатации электрофильтров запрещается:

– включение линий выпрямленного тока и электрофильтров под напряжение при открытых или незапертых люках изоляторных коробок, коробок кабельных муфт, незапертых дверях ячеек электроагрегатов, а также при незакрытых люках корпусов электрофильтров;

– включать в работу электроагрегаты с неисправными искровыми разрядниками в цепи тока положительной полярности, пробивными предохранителями в цепи обмотки низшего напряжения питающего трансформатора и с неисправной блокировкой дверей ячеек электроагрегатов;

– включать механизмы встряхивания во время нахождения людей внутри корпуса электрофильтра;

– находиться сверх времени, установленного ЛПА потребителя, в действующей преобразовательной подстанции, оборудованной механическими выпрямителями, при неисправной вентиляции помещения.

6.8.8 Герметичность подводящих газоходов и электрофильтров, очищающих взрывоопасные газы, должна периодически контролироваться в сроки, установленные ЛПА потребителя, и, кроме того:

– при плановом ремонте основного оборудования, на котором установлен электрофильтр;

– при любом ремонте корпуса электрофильтра с нарушением герметичности.

6.8.9 При капитальном и текущем ремонтах выведенного из работы оборудования, расположенного внутри электрофильтров, в дополнение к основным работам необходимо произвести испытание каждой секции электрофильтра под напряжением «на воздухе» и определить вольт-амперную характеристику. Характеристика должна соответствовать проектной или установленной при пусконаладочных работах.

6.8.10 Капитальный ремонт электрофильтров производится одновременно с капитальным ремонтом основного технологического оборудования, но не реже чем один раз в 3 года.

6.8.11 При капитальном и текущем ремонтах выведенного из работы оборудования, расположенного снаружи электрофильтра, в дополнение к основным работам необходимо производить ремонт электродвигателей, редукторов, механизмов встряхивания, промывных устройств, насосов, а также измерение сопротивления заземления и изоляции цепей.

6.8.12 Проверка и испытания электрооборудования панелей и пультов управления преобразовательными электроагрегатами должны выполняться в соответствии с приложением Б.

6.8.13 Вновь устанавливаемые или реконструированные электрофильтры должны иметь следующую документацию:

– исполнительные чертежи подстанций, камер электрофильтров и заземляющих устройств с внесенными в них отступлениями от проекта и изменениями, допущенными при монтаже;

– акты на выполнение скрытых работ;

– паспорт на газоочистительный агрегат и акт проверки корпуса электрофильтра на герметичность;

– акты приемки строительных конструкций;

– протоколы проверки сопротивления заземления и ревизии электрооборудования преобразовательной подстанции;

– протоколы испытания установки под напряжением «на воздухе» (вольт-амперные характеристики);

– ТУ на основное оборудование электрофильтров, заводские описания устройства и инструкции по эксплуатации установленного оборудования, перечень необходимых запасных частей;

– протоколы заводского испытания трансформаторов, проверки средств измерений и защитных устройств, испытаний кабелей и выпрямительных электроагрегатов.

6.8.14 Комплексное испытание всей установки под напряжением «на воздухе» и «под газом» с включением в работу встряхивающих механизмов или промывных устройств при рабочих величинах тока должно производиться в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

6.8.15 В процессе испытаний определяются две вольт-амперные характеристики для каждого электрофильтра (или секции) – «на воздухе» и «под газом».

6.8.16 Электрофильтры могут быть приняты в эксплуатацию только после проведения пусконаладочных работ, установления производственных показателей электрофильтров при нормальной работе технологических агрегатов и наличии инструкций по эксплуатации установки.

6.8.17 При приемке оборудования газоочистительной установки из капитального ремонта кроме проверки выполнения всех работ, перечисленных в ведомости дефектов, и электрических испытаний аппаратуры должна быть произведена проверка:

– качества балансировки механических выпрямителей при нормальной работе;

– центровки электродов включением напряжения на электрофильтр и определением вольт-амперных характеристик электрофильтра «на воздухе» и «под газом»; эти характеристики должны отличаться не более чем на +10 % соответствующих точек наладочной характеристики, приложенной к инструкции по обслуживанию данного типа электрофильтра;

– полярности электродов электрофильтра;

– регулировки механических выпрямителей в рабочих условиях («под газом»);

– действия встряхивающих механизмов;

– работы пылеудаляющих и смывных устройств;

– защитных устройств (взрывных клапанов, автоматических выключателей и пр.);

– герметичности электрофильтров и газовых коммуникаций;

– увлажнительного устройства;

– устройства автоматики.

6.8.18 Ответственный за эксплуатацию газоочистительной установки должен иметь IV группу по электробезопасности.

6.8.19 Обслуживание газоочистительной установки осуществляется персоналом с группой по электробезопасности не менее III.

6.8.20 Оперативному персоналу (при одиночном дежурстве) не допускается пользоваться ключами от ячеек повысительно-выпрямительных агрегатов и других мест расположения частей, находящихся под напряжением свыше 1000 В.

6.8.21 Оперативному персоналу не разрешается одному производить какие-либо работы, за исключением работ, выполнение которых предусмотрено ЛПА потребителя по обслуживанию электрофильтра.

6.8.22 Операции по включению и отключению электроагрегатов и линий выпрямленного напряжения, а также переход на резервные агрегаты могут выполняться одним лицом оперативного персонала.

6.8.23 Оперативный персонал по газоочистительной установке может привлекаться в качестве члена (второго лица) бригады.

6.8.24 Независимо от наличия блокирующих заземляющих устройств при работах на шинах выпрямленного напряжения обязательна установка переносных заземлений.

6.8.25 Внутренний осмотр и ремонт электрофильтра или его секций должен производиться только под непосредственным наблюдением или при участии лица, ответственного за эксплуатацию электрофильтра.

6.8.26 Внутренний осмотр электрофильтров или его секции допускается производить с соблюдением требований ТКП 427 по нарядам при условии отключения электрофильтра от газа с обеих сторон плотными и исправными шиберами или заглушками, снятия напряжения, заземления контролирующей системы, вентилирования корпуса до полного освобождения от остатков газа.

6.8.27 Для внутреннего осмотра электрофильтра, через который пропускались токсичные газы или взрывоопасные смеси, должны быть выполнены все требования 6.8.26 и, кроме того, должен быть сделан анализ на отсутствие в электрофильтре токсичных газов.

6.8.28 При работах в верхней части электрофильтров, улавливающих пыль, следует открывать только верхние люки. До начала работы в нижней части электрофильтров, улавливающих пыль, следует встряхнуть электроды и полностью освободить бункеры от пыли.

6.8.29 При пусконаладочных работах или капитальных ремонтах электрофильтров наблюдение за работой коронирующих электродов «на воздухе» допускается производить через открытый люк корпуса электрофильтра; при этом должны быть приняты меры, препятствующие попаданию в люк посторонних предметов и приближению работающего на опасное расстояние к электродам.

6.8.30 Работа внутри корпуса электрофильтров и других аппаратов газоочистки должна производиться персоналом, снабженным спецодеждой, соответствующей данному производству, респираторами или противогазами. Для предохранения от падения работающий должен пользоваться предохранительным поясом.

6.9 Электроустановки нефтегазодобывающей промышленности

6.9.1 Общие положения

6.9.1.1 Требования 6.9 распространяются на электроустановки нефтегазодобывающей промышленности (электробуры, буровые установки, компрессорные, погружные насосы, электродегидраторы и др.).

6.9.1.2 Обслуживание электроустановок и работы, связанные с их монтажом и ремонтом, должны производиться в соответствии с настоящим техническим кодексом и эксплуатационными документами по ремонту взрывозащищенного электрооборудования изготовителя оборудования.

6.9.1.3 Для организации безопасного обслуживания электроустановок различных цехов или организаций (буровых установок, компрессорных, насосных станций и др.) должны быть четко определены и оформлены распоряжением руководства по организации границы обслуживания.

6.9.1.4 Запрещается эксплуатация взрывозащищенного электрооборудования со снятыми деталями оболочки, в том числе крепежными, предусмотренными его конструкцией.

6.9.1.5 Крепежные детали должны быть плотно затянуты.

6.9.1.6 Работа механизмов с поврежденными шланговыми кабелями (проколы, порезы и т. д.) запрещается.

6.9.1.7 Лица, обслуживающие электротехнологическое оборудование и производящие включение и отключение электрифицированных агрегатов, должны иметь группу по электробезопасности не менее II. Объем знаний для указанного персонала определяется и утверждается лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя.

6.9.2 Электроустановки при бурении

6.9.2.1 При бурении скважин в сложных геологических условиях буровая установка с электроприводом должна обеспечиваться энергоснабжением от двух независимых источников электроэнергии либо иметь аварийный привод для подъема бурового инструмента.

Этот вопрос в каждом отдельном случае решается совместно главным геологом и лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя.

6.9.2.2 Вход на территорию открытой трансформаторной подстанции буровой установки должен быть со стороны, наиболее удаленной от трансформаторов и выводов ВЛ.

6.9.2.3 Кнопка «Стоп» для аварийной остановки буровых насосов должна быть установлена у поста бурильщика.

6.9.2.4 Электропривод буровой лебедки должен быть оборудован устройством, предупреждающим затаскивание талевого блока под кронблок.

6.9.2.5 Для наружного освещения буровой установки (насосного отделения, редукторного отделения и вышки), за исключением освещения буровых установок при бурении на природный газ, могут быть установлены светильники соответствующей степени защиты, обеспечиваемой оболочками.

6.9.2.6 На распределительном щите 380/220 В каждой буровой установки независимо от вида привода должны быть установлены коммутационные аппараты для присоединения сварочного трансформатора и электроприемников геофизических партий.

6.9.2.7 При перемещении буровой установки на новую точку бурения необходимость испытания электрооборудования повышенным напряжением определяется лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя.

6.9.2.8 Подача напряжения на буровые установки допускается после окончания всех строительно-монтажных работ, оформления приемосдаточного акта и только в светлое время суток.

6.9.2.9 В состав буровой бригады и бригады освоения скважин, работающих на электрифицированной буровой установке любого типа, должен входить электромонтер с группой электробезопасности не менее IV.

6.9.2.10 В случае кустового бурения лицу, ответственному за электрохозяйство потребителя, предоставляется право решения вопроса об уменьшении числа электромонтеров для обслуживания буровых установок данного куста.

6.9.2.11 Каждая буровая бригада должна быть обеспечена переносным светильником напряжением не свыше 12 В.

6.9.3 Бурение электробуром

6.9.3.1 Все наружные болтовые соединения на кольцевом токоприемнике электробура должны иметь крепления, предотвращающие самоотвинчивание их от вибрации.

6.9.3.2 Работа по наращиванию бурильной колонны, а также промывка водой контактной муфты рабочей трубы (квадрата) должны производиться при отключенном разъединителе электробура.

6.9.3.3 На приводе разъединителя должен быть вывешен плакат «Не включать! Работают люди».

6.9.3.4 Включение разъединителя допускается только после окончания навинчивания рабочей трубы.

6.9.3.5 Перед производством работ на кольцевом токоприемнике должен быть отключен разъединитель электробура, а также общий рубильник или установочный автомат цепей управления.

6.9.3.6 На приводах коммутационных аппаратов должны быть вывешены плакаты «Не включать! Работают люди».

6.9.3.7 В каждую фазу цепи питания электробура должен быть включен амперметр, установленный на пульте управления электробура.

6.9.3.8 Место соединения фазы и токопровода с колонной бурильных труб должно находиться ниже рабочей трубы (квадрата).

6.9.3.9 Выполнение указанного соединения в кольцевом токоприемнике или в верхней части рабочей трубы запрещается.

6.9.3.10 Питающий кабель электробура на всем протяжении от трансформатора до станции управления и от последней до отметки 3 м над уровнем пола буровой (на участке вертикальной прокладки кабеля у стояка трубопровода промывочной жидкости) должен быть обеспечен защитой от механических повреждений.

6.9.3.11 Все металлические конструкции (вышка, привышечные сооружения, корпуса электрооборудования, пультов и станций управления, трубы для прокладки кабеля и проводов, корпуса кольцевого токоприемника и вертлюга, стальной предохранительный трос, обвязывающий буровой шланг и др.), связанные с системой питания энергией электробура, должны быть заземлены термически устойчивыми проводниками. Присоединения должны выполняться сваркой, а где это невозможно – болтовыми зажимами.

6.9.3.12 Осмотр заземляющей проводки должен производиться электротехническим персоналом один раз в смену с записью в эксплуатационном журнале.

6.9.3.13 Бурение при неисправном заземлении запрещается.

6.9.3.14 Электробуром, питаемым по системе «два провода – труба» (ДПТ), бурение скважины до спуска кондуктора, а также бурение под шурф не допускается.

6.9.3.15 Для бурения скважины до спуска кондуктора, а также при опробовании электробура на поверхности должен применяться только трехпроводный токоподвод.

6.9.3.16 При работе электробура прикасаться к буровому шлангу запрещается.

6.9.3.17 В состав каждой вахты буровой бригады должны входить два электромонтера: один – с IV группой по электробезопасности, второй – с группой не менее III.

6.9.4 Электроустановки при добыче нефти

6.9.4.1 Заземляющие проводники и места их приварки должны быть доступны для осмотра.

6.9.4.2 Применение стального каната в качестве заземляющего проводника не допускается.

6.9.4.3 При установке электродвигателя на поворотных салазках он должен быть заземлен гибким стальным проводником сечением не менее 35 мм^2.

6.9.4.4 Применение изолирующей подставки или диэлектрического резинового ковра перед пусковым устройством станка-качалки не обязательно при выполнении следующих требований:

– при установке электродвигателя на заземленной раме станка-качалки и обеспечении надежного контакта между ними;

– площадка для обслуживания электропривода станка-качалки и пускового устройства должна быть общей и иметь металлический пол или неметаллический, но уложенный на металлическое основание; при этом пол или основание привариваются к заземленной раме станка-качалки не менее чем в четырех местах;

– корпус пускового устройства при установке его на деревянной опоре соединяется с металлическим полом с помощью стального проводника сечением не менее 35 мм^2, а при установке на металлической опоре или конструкции последняя приваривается к полу не менее чем в двух местах; при этом должен быть обеспечен надежный контакт корпуса с металлической конструкцией;

– оперативные переключения персонал должен производить в электроизолирующих перчатках.

6.9.5 Погружные электронасосы

6.9.5.1 Если наземное электрооборудование погружных электронасосов установлено в модуле, станция управления должна быть расположена таким образом, чтобы при открытии двери обеспечивался свободный выход наружу.

6.9.5.2 Дверь модуля должна открываться наружу.

6.9.5.3 При установке такого электрооборудования под навесом оно должно быть ограждено, а пол рабочей площадки должен быть поднят над уровнем земли (не менее чем на 200 мм).

6.9.5.4 Дверь станции управления должна иметь замок, ключ от которого должен находиться у лица электротехнического персонала, обслуживающего установку.

6.9.5.5 Бронированный кабель, идущий к устью скважины, должен быть проложен по специальным опорам. Через каждые 50 м трассы должны быть установлены предупредительные знаки.

6.9.5.6 Прокладывать кабель со стороны мостков и в местах, предназначенных для установки трактора-подъемника, запрещается.

6.9.5.7 Производить какие-либо работы на кабеле во время спуско-подъемных операций запрещается.

6.9.5.8 При длительных перерывах в эксплуатации скважины напряжение должно быть полностью снято со всей установки погружного электронасоса.

6.9.5.9 Ножное управление электроприводом штанговых ключей не допускается.

6.9.5.10 Присоединение к сети кабеля, питающего привод механизма, должно производиться после полной сборки механизма, его привода и коммутационных устройств.

6.9.6 Электродегидраторы

6.9.6.1 Верхняя площадка электродегидратора на участке, где расположено электрооборудование, должна иметь ограждение. На ограждении должен быть вывешен плакат или нанесены плакаты по электробезопасности.

6.9.6.2 Дверца ограждения площадки (или лестницы) должна иметь исправную блокировку, отключающую главную цепь питания электродегидратора при ее открывании.

6.9.6.3 На электродегидраторах должны предусматриваться специальные зажимы или полосы для наложения переносных заземлений. Эти зажимы должны располагаться в наиболее удобных местах и иметь надпись «земля» (или условный знак «земли»).

6.9.6.4 На корпусе каждого электродегидратора вблизи лестницы должен быть обозначен его номер, который указывается также на соответствующей панели щита управления электродегидратором (на лицевой и обратной сторонах).

6.9.6.5 На панели управления электродегидратором должны быть установлены сигнальные лампы для контроля положения контактора главной цепи.

6.9.6.6 Подача напряжения на электродегидратор допускается только после записи обслуживающим персоналом в оперативном журнале о готовности электродегидратора к включению.

6.9.6.7 Проникновение за ограждение во время работы электродегидратора для производства осмотра его электрооборудования запрещается.

6.9.6.8 Во время работы электродегидратора на лестнице для подъема на него должен быть вывешен плакат «Не влезай – убьет».

6.9.6.9 При автоматическом отключении электродегидратора от сети (токовой защитой, максимальной отсечкой) производятся внеочередные осмотры его при снятом напряжении.

6.9.6.10 Повторное включение электродегидратора, отключившегося от защиты, без выявления и устранения причин отключения не допускается.

6.9.6.11 Эксплуатация электрооборудования электрообезвоживающей и обессоливающей установки должна осуществляться электротехническим персоналом, допущенным к работам на электроустановках напряжением свыше 1000 В.

6.9.6.12 Ответственный за эксплуатацию электродегидратора должен иметь группу по электробезопасности не менее IV.

6.9.6.13 При производстве работ электротехническим персоналом внутри электродегидраторов одно лицо из членов бригады должно находиться у люка электродегидратора. Работы должны выполняться с оформлением нарядов согласно ТКП 427.

6.9.6.14 Во избежание случайного закрывания дверцы ограждения при нахождении людей наверху электродегидратора дверца должна надежно закрепляться в открытом положении.

6.9.6.15 Ремонт оборудования, установленного на верхней площадке и внутри электродегидратора, может быть произведен только после оформления нарядов на производство газовзрывоопасных работ и на производство работ на электроустановке.

6.9.6.16 Периодичность осмотров и ремонтов электродегидраторов устанавливается ЛПА потребителя и графиками, утвержденными техническим руководителем потребителя.

6.10 Электроустановки в торфяной промышленности

6.10.1 Требования 6.10 распространяется на стационарные и передвижные электроустановки, эксплуатируемые на торфяниках, работающие сезонно или постоянно действующие в течение круглого года, а также на организации по переработке торфа.

6.10.2 Новые, реконструируемые, бывшие в консервации, а также подвергавшиеся капитальному ремонту электроустановки, эксплуатируемые на торфяниках, могут быть приняты в эксплуатацию после приемо-сдаточных испытаний.

6.10.3 При сдаче смонтированной электроустановки приемочной комиссии должны быть предъявлены следующие документы (акты, протоколы или записи в соответствующих журналах):

– на проверку и испытание электрооборудования в соответствии с приложением Б;

– на проверку и регулировку аппаратов защиты;
– данные измерения сопротивления стационарного заземления;
– данные проверки молниезащиты;
– акты на скрытые работы.

6.10.4 В присутствии приемочной комиссии должны быть произведены следующие проверки:
– правильность действия защиты;
– защитного заземления;
– наличия и пригодности защитных средств, инвентаря, неснижаемого комплекта запасных частей.

6.10.5 После всех проверок и испытаний, если электроустановки удовлетворяют нормам, они должны быть проверены под напряжением вхолостую и в условиях производственной нагрузки в течение 2 ч.

6.10.6 Пригодность электроустановки к эксплуатации должна быть оформлена актом с перечнем произведенных испытаний и их результатов, а также с оценкой состояния электроустановки.

6.10.7 Электрические устройства, в том числе провода, кабели и кабельные каналы, расположенные в пыльных, взрывопожароопасных и пожароопасных помещениях, должны быть смонтированы таким образом, чтобы имелась возможность производить периодическую очистку электроустройств от пыли.

6.10.8 Все стационарные и передвижные трансформаторные подстанции должны иметь инвентарные номера или оперативные обозначения, нанесенные не менее чем на двух сторонах.

6.10.9 На всех опорах ВЛ напряжением свыше 1000 В, на которых установлены кабельные (разъемные) разъединители, должны быть вывешены плакаты «Не влезай – убьет».

6.10.10 С линий электропередачи, не используемых в период сезона добычи или в межсезонный период, должно быть снято напряжение.

6.10.11 На пускорегулирующих устройствах передвижных машин и механизмов должны быть соответствующие надписи: «Стоп», «Вправо», «Влево», «Вверх», «Вниз», «Вперед», «Назад».

6.10.12 Стоянка машин, складирование торфа, хвороста и пней, установка шестов и мачт в охранной зоне линий электропередачи запрещаются.

6.10.13 Скопление рабочих под проводами воздушных линий запрещается.

6.10.14 Сечение алюминиевых проводов в пролетах с увеличенной высотой подвеса должно быть не менее 25 мм^2 при двойном креплении.

6.10.15 Сращивание проводов на линиях напряжением до 10 кВ включительно должно выполняться опрессованными соединительными или болтовыми стандартными зажимами.

6.10.16 Передвижные и электрифицированные машины должны быть оборудованы звуковой и световой сигнализацией.

6.10.17 Напряжение переносных светильников на передвижных электрифицированных машинах должно быть не свыше 12 В.

6.10.18 Передвижение и перемещение торфяных машин и агрегатов под проводами ВЛ, находящейся под напряжением, должны осуществляться при опущенных стрелах с соблюдением габаритов в 2 м для ВЛ напряжением до 10 кВ включительно и 2,5 м для ВЛ 35 кВ. Если расстояние между низшей точкой провода и высшей частью машины окажется меньше этих величин, линия должна быть отключена, заземлена и закорочена.

6.10.19 В случае если перемещаемая электрифицированная машина питается от пересекаемой ею линии, а необходимые габариты не могут быть обеспечены, передвижение запрещается.

6.10.20 Работа на электрифицированной передвижной машине во время грозы запрещается. Машина должна быть отключена от сети, а водитель и обслуживающий персонал должны находиться в кабине. Пребывание под машиной или около нее запрещается.

6.10.21 Передвижные электроустановки, отключаемые во время грозы, допускаются к эксплуатации без грозозащитных устройств.

6.10.22 При необходимости работ торфяных машин под проводами или в охранной зоне действующей линии электропередачи должен быть выдан наряд-допуск, определяющий безопасные условия работы.

6.10.23 Работа и перемещение машины в данном случае должны производиться под руководством этого лица.

6.10.24 При работе и передвижении электрифицированных машин с кабельным питанием водители (машинисты, мотористы) следят за тем, чтобы не возникло чрезмерное натяжение гибкого питающего кабеля, а также не было наездов на него гусениц машин.

6.10.25 При работе передвижных машин в зимний период асимметры должны быть установлены не только на питающей их подстанции, но и на машине.

6.10.26 Проверка действия асимметра должна производиться ежесменно с записью в журнале приема и сдачи смены.

6.10.27 Проверка действия защиты от однофазного замыкания на землю действующих электроустановок должна производиться энергоснабжающей организацией совместно с руководителем потребителя или лицом, его заменяющим, перед началом сезона и ежеквартально в межсезонный период.

6.10.28 Осмотр (с измерением сопротивления) стационарных заземляющих устройств электроустановок, эксплуатируемых на торфяниках,

должен производиться два раза в год, из них один раз перед началом сезона добычи и один раз зимой, в период наименьшей проводимости.

6.10.29 Результаты осмотров измерений должны оформляться актами и заноситься в журнал.

6.10.30 Осмотр (без отключения) стационарных и передвижных подстанций и их трансформаторов с высшим напряжением на 10 кВ, питающих электрифицированные торфяные машины в период сезона добычи торфа, должен производиться один раз в сутки.

6.10.31 Осмотры электрооборудования электрифицированных торфяных машин в период сезона должны производиться электротехническим персоналом с группой по электробезопасности не менее IV одновременно с осмотрами приводимых механизмов – ежемесячно и периодически в сроки, установленные действующей у потребителя системой осмотров.

6.10.32 При величине сопротивления изоляции установки менее 1,5 МОм обслуживающий персонал должен взять установку под контроль, выявить и устранить развивающиеся или существующие дефекты в изоляции.

6.10.33 Текущий ремонт электрооборудования напряжением до 10 кВ стационарных и передвижных подстанций, питающих участки добычи торфа, должен производиться один раз в год. Изоляционное масло, находящееся в электрооборудовании этих подстанций, должно при текущем ремонте подвергаться испытанию на электрическую прочность.

6.10.34 Капитальный ремонт силовых трансформаторов напряжением до 10 кВ стационарных и передвижных подстанций, питающих участки добычи, должен производиться не реже одного раза в 4 года. При этом изоляционное масло должно подвергаться сокращенному анализу.

6.10.35 Текущий ремонт электрооборудования электрифицированных торфяных машин должен производиться не реже одного раза в год.

6.10.36 Капитальный ремонт электрооборудования торфяных машин должен производиться не реже одного раза в 3 года.

6.10.37 Кабели (например, марок ГТШ, КТГ и др.) напряжением 3 и 6 кВ, предназначенные для питания передвижных торфяных машин, должны испытываться выпрямленным током двукратного значения номинального линейного напряжения в течение 5 мин в следующие сроки:

– кабели, работающие в период сезона добычи, – перед наступлением сезона;

– кабели, работающие постоянно в течение года, – один раз в год;

– во время капитального ремонта агрегата.

6.10.38 После мелких ремонтов, не связанных с перемонтажом кабеля, изоляция должна проверяться на электрическую прочность мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В.

6.10.39 Отремонтированное электрооборудование должно быть испытано в соответствии с приложением Б.

6.10.40 Отремонтированное электрооборудование должно быть принято:

– при ремонте в мастерских торфопредприятия – техническим руководителем производственного участка, на котором это оборудование будет эксплуатироваться;

– при ремонте вне торфопредприятия – лицом, назначенным техническим руководителем потребителя торфопредприятия.

6.10.41 Осмотры и ремонты электроустановок следует совмещать с соответствующими осмотрами и ремонтами технологического оборудования.

6.10.42 Каждое торфопредприятие должно быть обеспечено резервным электрооборудованием, находящимся к началу сезона добычи в полной готовности. Перечень и нормативы резервного электрооборудования и материалов должны быть утверждены в установленном порядке.

6.10.43 Допуск к электроустановкам торфопредприятий лиц, не имеющих прямого отношения к их обслуживанию или контролю, запрещается.

6.10.44 Включение и отключение питающей линии осуществляется согласно Положению о взаимоотношениях, разработанному и утвержденному лицом, ответственным за электрохозяйство торфопредприятия и энергоснабжающей организации.

6.10.45 При отключении земляной защитой отдельной линии включение ее до уведомления о причине отключения и устранения повреждения запрещается.

6.10.46 Включения и отключения при помощи пусковой аппаратуры отдельных производственных механизмов, агрегатов или группы механизмов напряжением до и свыше 1000 В производятся лицами, работающими на этих механизмах или агрегатах и имеющими право самостоятельного их обслуживания.

6.10.47 Включения и отключения на производственных машинах и передвижных подстанциях, питающих один агрегат торфяной электроустановки напряжением до 10 кВ, выполняемые оперативным персоналом, могут производиться одним лицом с записью в эксплуатационном журнале.

6.10.48 Производство оперативным персоналом переключений разъемными разъединителями на воздушных и кабельных линиях в темное время суток при недостаточной освещенности не разрешается. В аварийных случаях с разрешения технического руководителя потребителя или лица, ответственного за электрохозяйство потребителя, производ-

ство переключений допускается только в присутствии мастера или другого лица с группой по электробезопасности не менее IV.

6.10.49 Водителям, машинистам и мотористам, обслуживающим электрифицированные передвижные машины, присваивается группа по электробезопасности не менее II.

6.10.50 Водителям, машинистам, мотористам и электрикам, обслуживающим электрифицированные передвижные машины, не разрешается:

– приступать к работе при обнаружении перед началом работы неисправностей электрооборудования, земляной защиты, заземления питающего кабеля, а также при отсутствии сигнализации и защитных средств;

– продолжать работу при обнаружении в процессе работы неисправностей электрооборудования, земляной защиты, заземления, защитных средств, питающего кабеля;

– производить осмотры, чистку, смазку, регулировку и ремонт механизмов при работающих электродвигателях в узлах машин. Электрооборудование должно быть отключено от сети с обеспечением двойного разрыва со стороны питания;

– переносить находящийся под напряжением электрический кабель без защитных средств (боты, перчатки) и специальных приспособлений (клещи);

– включать и отключать установленное на машинах электрооборудование напряжением свыше 1000 В;

– производить одновременный перенос всех заземлителей машин, находящихся под напряжением. При этом не менее двух заземлителей должны оставаться погруженными в грунт на глубину 2 м и более;

– переезжать через лежащий на земле кабель, а также бросать на него тяжести (трубы, лафеты и т.п.);

– работать с поврежденной сеткой (экраном) кабеля напряжением свыше 1000 В;

– оставлять машины на расстоянии менее 15 м от ВЛ независимо от ее напряжения и назначения.

6.10.51 Установленные на машинах или питающих их подстанциях асимметры должны быть запломбированы; ремонт асимметров должен производиться специально обученным персоналом.

6.10.52 При работе на экскаваторах следует руководствоваться указаниями по электробезопасности, предусмотренными ЛПА потребителя.

6.10.53 На каждой электрифицированной торфяной машине должны быть:

– необходимые защитные средства и приспособления;

– памятка об оказании первой помощи при поражении электрическим током;

– схема электрических соединений;
– список лиц, имеющих право ведения оперативных переговоров.

6.11 Электроустановки коммунального хозяйства

6.11.1 Общие положения

6.11.1.1 Требования 6.11 распространяются на электрические установки коммунальных организаций (водопровод, канализация, прачечные, бани и гостиницы), а также непроизводственных коммунально-бытовых потребителей (общедомовые электроустановки жилых домов и бытовые стационарные электроплиты).

6.11.1.2 Обслуживание и ремонт электрических установок коммунальных организаций и жилых домов, за исключением организаций, приравненных к промышленным потребителям (по системе расчетов), должны производиться в соответствии с требованиями настоящего технического кодекса лицами электротехнического персонала.

6.11.1.3 В производственных инструкциях для персонала должны быть отражены требования эксплуатационных документов изготовителей, а также учтены местные условия эксплуатации.

6.11.2 Электроустановки водопровода и канализации

6.11.2.1 При ремонтных работах в установках водопровода и канализации должны применяться переносные светильники в защитном исполнении на напряжение не свыше 12 В.

6.11.2.2 При работах в очистных и других взрывоопасных помещениях должны применяться взрывозащищенные светильники. К взрывоопасным устройствам и помещениям водопровода и канализации относятся помещения очистных сооружений, метантенки, грабельные помещения, резервуары, хлораторные, озонаторные и смотровые колодцы водопровода и канализации и др. в соответствии с рекомендациями [12].

6.11.2.3 Для наблюдения за короной и целостью предохранителей в электроозонаторных установках водопровода должны предусматриваться ниши и люки с двойным остеклением и вентиляцией.

6.11.2.4 Помещение электроозонаторной должно иметь исправную аварийную вентиляцию.

6.11.3 Электроустановки прачечных, бань и гостиниц

6.11.3.1 Каждая стиральная, сушильная, сушильно-гладильная машина, пресс, центрифуга и лифт должны быть снабжены механической и электрической блокировками, препятствующими пуску электродвигателя при открытых люках, дверях или ограждениях.

6.11.3.2 Исправность блокировок должна проверяться перед началом каждой смены.

6.11.3.3 Каждой стиральной машине, центрифуге, гладильному прессу и другим машинам, имеющим электрический привод, должен быть присвоен местный порядковый номер, нанесенный на видном месте.

6.11.3.4 На всех пусковых устройствах и кнопках управления должны быть нанесены четкие надписи с указанием, к каким машинам они относятся.

6.11.3.5 При каждом гладильном столе, оборудованном электроутюгами, в помещениях с проводящими полами должны иметься напольные изолирующие настилы или подставки, жестко прикрепленные к полу. Гладильщику не разрешается гладить электроутюгом, стоя на проводящем полу. Вместо настилов допускается использование дорожек из непроводящего материала, приклеенных к полу.

6.11.3.6 Размеры изолирующих площадок (настилы) должны быть такими, чтобы гладильщик не мог одновременно прикасаться к корпусу утюга и заземленным частям оборудования или к токопроводящим конструкциям или поверхностям.

6.11.3.7 Рабочая поверхность гладильных столов должна изготовляться из непроводящего материала (дерево, пластмассы и др.) и крепиться к металлической станине болтами с утопленными головками.

6.11.3.8 Шланговые провода питания электроутюгов должны укрепляться на кронштейнах, расположенных над серединой гладильного стола таким образом, чтобы исключить возможность механических повреждений провода.

6.11.3.9 Длина провода должна обеспечивать свободное перемещение утюга только по площади стола, при этом провод не должен соприкасаться с гладильным столом.

6.11.3.10 Станины гладильных столов, металлические трубы для электропроводки, металлические кожухи отключающих устройств и контактных коробок бесшнуровых утюгов должны быть присоединены к системе уравнивания потенциалов и ограждены.

6.11.3.11 Ограждение заземленных металлических конструкций гладильных столов должно исключать случайное прикосновение к ним работающего и выполняться из дерева и других электроизолирующих материалов.

6.11.3.12 Подставки для утюгов должны изготовляться из электроизолирующих материалов.

6.11.3.13 Вентиляционные камеры в прачечных и банях должны быть оборудованы исправным электрическим освещением.

6.11.3.14 Капитальный ремонт электродвигателей производится в сроки, установленные лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя, согласно ТНПА, регламентирующим требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок, или эксплуатационным документам изготовителей.

6.11.3.15 Замер сопротивления изоляции силовой и осветительной электропроводки в прачечных и банях должен производиться в сухих помещениях один раз в год, а в особо сырых (мыльных и парильных залах) – один раз в квартал.

6.11.3.16 Замер величины сопротивления заземляющего устройства должен производиться не реже одного раза в 6 месяцев. Контроль за состоянием заземляющего устройства в целом производится в соответствии с требованиями 5.8 и Б.29.

6.11.4 Бытовые стационарные электроплиты

6.11.4.1 Защитные меры электробезопасности при эксплуатации стационарных и стационарно установленных переносных бытовых электрических плит должны соответствовать требованиям [24].

6.11.4.2 Использование металлических деталей водопровода, а также деталей отопительных систем для заземления (зануления) металлических корпусов электрических плит запрещается.

6.11.4.3 Каждая стационарно используемая бытовая электроплита для индивидуального приготовления пищи должна иметь исправные коммутационные аппараты, отключающие отдельные элементы электроплиты.

6.11.4.4 Использование штепсельных разъемов для включения и отключения стационарно используемых электроплит запрещается, за исключением случаев аварийного отключения.

6.11.4.5 При приеме в эксплуатацию вновь смонтированных бытовых электроплит для приготовления пищи приемочная комиссия должна дополнительно к общим требованиям проверить наличие заземления для систем TT и IT или зануления для системы TN корпуса электроплит и надежность соединения проводников системы уравнивания потенциалов с трубопроводами инженерных коммуникаций и другими сторонними проводящими частями.

6.11.4.6 Техническое обслуживание электроплит возлагается на подготовленный и допущенный к выполнению работ электротехнический персонал, который:

– инструктирует лиц, пользующихся плитами, по вопросам электробезопасности и правилам их эксплуатации;

– проводит по графику не реже чем один раз в год текущий ремонт.

6.11.4.7 При проведении текущего обслуживания необходимо проверять исправность деталей плиты, надежность заземления корпуса плиты (внешним осмотром), проводить измерение сопротивления изоляции мегаомметром (величина сопротивления изоляции в холодном состоянии (при температуре окружающей среды) должна быть не менее 1 МОм при выходном напряжении мегаомметра 1000 В) и величины электрического потенциала на корпусе плиты относительно заземленного санитарно-технического оборудования (напряжение не должно превышать 5 В). В общежитиях вблизи электроплит должны быть вывешены правила пользования плитой, правила пользования должны быть вывешены у каждой из электроплит.

6.11.5 Электроустановки жилых домов

6.11.5.1 Требования 6.11.5 распространяются на электрические установки жилых домов независимо от их ведомственной принадлежности.

6.11.5.2 К таким установкам относятся:

– шкафы вводных устройств, начиная с выходных зажимов отключающих устройств или от вводных изоляторов на зданиях, питающихся по ответвлениям от воздушных электрических сетей общего пользования, и до входных зажимов квартирных средств расчетного учета электрической энергии;

– светильники мест общего пользования: подвалов, чердаков, лестничных клеток, уличных номерных фонарей, дворового освещения и др.;

– электрические установки грузовых и пассажирских домовых лифтов;

– внутридворовые электрические сети (при их непосредственном присоединении к внутридомовым электрическим сетям).

6.11.5.3 Эксплуатация и текущий ремонт электрических установок и электросетей жилых домов осуществляются допущенным к выполнению данных работ электротехническим персоналом.

6.11.5.4 При эксплуатации установок внутреннего и наружного освещения должна применяться осветительная арматура, удовлетворяющая требованиям окружающей среды.

6.11.5.5 Использование ламп без осветительной арматуры запрещается.

6.11.5.6 Светильники общего пользования должны подвергаться периодическому осмотру и чистке не реже одного раза в 6 месяцев.

6.11.5.7 Кроме профилактических испытаний силовой и осветительной электросети жилых домов производятся измерение тока по фазам и проверка правильности выбора защитных устройств (предохранителей), проверка величины напряжения в различных точках сети с периодичностью, установленной лицом, ответственным за электрохозяйство

потребителя, но не реже одного раза в год. Результаты проверок и измерения тока по фазам должны заноситься в оперативный журнал.

6.11.5.8 Требования к устройству электроустановок жилых зданий установлены в [24].

6.12 Электроустановки в сельскохозяйственном производстве

6.12.1 Общие положения

6.12.1.1 Требования 6.12 распространяются на электроустановки, используемые в производственной деятельности в сельскохозяйственном производстве.

6.12.1.2 При эксплуатации электроустановок потребителей в сельскохозяйственном производстве помимо требований настоящего технического кодекса, необходимо руководствоваться требованиями ТНПА, регламентирующими вопросы безопасной эксплуатации электроустановок в сельскохозяйственном производстве.

6.12.1.3 Отремонтированное электрооборудование в сельскохозяйственном производстве должно быть испытано в соответствии с приложением Б и допущено к эксплуатации только после приемки его в порядке, установленном в [2].

6.12.2 Электрический обогрев теплиц

6.12.2.1 Парники (теплицы) с электрическим обогревом по степени опасности поражения током делятся на две категории:

– категория А – напряжение питания электронагревательных элементов выше 60 В при обогреве с помощью электродов, заложенных в земле, или неизолированных сопротивлений, проложенных в земле или воздухе;

– категория Б – напряжение питания нагревательных элементов не более 60 В при обогреве с помощью электродов, заложенных в земле, или неизолированных сопротивлений в земле или воздухе, а также при напряжении свыше 60 В, но с прокладкой нагревательных элементов в асбоцементных трубах или при применении специальных нагревательных кабелей.

6.12.2.2 Не допускается эксплуатация парников и теплиц категории А без наличия забора высотой не менее 2 м.

6.12.2.3 Регулирование температуры и влажности осуществляется устройствами для автоматического регулирования напряжением не свыше 48 В. Рукоятки регуляторов для установки и изменения режимов должны быть изготовлены из электроизолирующих материалов.

6.12.2.4 Изменение режимов автоматического регулирования температуры и влажности может производить неэлектротехнический персонал.

Обслуживание электрифицированных парников и теплиц должно быть поручено специально подготовленному для этого электротехническому персоналу. Для каждого электрифицированного парникового (и тепличного) хозяйства должны быть составлены инструкции по эксплуатации, четко указывающие:

– права, обязанности и ответственность обслуживающего электротехнического персонала;

– последовательность операций включения и отключения парников (теплиц);

– порядок наблюдения, регулирования и обслуживания парников в период обогрева, при нормальной эксплуатации и авариях;

– порядок осмотра и ремонта оборудования.

6.12.2.5 Проведение неэлектротехническим персоналом в парниках и теплицах категории А каких-либо работ, связанных с их обслуживанием, допускается только при полном снятии напряжения. Сеть общего освещения при этом может не отключаться.

6.12.2.6 Перед включением парников и теплиц категории А лицу, обслуживающему электрифицированные парники и теплицы, необходимо убедиться в том, что на действующем участке парников и теплиц отсутствуют люди, запереть вход на территорию и вывесить плакаты «СТОЙ! НАПРЯЖЕНИЕ» и «Вход на территорию воспрещен».

6.12.2.7 Перед включением парников и теплиц категории Б необходимо поставить в известность всех работающих в это время на парниках и в теплицах о предстоящем включении и вывесить на видных местах плакат «СТОЙ! НАПРЯЖЕНИЕ».

6.12.2.8 В электрифицированных парниках и теплицах категории Б при включенном электрообогреве допускается производство работ, которое требует применения инструментов с деревянными рукоятками, погружаемых в землю не более чем на 25 см. Выполнение работ с погружением рук в землю запрещается.

6.12.2.9 Во время осмотра электротехнических установок парников и теплиц при включенном электрообогреве запрещается снимать предупредительные плакаты и ограждения, проникать за ограждения, касаться токоведущих частей, производить их обтирку и чистку, устранять обнаруженные на них неисправности.

6.12.2.10 Помещения распределительных устройств, групповые распределительные щиты, кабельные каналы и торцевые колодцы парников и теплиц с нагревательными элементами должны быть закрытыми.

6.12.2.11 В каждом электрифицированном парниковом (тепличном) хозяйстве должны быть схема коммутации для всего электрифицированного участка закрытого грунта, инструкции по эксплуатации и комплект защитных средств. Для исключения опасности поражения шаговым напряжением запрещается производить какие-либо изменения в схемах коммутации электропарников.

6.12.3 Облучающие и ионизирующие установки

6.12.3.1 Требования настоящего раздела распространяются на установки для ультрафиолетового и инфракрасного облучения животных и птиц, а также для ионизации воздуха, подаваемого вентилятором в помещения, где содержатся животные и птицы, а также для подсвечивания растений в теплицах.

6.12.3.2 Для питания облучателей допускается напряжение до 220 В. Облучатели должны быть подвешены на высоте, определенной зоо- и агротехническими нормами.

6.12.3.3 Для включения светильников с лампами инфракрасного и ультрафиолетового облучения необходимо предусмотреть в помещениях для скота и птицы двухполюсные выключатели или розетки в герметичном исполнении со специальным гнездом для заземления (зануления), устанавливаемые на высоте 1,2 м от пола.

6.12.3.4 Все металлические части облучающих и ионизирующих электроустановок должны быть заземлены для систем TT и IT или занулены для системы TN.

6.12.3.5 Обслуживание облучающих и ионизирующих электроустановок должен осуществлять электромонтер с группой по электробезопасности не менее III.

6.12.3.6 Проведение профилактического осмотра и ремонта установок должно производиться в сроки, установленные ЛПА потребителя в соответствии с указаниями эксплуатационных документов изготовителя.

6.12.3.7 Включение и отключение электроустановок разрешается неэлектротехническому персоналу, который при приеме на работу прошел вводный инструктаж по охране труда в соответствии с 4.2.4.

6.12.3.8 Все ремонтные работы в установках для облучения и ионизации воздуха, а также смена ламп должны производиться при снятом напряжении.

6.12.3.9 При эксплуатации облучающих и ионизирующих электроустановок необходимо соблюдать рекомендации изготовителя по охране труда. На каждом объекте, оборудованном этими установками, должны быть вывешены правила охраны труда при обращении с этими установками, а также инструкции по оказанию первой помощи пострадавшим.

6.12.3.10 При наличии в парниках и теплицах устройств подсвета растений электрическими светильниками на напряжение свыше 25 В заземление (зануление) металлических корпусов светильников должно выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 30331.3.

6.12.3.11 При включенном устройстве подсвета производство каких-либо работ в парниках и теплицах запрещается.

6.12.3.12 Внешний осмотр парника (теплицы) при включенном устройстве подсвета разрешается только обслуживающему электротехническому персоналу с использованием электроизолирующих галош.

6.12.4 Электроустановки на животноводческих фермах

6.12.4.1 Осветительная нагрузка на фермах должна распределяться равномерно по трем фазам; при этом для включения и отключения общего освещения фермы должны применяться трехполюсные выключатели или рубильники.

6.12.4.2 Не допускается подключать дежурное освещение помещений к одной фазе при наличии на фермах нескольких однофазных групп.

6.12.4.3 На животноводческих и птицеводческих фермах электродвигатели, пусковые приборы и защитные аппараты должны эксплуатироваться вне помещений, в которых содержатся животные и птица; кнопки управления пусковой аппаратурой устанавливаются непосредственно у рабочих мест.

6.12.4.4 Внутри помещений, в которых содержатся животные и птица, допускается эксплуатация оборудования соответствующего исполнения, удовлетворяющего условиям окружающей среды.

6.12.4.5 Для борьбы с вредными насекомыми, аппараты для чистки животных и т. п. должны применяться осветительные и облучающие приборы, установки, удовлетворяющие условиям окружающей среды.

6.12.4.6 Не допускается эксплуатация автопоилок, электронагревателей и других электроприемников, связанных с водопроводными сетями, без изолирующих вставок, установленных в вакуум-проводах непосредственно за вакуум-насосами доильных агрегатов.

6.12.4.7 Длина изолирующей вставки должна быть не менее 1 м. При наличии специальных защитных устройств для людей и животных (например, устройство для выравнивания потенциалов) изоляции технологического оборудования и применения изолирующих вставок на трубопроводах не требуется. В этом случае металлические конструкции машин и механизмов и трубопроводы должны быть заземлены (занулены).

6.12.4.8 Изолирующие вставки должны систематически, не реже одного раза в год, проверяться на чистоту и целость внутренней и наружной поверхностей.

6.12.4.9 Цепи для привязки скота, кормушки, поилки и другие приспособления, которых животное касается непосредственно, рекомендуется изготовлять из изоляционного материала (нейлон, пластмасса, текстолит и т. п.).

6.12.4.10 Для включения аппаратов для чистки животных, облучающих и других установок в помещениях для скота и птицы должны быть установлены штепсельные розетки в герметизированном исполнении с заземляющим гнездом.

6.12.4.11 При оборудовании электроустановок в кормоприготовительных цехах необходимо:

– применять фарфоровые герметизированные светильники со стеклянным колпаком, отражателем и сеткой. Высота подвеса светильников должна быть не менее 2,5 м от пола;

– применять переносные лампы на напряжение 12 В, подключаемые к сети с помощью понижающего стационарного трансформатора с раздельными обмотками;

– металлические корпуса запарников, выключателей, трубы, в которых проложена электропроводка к запарникам, а также водопроводные трубы, присоединенные к запарникам, надежно заземлять (занулять);

– на распределительном щите в помещении кормоцеха иметь общий выключатель или закрытый рубильник, позволяющий обесточить все электроустановки.

6.12.4.12 Осмотр водонапорных башен с включенными системой автоматики и датчиками уровней запрещается.

6.12.4.13 Не разрешается открывать в сырую погоду крышку пульсатора электроизгороди, находящегося под напряжением. Электропульсатор должен быть включен только после присоединения его к изгороди.

6.12.4.14 Защиту сельскохозяйственных животных от поражения электрическим током на животноводческих фермах необходимо предусматривать при следующих аварийных режимах:

а) однофазном замыкании на землю в сети напряжением до 1000 В, включая обрыв и падение на землю фазного провода воздушной линии (ВЛ);

б) замыкании на землю на стороне высшего напряжения на подстанциях 6/0,38, 10/0,38 и 35/0,38 кВ;

в) замыкании на землю в ВЛ напряжением 6, 10 и 35 кВ;

г) однофазном замыкании на корпус в сети напряжением до 1 кВ;

д) замыкании на землю на стороне высшего напряжения на подстанции глубокого ввода на напряжении 110 кВ;

ж) замыкании на землю в ВЛ напряжением 110 кВ глубокого ввода.

6.12.4.15 Защита животных от поражения электрическим током должна быть предусмотрена с таким расчетом, чтобы для указанных в 6.12.4.14 аварийных режимов а), б), в) напряжение прикосновения

и напряжение шага для животных не превышали 12 В. Для аварийных режимов г), д) и ж) эти напряжения зависят от времени действия защиты от замыканий, то есть от полного времени отключения, равного сумме времен срабатывания основной релейной защиты и отключения коммутационного аппарата, и не должны превышать значений, указанных в таблице 6.3.

Время действия аварийного режима г) не должно превышать 0,4 с.

Таблица 6.3 – Предельные напряжение прикосновения и напряжение шага для животных

Наибольшая длительность прикосновения, с	0,2	0,5	1	5	10	Свыше 10
Наибольшее допустимое напряжение прикосновения, В	150	100	75	35	25	Не более 12

6.12.4.16 Применительно к крупным животноводческим фермам, комплексам, конюшням и биофабрикам с числом животных 800 и более голов, размещенных в одном или нескольких зданиях, но объединенных между собой электропроводящими коммуникациями (металлическими трубопроводами, бронированными кабелями и т. п.), имеющими соединение с доступными для прикосновения животных металлоконструкциями, а при содержании скота особо ценных пород независимо от количества поголовья, защита животных должна выполняться с таким расчетом, чтобы для указанных в 6.12.4.14 в аварийных режимах а), б), в) напряжения прикосновения и шага для животных не превышали 8 В. Для аварийных режимов д) и ж) напряжения прикосновения и шага для животных не должны превышать соответственно 10 и 8 В. Для аварийного режима г) – согласно таблице 6.3.

6.12.4.17 В зоне размещения животных предельно допустимое напряжение переменного тока в нормальном эксплуатационном режиме для исключения электропатологии не должно превышать 0,2 В.

6.12.4.18 Обеспечение требований, предусмотренных 6.12.4.15, 6.12.4.16 и 6.12.4.17, должно осуществляться путем выравнивания электрических потенциалов между участком пола, на котором находятся животные, и всеми доступными для прикосновения животных металлоконструкциями (автопоилками, трубопроводами, конструкциями транспортеров для раздачи кормов и уборки навоза, конструкциями ограждений боксов и другого стойлового оборудования и т. п.), которые могут оказаться под электрическим потенциалом.

6.13 Электроустановки испытательных станций и лабораторий

6.13.1 Требования настоящего раздела распространяются на электрические установки испытательных станций и лабораторий организаций, научно-исследовательских организаций, в том числе и учебных лабораторий с электроустановками напряжением свыше 1000 В.

6.13.2 Испытательные поля, предназначенные для испытаний с применением проточной воды, должны быть обеспечены водостоками.

6.13.3 При испытаниях маслонаполненного оборудования должны быть устроены маслоотводы и приняты меры против растекания масла.

6.13.4 На испытательной станции и в лаборатории должен быть полный комплект схем испытательных стендов. Все элементы должны иметь четкую маркировку в соответствии со схемами и чертежами.

6.13.5 Все изменения в схемах постоянных электрических соединений испытательной станции и лаборатории могут производиться только с разрешения лица, ответственного за электроустановку, и должны отражаться на чертежах и схемах.

6.13.6 Испытательные поля должны быть ограждены постоянными или временными ограждениями, исключающими возможность случайного прикосновения к голым или изолированным токоведущим частям.

6.13.7 Расстояния от токоведущих частей испытательного оборудования и объектов испытания до заземленных постоянных ограждений и частей, а также от стен должны быть не менее:

а) для импульсных напряжений:

– до 100 кВ – 0,5 м; до 1000 кВ – 2,5 м;
– до 150 кВ – 0,75 м; до 1500 кВ – 4,5 м;
– до 400 кВ – 1,0 м; до 2000 кВ – 5,0 м;
– до 500 кВ – 1,5 м; до 2500 кВ – 6,0 м;

б) для напряжений промышленной частоты (эффективные значения) и постоянного тока:

– до 6 кВ – 0,17 м; до 100 кВ – 1,0 м;
– до 10 кВ – 0,23 м; до 250 кВ – 1,5 м;
– до 20 кВ – 0,3 м; до 400 кВ – 2,5 м;
– до 50 кВ – 0,5 м; до 800 кВ – 4,0 м.

6.13.8 Расстояние до временных ограждений должно быть вдвое больше вышеуказанных величин.

6.13.9 Постоянные ограждения, открытые сверху, должны быть высотой не менее 1,7 м, а временные ограждения (щиты, ширмы, изолирующие накладки и ограждения-клетки), изготовленные из дерева, – не менее 1,8 м.

6.13.10 Двери постоянных ограждений испытательных полей должны открываться наружу или раздвигаться.

6.13.11 Замки дверей должны быть самозапирающимися, а двери – открываться изнутри без ключа с помощью рукоятки.

6.13.12 Пульты управления, установленные в производственных помещениях, должны быть ограждены. Пульты управления испытательных станций, лабораторий могут не ограждаться, если они расположены в отдельных помещениях или конструкция пульта исключает доступ к его токоведущим частям без полного снятия напряжения.

6.13.13 При устройстве проходов под пунктами подключения их токоведущие части должны быть ограждены снизу стационарными сетками или во время испытаний – переносными ограждениями.

6.13.14 При использовании открыто установленных кенотронных ламп должны быть предусмотрены меры защиты персонала от вредного влияния рентгеновского излучения металлическими экранами толщиной не менее 0,5 мм.

6.13.15 Ограждения испытательного поля, установок и стендов должны иметь двери, снабженные блокировкой, сигнализацией и предупредительными плакатами.

6.13.16 Блокировка ограждения испытательного поля должна удовлетворять следующим требованиям:

– при открывании дверей должно полностью сниматься напряжение с испытательного поля (стенда);

– при открытых дверях должна быть невозможна подача напряжения на испытательное поле (стенд);

– подача напряжения на испытательное поле должна сопровождаться звуковым и световым сигналом, за исключением испытаний по 6.13.41.

6.13.17 Во время испытаний, производимых на испытательном поле, не имеющем сверху ограждения, должна предусматриваться блокировка или должны быть приняты меры, исключающие возможность прохождения крюка крана над испытательным полем при вероятности электрического перекрытия с испытательного поля на крюк.

6.13.18 На испытательном стенде должна быть предусмотрена возможность отключения всех источников питания общим коммутационным аппаратом. Особое внимание следует обратить на возможность обратной трансформации напряжения.

6.13.19 Трансформаторы для испытания электрической прочности изоляции должны быть снабжены автоматическими выключателями для снятия напряжения при пробое изоляции и высокоомным сопротивлением для ограничения тока короткого замыкания.

6.13.20 У дверей испытательных полей должны устанавливаться фонари светового сигнала и соответствующие предупреждающие плакаты.

6.13.21 Пульт управления испытательной станции должен быть расположен таким образом, чтобы испытательное поле находилось в зоне прямой видимости лица, проводящего испытание.

6.13.22 Если в производственных установках это требование выполнить не удается, должна быть предусмотрена телефонная связь и предупреждающая звуковая сигнализация.

6.13.23 Пульты управления испытательных станций и лабораторий должны быть снабжены сигнальными лампами, включенными в цепь:

– аппаратов, подающих напряжение на пункты подключения;

– блокировки дверей ограждений испытательных полей.

6.13.24 Металлические корпуса всего оборудования должны быть заземлены. Если по условиям испытаний прибор или объект испытания заземлению не подлежит, то он должен быть огражден.

6.13.25 Испытательные установки, предназначенные для испытаний изделий с большой электрической емкостью, а также их элементов (кабели, конденсаторы) должны снабжаться устройствами для снятия остаточного заряда.

6.13.26 В схемах импульсных генераторов напряжения и тока, каскадных генераторов постоянного тока должны предусматриваться устройства автоматического заземления всех выводов при снятии напряжения.

6.13.27 Расстановка и снятие переносных ограждений производятся только по распоряжению производителя работ.

6.13.28 Сборка схемы должна производиться только при полном снятии напряжения с пунктов подключения.

6.13.29 Перед началом испытаний лицо, ответственное за безопасное проведение работ, или производитель работ должны выполнить требования ТКП 427 (пункт 7.16.1.17).

6.13.30 Присутствие персонала на испытательном поле должно допускаться только при личном наблюдении производителя работ за его действиями на испытательном поле.

6.13.31 Перед подачей испытательного напряжения на испытательное поле оператор должен дать предупредительный звуковой и световой сигнал и объявить устно: «Испытание. Опасно для жизни!»

6.13.32 Производство испытаний при неисправности блокировки или сигнализации запрещается.

6.13.33 Переносные кабели и провода, применяемые для присоединения испытываемых изделий и сборки временных схем, должны периодически подвергаться внешнему осмотру и при необходимости ис-

пытываться с периодичностью, оговоренной ЛПА потребителя. Используемые провода и кабели должны быть снабжены наконечниками.

6.13.34 Персонал испытательной станции, лаборатории должен знать место нахождения кнопок аварийного снятия напряжения со всей испытательной станции и каждого стенда.

6.13.35 При одновременном проведении испытаний на смежных стендах (испытательных полях) должны быть приняты меры, обеспечивающие безопасность работы на всех стендах.

6.13.36 В цепи питания испытательных электроустановок должно быть не менее двух разрывов, в том числе один видимый.

6.13.37 Высоковольтный вывод испытательного трансформатора при сборке испытательной схемы должен быть, как правило, заземлен наложением заземляющих ножей в стационарных установках или наложением гибкого заземляющего проводника с помощью штанги во временных схемах.

6.13.38 Работы на испытательной станции, в лаборатории, на переносных испытательных установках производятся:

– в порядке массовых контрольных испытаний по типовой программе;

– по распоряжению начальника испытательной станции, лаборатории с записью в журнале;

– по нарядам в действующих электроустановках;

– в порядке выполнения научных исследований (по специальной программе);

– в порядке выполнения учебной работы по типовой программе.

6.13.39 Список работ, производимых по типовым программам, программы и должностные (рабочие) инструкции утверждаются техническим руководителем потребителя, учебные работы – руководством кафедры или предметной комиссии.

6.13.40 Все нестандартные испытания, производимые на производственных испытательных установках, и учебные работы, выполняемые в лабораториях, должны производиться не менее чем двумя лицами.

6.13.41 Разрешается проведение массовых (контрольных) испытаний при напряжении свыше 1000 В одному лицу, если испытательный стенд установки имеет ограждение и блокировку, исключающие доступ к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

6.13.42 Персоналу, производящему испытания, не разрешается оставлять рабочее место до конца испытаний без разрешения производителя работ, в том числе и преподавателя.

6.13.43 Нахождение посторонних лиц на территории испытательной станции, лаборатории допускается только с разрешения лица, ответственного за электроустановку, и под наблюдением лица, имеющего группу по электробезопасности не менее III.

6.13.44 Учащиеся, производящие работы в учебных лабораториях с подачей напряжения свыше 1000 В, должны допускаться к работам только после проведения целевого инструктажа с личной росписью в журнале инструктажа.

6.13.45 Число учащихся, одновременно проводящих работы под руководством преподавателя в учебных лабораториях с использованием напряжения свыше 1000 В, должно быть не более 8 человек на каждого преподавателя.

6.13.46 Измерения диэлектрических потерь в изоляции и работы с высоковольтным осциллографом и мостами должны производиться с соблюдением мер безопасности, предусмотренных эксплуатационными документами изготовителя.

6.13.47 Все электрические и механические испытания электрооборудования и аппаратов (электрические машины, трансформаторы, изоляторы, кабели и т. п.) должны производиться в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя, которые предусматривают меры по защите персонала от поражения электрическим током и других производственных опасностей.

6.13.48 Присоединения на клеммах испытываемых машин должны производиться после их полного отключения и остановки.

6.13.49 Место постоянного пребывания оператора испытательной установки должно иметь изолирующее основание или снабжаться изолирующей подставкой.

6.14 Преобразовательные установки

6.14.1 Требования настоящего раздела распространяются на преобразовательные подстанции с металлическими, ртутными и полупроводниковыми силовыми выпрямителями.

6.14.2 Помещения, где установлены разборные ртутные выпрямители или проводятся работы с ртутью, должны соответствовать требованиям [25].

6.14.3 Ртутные выпрямители вместе с находящимися вблизи них аппаратами и принадлежностями могут устанавливаться:

– в шкафах металлических или из изоляционных материалов;

– на огражденных участках пола, изолированных от земли, при выпрямленном напряжении до 1000 В;

– на огражденных участках пола, не изолированных от земли.

6.14.4 Механические или полупроводниковые выпрямители устанавливаются в шкафах металлических или из изоляционных материалов.

6.14.5 На дверях (или стенах) ячеек должны быть надписи, указывающие порядковый номер агрегата (или присвоенное ему название), к которому относится данное оборудование.

6.14.6 Средства измерений, смонтированные на корпусе ртутного выпрямителя, установленного на неизолированном полу, должны быть расположены и освещены таким образом, чтобы персонал мог следить за показаниями средств измерений, не заходя за ограждения выпрямителя. Все основное оборудование преобразовательных подстанций мощностью 600 кВт и более (ртутные выпрямители, трансформаторы, автоматы и т. д.), а также общеподстанционное вспомогательное оборудование (трансформаторы собственных нужд, ртутные насосы, моторы и др.) должны иметь, как правило, дистанционное управление и при необходимости дистанционный контроль режима. Все обслуживаемые преобразовательные подстанции должны иметь поагрегатную световую и звуковую (предупреждающую и аварийную) сигнализацию.

6.14.7 Защита от перенапряжений преобразовательных установок должна осуществляться в соответствии с требованиями [26].

6.14.8 В машинных залах с преобразовательными агрегатами должна быть исправная вентиляция.

6.14.9 Режимы охлаждения кремниевых выпрямителей определяются изготовителем.

6.14.10 При нарушении режима охлаждения кремниевого выпрямителя в течение сверхдопустимого времени выпрямительный агрегат должен отключаться.

6.14.11 При воздушном охлаждении кремниевого выпрямителя температура охлаждающего воздуха (приравненная к температуре воздуха, окружающего кремниевый выпрямитель) при номинальной нагрузке выпрямителя не должна превышать 35 °С. При повышении температуры сверх 35 °С на каждый градус превышения нагрузка на выпрямитель должна снижаться на 1 % от номинальной.

6.14.12 Анодные, катодные и фидерные выключатели как аппараты, разрывающие электрические цепи во время коротких замыканий и обратных зажиганий, должны быть закрыты со всех сторон прочным ограждением.

6.14.13 Прокладка контрольных и силовых кабелей и шин в зоне разрыва дуги, над анодными, катодными и фидерными выключателями не допускается.

6.14.14 При замене отдельных вентилей кремниевых преобразователей вновь устанавливаемый вентиль должен иметь такие же параметры (тип, ток, класс, группа), что и у всех вентилей, составляющих последовательную цепь.

6.14.15 Ошиновка постоянного тока преобразовательных подстанций должна быть динамически и термически устойчива.

6.14.16 Режим преобразователя (нагрузка, температура, вакуум) и состояние вспомогательных цепей и аппаратуры (возбуждение, охлаждение и пр.) должны контролироваться, как правило, автоматически.

6.14.17 Смонтированный разборный или полуразборный преобразовательный агрегат перед включением в работу должен быть подвергнут переборке, испытаниям и наладке в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

6.14.18 Агрегат считается принятым в эксплуатацию, если он проработал бесперебойно с номинальной нагрузкой 24 ч.

6.14.19 Включение воздушных насосов ртутных выпрямителей разборной конструкции (работающих и резервных) должно производиться в соответствии с ЛПА потребителя.

6.14.20 Мощные ртутные выпрямители на электролизных установках для напряжений до 825 В должны находиться в работе преимущественно под нагрузкой. После отключения выпрямителя на время 1–24 ч выпрямитель включается на нагрузку не более 50 % от номинальной. Постепенно в течение 2 ч одновременно с подъемом температуры корпуса нагрузка должна повышаться до номинальной. После отключения выпрямителя на время более 1–5 сут он включается на нагрузку не более 25 % номинальной и доводится до номинальной одновременно с подъемом температуры (до номинальной) в течение 5 ч. После отключения выпрямителя на срок более 5 сут перед включением его рекомендуется подформовать на пониженном напряжении до номинального тока.

6.14.21 Для поддержания более высокого коэффициента мощности надлежит работать с полностью открытыми сетками или выведенными дросселями и регулировать напряжение ответвлениями трансформатора или регулировочными трансформаторами. Регулирование напряжения сетками или дросселями насыщения допускается после регулирования напряжения соответствующими ответвлениями трансформатора или в пределах одной ступени регулировочного трансформатора для потребителей, требующих поддержания строго определенных параметров тока под напряжением.

6.14.22 Ртутно-выпрямительный агрегат, имеющий сеточное управление или синхронное зажигание, должен иметь схему собственных нужд с источником питания, синхронным и синфазным источником, питающим аноды преобразователя.

6.14.23 На каждой преобразовательной подстанции должна быть инструкция по эксплуатации преобразовательного агрегата, составленная на основании рекомендаций изготовителя и опыта эксплуатации, утвержденная техническим руководителем потребителя.

6.14.24 На каждой преобразовательной подстанции помимо общего оперативного журнала должен вестись эксплуатационный журнал работы преобразователей.

6.14.25 В журнал записываются отклонения режимов работы от заданных по агрегату, сведения о ремонтах и осмотрах, аварийных отключениях, состоянии агрегата после аварийного отключения (вакуум, температура, работа охлаждающей установки, режим и прочие наблюдения).

6.14.26 Внешний осмотр преобразователя, включая обтирку деталей и аппаратуры от пыли, и выявление дефектов, доступных внешнему осмотру, производятся в сроки, установленные лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя, но не реже одного раза в 3 месяца.

6.14.27 Текущий ремонт ртутного выпрямителя, включая проверку работы и состояния систем зажигания, возбуждения, сеточного управления, технологического охлаждения, режимной автоматики, реле защиты, разрядников, контактов электрических соединений вспомогательных и силовых цепей, производится не реже одного раза в 6 месяцев.

6.14.28 Измерительные штанги для измерения и контроля вакуумметров, указателей обратных зажиганий и пр. должны испытываться в соответствии с ТКП 290.

6.14.29 Вспомогательные цепи, электрически соединенные с катодом цепи зажигания и возбуждения, цепи сеток, а также цепи, электрически связанные с корпусом выпрямителя (или ртутного насоса, электрического вакуумметра и т. п.), должны получать питание от специального разделительного трансформатора.

6.14.30 Испытание изоляции агрегата поэлементно повышенным напряжением производится перед вводом агрегата в эксплуатацию и в дальнейшем периодически не реже одного раза в 3 года.

6.14.31 Величина испытательного напряжения должна соответствовать следующим величинам:

а) анодные цепи по отношению к заземленным частям:

– для нулевых схем ($3 \cdot U$ + 5000) В (U – рабочее напряжение выпрямленного тока, В);

– для мостовых схем ($1{,}5 \cdot U$ + 5000) В;

б) катодные цепи по отношению к заземленным частям:

– для нулевых схем ($2 \cdot U$ + 1000) В (но не ниже 3000 В);

– для мостовых схем ($1{,}5 \cdot U$ + 1000) В;

в) цепи управления – 2000 В.

6.14.32 Испытание производится напряжением промышленной частоты в течение 1 мин.

6.14.33 Кремниевые вентили при испытании изоляции агрегата должны быть закорочены во избежание пробоя.

6.14.34 Изоляция проводов или шин от вторичной обмотки трансформатора до анодов ртутных выпрямителей должна выдерживать испытательное напряжение $(3 \cdot U + 5000)$ В.

6.14.35 Изоляция испытывается приложенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин. Периодичность испытания – не реже одного раза в 3 года.

6.14.36 Средний ремонт, включая проверку и испытание изоляции вспомогательных и силовых цепей для насосных, производится в сроки, установленные изготовителем.

6.14.37 Производительность насосов определяется при ремонтах насосов или при показаниях ухудшения их работы.

6.14.38 Капитальный ремонт ртутных выпрямителей производится не реже одного раза в 6 лет.

6.14.39 Вакуумные преобразователи разборного типа при капитальном ремонте вскрывать не рекомендуется. Вскрытие преобразователей разборного типа производится в том случае, если за последние полгода эксплуатации до срока капитального ремонта число обратных зажиганий превосходило 10.

6.14.40 Внеочередной капитальный ремонт со вскрытием разборных преобразователей производится для многоанодных конструкций, если в течение месяца число обратных зажиганий превосходило 10; для анодных конструкций вскрытию подлежат отдельные вентили, которые в течение месяца имели более 10 обратных зажиганий.

6.14.41 Перед выводом агрегата в капитальный ремонт должна быть составлена ведомость дефектов с перечнем обнаруженных ранее дефектов и ненормальностей в работе агрегата.

6.14.42 Одновременно с капитальным ремонтом преобразователя, как правило, проводится и капитальный ремонт относящегося к нему электрооборудования.

6.14.43 Ртутный выпрямитель разборного типа, в котором вскрывали вакуумные части, должен после ремонта пройти специальную формовку током нагрузки. Формовка проводится по специальным инструкциям или рекомендациям изготовителя. Преобразователь считается отформованным, если при нагрузке, на 25 % превышающей номинальную, вакуум не ухудшается более чем на 1 мк в течение 15 мин.

6.14.44 После капитального ремонта ртутного выпрямителя необходимо произвести проверку натекания (для разборных типов) в пределах откачки и производительности вакуумных насосов (где они имеются), проверку и испытание изоляции всех элементов, фазировку сеток, главных анодов возбуждения, зажигания, проверку работы схемы и аппаратуры режимной автоматики и защиты, определение вольт-амперной

характеристики агрегата, определение равномерности загрузки разных фаз (анодов) преобразователя.

6.14.45 После капитального ремонта ртутного выпрямителя составляется акт о произведенных работах. Кроме того, при вскрытии вакуумных частей в эксплуатационном журнале делается запись о выполненных работах.

6.14.46 При вскрытии вакуумных частей ртутного выпрямителя и ртутного насоса ртуть из них должна быть удалена и собрана в специальные, герметично закрывающиеся стальные колбы. Перед уплотнением вакуумных частей после сборки заливается ртуть – сухая, химически чистая.

6.14.47 Химическая очистка ртути производится по специальным инструкциям и в специально оборудованном помещении.

6.14.48 Все виды ремонтов преобразователей должны производиться при полном снятии напряжения с оформлением наряда на производство работ.

6.14.49 Наложение переносных заземлений обязательно со всех сторон, откуда может быть подано напряжение к месту работы. Питающая сеть собственных нужд преобразователя отключается и включается по мере надобности.

6.14.50 Для преобразовательных установок на ток до 50 кА и выпрямленное напряжение холостого хода до 1000 В, где опасно устанавливать закоротки, необходимо между ножами и губками отключенных разъединителей устанавливать электроизоляционные прокладки или колпачки на стороне постоянного тока.

6.14.51 В установках переменного тока, где минимальное расчетное сечение переносной закоротки составляет 100 мм^2 и более, должны быть установлены стационарные заземляющие ножи с блокировкой, предотвращающей включение их при наличии напряжения и возможность включения масляного выключателя при включенных заземляющих ножах разъединителей.

6.14.52 В установках, где работает несколько преобразователей как один агрегат, работы на одном преобразователе или части агрегата допускаются только в том случае, если эта часть всесторонне отключена от работающей части агрегата с наличием видимых разрывов и установлением переносных заземлений (или принятием других равнозначных мер).

6.14.53 Место производства работ должно быть отделено от работающей части агрегата переносными ограждениями, ширмами, колпаками.

6.14.54 Осмотр ртутного выпрямителя, когда его вспомогательные цепи находятся под напряжением (сетки, возбуждение и пр.), необходимо производить, стоя на диэлектрическом резиновом ковре, не касаясь

корпусов одновременно двумя руками и пользуясь ручным электроизолирующим инструментом и электроизолирующими перчатками.

6.14.55 Работы по наладке и испытанию преобразователя (фазировка, проверка равномерности нагрузок по фазам токоизмерительными клещами и др.) организуются и проводятся как работы без снятия напряжения с установки. При этом следует применять электроизолирующие штанги, перчатки и галоши, щупы, разделительные трансформаторы.

6.14.56 Работы без снятия напряжения с установки производятся по наряду в соответствии с требованиями ТКП 427. Руководитель работ, имеющий группу V по электробезопасности, непосредственного участия в работе не принимает, а лишь осуществляет руководство работой и контролирует правильность собранных схем и выполняемых непосредственными исполнителями операций.

6.14.57 Перечень работ, производимых без снятия напряжения с установки, определяется и утверждается лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя.

6.14.58 Преобразовательные установки на ток от 50 кА и более должны быть укомплектованы инструментом из немагнитной стали с изолированными рукоятками.

6.15 Электроустановки строительных площадок

6.15.1 Требования настоящего раздела распространяются на электрические установки, эксплуатируемые на объектах строительства, здания передвижного и контейнерного типа, электроприемники, силовые провода и кабели, применяемые при возведении, реконструкции, реставрации, ремонте, благоустройстве или сносе объектов капитального строительства и временных построек.

6.15.2 Электроустановки на строительной площадке должны быть испытаны после монтажа и переустройства в соответствии с приложением Б.

6.15.3 Металлические строительные леса, металлические ограждения рабочих мест, полки, лотки и тросы для прокладки кабелей и проводов, рельсовые пути грузоподъемных кранов и транспортных средств с электрическим приводом, корпуса оборудования, машин и механизмов с электроприводом должны быть заземлены для систем TT и IT или присоединены к нулевому защитному PE-проводнику для системы TN в соответствии с ТКП 339 сразу после их установки на место, до начала каких-либо работ.

6.15.4 В случаях, когда строительная площадка размещается вблизи или на территории действующей животноводческой фермы со стойловым содержанием скота, необходимо применять защиту, обес-

печивающую устранение электропатологии скота при выполнении электросварочных и других подобных работ, при которых возможен вынос электрического потенциала на металлоконструкции помещения, где находятся животные. Предельно допустимое напряжение переменного тока в зоне размещения животных для исключения электропатологии скота не должно превышать 0,2 В.

6.15.5 Токоведущие части электроустановок напряжения любой величины должны быть изолированы, ограждены или размещены в местах, недоступных для случайного прикосновения к ним.

6.15.6 Колодцы, шурфы и другие выемки должны быть закрыты крышками, щитами или ограждены. В темное время суток указанные ограждения должны быть освещены сигнальными светильниками напряжением не свыше 25 В. Питание светильников напряжением до 25 В должно осуществляться от понижающих трансформаторов, машинных преобразователей, аккумуляторных батарей. Применять для указанных целей автотрансформаторы, дроссели и реостаты запрещается.

6.15.7 Для освещения строительных площадок и участков не допускается применение открытых источников света.

6.15.8 Установка осветительных устройств на сгораемых кровлях (покрытиях) зданий запрещается.

6.15.9 Все светильники должны надежно и безопасно крепиться к конструкции или специально предназначенному подвесу. Нагрузка от светильников не должна передаваться на питающие кабели, если это не предусмотрено изготовителем кабеля.

6.15.10 Светильники и прожекторы должны устанавливаться и быть защищены таким образом, чтобы сфокусированное или сконцентрированное тепло не могло вызывать возгорания любого материала.

6.15.11 Пути эвакуации из мест производства строительных и монтажных работ внутри зданий должны быть оборудованы исправным освещением по следующим маршрутам:

– в коридорах и проходах по маршруту эвакуации;

– в местах изменения (перепада) уровня пола или покрытия;

– в зоне каждого изменения направления маршрута;

– при пересечении проходов и коридоров;

– на лестничных маршах, при этом каждая ступень должна быть освещена прямым светом;

– перед каждым пунктом медицинской помощи;

– в местах размещения средств экстренной связи и других средств, предназначенных для оповещения о чрезвычайной ситуации;

– в местах размещения первичных средств пожаротушения.

6.15.12 Электрическое освещение строительных площадок и участков должно соответствовать требованиям 5.13 настоящего технического кодекса, СН 2.04.03 и [16].

6.15.13 На строительных площадках допускается использовать ручные светильники только заводского изготовления и соответствующие требованиям ТНПА. Применять стационарные светильники в качестве ручных светильников запрещается.

6.15.14 Прокладка временных электросетей напряжением до 1000 В должна соответствовать требованиям [16].

6.15.15 Не допускается эксплуатация открыто проложенных линий с незащищенными проводами.

6.15.16 Прокладка и соединение кабелей на строительных площадках должны соответствовать требованиям ГОСТ 30331.15 и рекомендуемых [12].

6.15.17 Использование кабелей-удлинителей с поврежденной изоляцией запрещается.

6.15.18 В электроустановке должно быть предусмотрено достаточное количество штепсельных розеток необходимого напряжения для подключения различных приемников электрической энергии. К одной штепсельной розетке должно присоединяться не более одного гибкого кабеля или шнура. Не допускается использование многогнездовых адаптеров. Штепсельные розетки должны быть защищены устройством защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА.

6.15.19 Применяемые на строительных площадках распределительные устройства и установленные вне распределительных устройств штепсельные розетки должны иметь степень защиты не менее IP44 по ГОСТ 14254. Номинальный ток штепсельных розеток должен быть не менее 16 А.

6.15.20 В зданиях передвижного и контейнерного типа металлическая обшивка здания, металлический каркас здания должны быть заземлены для систем TT и IT или присоединены к нулевому защитному PE-проводнику для системы TN.

6.15.21 В зданиях передвижного и контейнерного типа установка люминесцентных ламп не допускается.

6.15.22 Использование самодельных электронагревательных приборов запрещается.

6.15.23 Виды электропроводок и способы их прокладки в зданиях передвижного и контейнерного типа должны приниматься проектным решением в зависимости от типа здания, материала и исполнения строительных конструкций зданий и условий окружающей среды.

6.15.24 Электроустановки мобильных зданий должны соответствовать требованиям ГОСТ 23274.

6.15.25 Работающие при выполнении строительных работ и связанных с ними работ на объектах строительства, допускаемые к эксплуатации ручных электрических машин напряжением более 25 В класса по типу защиты от поражения электрическим током II и менее, должны иметь группу по электробезопасности не менее II.

6.15.26 Не допускается оставлять без надзора машины и другие средства механизации с работающим (включенным) электродвигателем.

6.16 Электроустановки граждан, использующих электрическую энергию для бытового потребления

6.16.1 Требования настоящего раздела распространяются на электроустановки граждан, использующих электроэнергию для бытового потребления, в том числе для строений и сооружений, расположенных на придомовой территории, садовых домиков, хозяйственных строений и сооружений, расположенных на земельном участке, представленном для ведения коллективного садоводства, дач, хозяйственных строений и сооружений, расположенных на земельном участке, предоставленном для дачного строительства, и гаражах, хозяйственных постройках, находящихся в собственности (владении) или найме граждан.

6.16.2 Гражданин, использующий электрическую энергию для бытового потребления, несет ответственность за соблюдение мер безопасности при эксплуатации бытовых электроприборов, а также за техническое состояние и безопасную эксплуатацию электроустановок объектов, перечисленных в 6.16.1.

6.16.3 Осуществление государственного энергетического надзора не налагает на орган госэнергогазнадзора ответственности за эксплуатацию бытовых электроприборов и электроустановок граждан, использующих электрическую энергию для бытового потребления.

6.16.4 Гражданин, использующий электрическую энергию для бытового потребления, обеспечивает своевременное техническое обслуживание, сохранность и поддержание в исправном состоянии подключаемого к электрической сети электрооборудования.

6.16.5 Устройство электроустановок граждан, использующих электроэнергию для бытового потребления, должно соответствовать требованиям ТКП 339, рекомендуемых [12] и [24]. Электроустановки в отношении мер защиты от поражения электрическим током должны соответствовать требованиям настоящего технического кодекса, ГОСТ 30331 и рекомендуемых [12].

6.16.6 Для присоединения к сетям электроснабжения электроустановки граждан, использующих электрическую энергию для бытового потребления, в том числе ранее отключенные, должны быть предъявлены органу госэнергогазнадзора к осмотру (допуску) в порядке, изложенном в [2].

При присоединении электроустановок объектов электроснабжения граждан, использующих электрическую энергию для бытового потребления, к электрическим сетям гражданин обеспечивает выполнение следующих электрофизических измерений и испытаний:

– измерение сопротивления изоляции;

– проверку цепи «фаза – нуль» в электроустановках до 1000 В с глухим заземлением нейтрали*;

– проверку соединений заземлителей с заземляемыми элементами;

– измерение сопротивления заземляющих устройств;

– проверку действия максимальных, минимальных и независимых расцепителей автоматических выключателей;

– проверку устройства защитного отключения, управляемого дифференциальным током;

– иных испытаний, предусмотренные приложением Б, в объеме имеющегося электрооборудования.

Присоединение вновь возведенных объектов, в том числе объектов на придомовой территории (гараж, хозпостройка, баня и т. п.), к электрической сети ранее введенных в установленном порядке капитальных строений граждан, использующих электрическую энергию для бытового потребления (жилой дом, квартира), должно осуществляться на основании акта осмотра (допуска) электроустановки в соответствии с [2].

---

* Проверку цепи «фаза – нуль» в электроустановках до 1000 В с глухим заземлением нейтрали (в системах TN-C, TN-S, TN-C-S) допускается проводить в соответствии с требованиями приложения Б (пункт Б.29.8).

6.16.7 В процессе эксплуатации запрещается подключение дополнительных нагрузок, превышающих величины, указанные в технических условиях, а при их отсутствии – в договоре электроснабжения, и не предусмотренных проектом.

6.16.8 Установка плавких вставок предохранителей и уставок расцепителей автоматических выключателей, значения токов которых превышают длительно допустимый ток защищаемых проводов и кабелей, запрещается.

6.16.9 Гражданам, использующим электрическую энергию для бытового потребления, запрещается подключать других потребителей к электроустановкам, находящимся у них в собственности.

6.16.10 Гражданин, использующий электрическую энергию для бытового потребления, должен соблюдать требования [2].

6.16.11 Гражданину, использующему электрическую энергию для бытового потребления, запрещается:

– применять для защиты электросетей и электрооборудования вместо автоматических предохранителей и калиброванных плавких вставок предохранителей защиту незаводского (кустарного) изготовления (отрезки или скрутки проволоки, «жучки», металлические предметы и др.);

– использовать электрооборудование, электроприборы, электротехнические устройства и электроустановочные изделия не по назначению и в условиях, не соответствующих требованиям эксплуатационной документации, а также имеющие видимые повреждения;

– оклеивать и окрашивать электрические провода и кабели;

– подключать к электросети самодельные электроприемники (электрооборудование);

– эксплуатировать электроприемники в нарушение требований эксплуатационной документации изготовителей или использовать электроприемники, имеющие неисправности;

– прокладывать электрические провода и кабели по воздуховодам, газопроводам, трубопроводам;

– эксплуатировать электроустановки (электрические сети) без защиты от токов короткого замыкания и перегрузки;

– пользоваться проводами, кабелями, электроустановочными изделиями (выключатели, розетки, разветвители, ответвительные коробки и т. п.), коммутационными аппаратами, аппаратами защиты и другими электрическими изделиями с поврежденной или утратившей свои защитные свойства изоляцией, в том числе при наличии токоведущих частей, доступных для прикосновения;

– использовать в качестве электропроводок кабели и провода, не соответствующие назначению (радио-, телефонные провода и т. п.);

– непосредственное соединение между собой жил электрических проводов (кабелей), выполненных из меди и алюминия, без специальных мер и обеспечения надежного контакта;

– демонтировать (нарушать) имеющиеся в помещении основную и дополнительную системы уравнивания потенциалов;

– размещать одежду и другие предметы на электрических проводах и кабелях, подключенных к электрической сети;

– превышать номинальную токовую нагрузку электрического удлинителя.

6.16.12 Электрооборудование, в том числе бытовые электроприборы, подключаемое к электрической сети, следует подключать и применять в соответствии с эксплуатационным документом изготовителя.

6.16.13 Запрещается эксплуатировать без защиты устройством защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА штепсельные розетки, установленные вне

помещений (снаружи), в особо опасных помещениях, помещениях с повышенной опасностью поражения электрическим током, а также штепсельные розетки, от которых производится подключение переносных (передвижных) электроприемников, размещенных вне помещений, в особо опасных помещениях и помещениях с повышенной опасностью поражения электрическим током.

6.16.14 Электрооборудование и электроприемники, применяемые вне помещений (на открытом воздухе), должны иметь соответствующий класс защиты от воздействия окружающей среды.

6.16.15 Эксплуатация переносного электроинструмента, электрических кабелей-удлинителей должна осуществляться в соответствии с требованиями 6.5.2–6.5.5, 6.5.15.

6.16.16 В процессе эксплуатации переносные, передвижные электроприемники, вспомогательное оборудование к ним должны подвергаться техническому обслуживанию в соответствии с эксплуатационными документами изготовителей.

6.16.17 Монтаж и ремонт электроустановок и электрических сетей должны выполняться с применением электрооборудования и материалов, соответствующих требованиям НПА и ТНПА, лицами, имеющими соответствующую квалификацию.

6.16.18 При выполнении работ в электроустановках (ремонт, замена электропроводки и (или) электроустановочных аппаратов, аппаратов защиты, отдельных электроприемников) необходимо произвести их отключение от сети, принять меры по предотвращению их ошибочного или самопроизвольного включения и проверить отсутствие напряжения с помощью указателя напряжения, исправность которого перед применением должна быть установлена с помощью предназначенных для этой цели специальных средств измерений или приближением к токоведущим частям, заведомо находящимся под напряжением.

6.16.19 Перед каждым отопительным сезоном необходимо проводить обслуживание электрического отопительного котла в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

6.16.20 Восстановленные после повреждения (аварии, пожара и т. п.) электроустановки должны подвергаться испытаниям и измерениям в соответствии с 6.16.22.

6.16.21 По истечении установленного изготовителем или ТНПА срока службы рекомендуется подвергать электроустановки испытаниям и измерениям в соответствии с приложением Б.

6.16.22 В процессе эксплуатации электроустановок гражданам, использующим электроэнергию для бытового потребления, рекомендуется не реже одного раза в 10 лет выполнять электрофизические измерения и испытания электроустановок, находящихся в собственности:

– измерение сопротивления изоляции;

– проверка цепи «фаза – нуль» в электроустановках до 1000 В с глухим заземлением нейтрали;

– проверка соединений заземлителей с заземляемыми элементами;

– измерение сопротивления заземляющих устройств;

– проверка действия максимальных, минимальных и независимых расцепителей автоматических выключателей;

– проверка устройства защитного отключения, управляемого дифференциальным током;

– иные испытания, предусмотренные приложением Б, в объеме имеющегося электрооборудования.

Решение о необходимости проведения подобных измерений и испытаний принимается собственником (владельцем) электроустановок.

Запрещается эксплуатация электроустановок, по результатам испытаний которых дано заключение о несоответствии требованиям приложения Б.

6.16.23 Провода и кабели наружной электропроводки, проложенные до хозяйственных построек, гаражей и т. д., должны быть проложены в соответствии с требованиями ГОСТ 30331.15 и рекомендуемых [12]. Прокладка кабелей по воздуху должна осуществляться на тросах с закреплением их к тросам специальными электротехническими изделиями.

6.16.24 Двери электрических щитов должны иметь исправное запирающее устройство и быть закрыты.

6.16.25 Токоведущие части находящихся в эксплуатации аппаратов защиты и пускорегулирующих аппаратов, установленных внутри квартирных щитов, щитов учета и распределения электроэнергии в домовладениях граждан, должны быть ограждены от случайных прикосновений установкой фальшпанелей.

6.16.26 Аппараты защиты с открытыми токоведущими частями должны быть помещены в электрический щиток или электротехнический бокс.

6.16.27 Запрещается производить подключение ЭТС к электропроводке квартиры в многоквартирном жилом фонде.

6.17 Электрические конвекторы

6.17.1 Требования настоящего раздела распространяются на переносные и стационарные электрические конвекторы.

6.17.2 Вновь вводимые (реконструируемые) электрические конвекторы должны соответствовать требованиям ГОСТ IEC 60335-1, ГОСТ IEC 60335-2-30.

6.17.3 При подключении электрического конвектора к электросети должны выполняться требования, указанные в эксплуатационных документах изготовителя.

6.17.4 Для исключения возгорания не допускается использовать удлинитель или переходник для подключения к электрической сети.

6.17.5 Во избежание перегревов не допускается частично или полностью накрывать электрический конвектор.

6.17.6 Перегрев поверхностей электрических конвекторов допускается не более значений, приведенных в ГОСТ IEC 60335-2-30.

6.17.7 Запрещается эксплуатация электрических конвекторов в помещениях с взрывоопасной средой, с химически опасной средой, разрушающей материалы и изоляцию, в помещениях с повышенной запыленностью. В санитарных узлах или других помещениях с повышенной влажностью устанавливаются электрические конвекторы специального влагостойкого исполнения, имеющие степень защиты не менее IP 24.

6.17.8 При эксплуатации электрических конвекторов не допускается:

– располагать рядом с электрическим конвектором легковоспламеняющиеся вещества и предметы;

– устанавливать электрические конвекторы ближе 50 см от розетки электропитания;

– использовать электрические конвекторы на расстоянии ближе 60 см от ванной, душа или плавательного бассейна;

– прикасаться к вилке шнура электропитания и к самому электрическому конвектору мокрыми руками.

6.17.9 При эксплуатации электрических конвекторов нельзя допускать скопление пыли на секциях, засорение вентиляционных отверстий в решетках электрического конвектора. Перед началом уборки необходимо отключить электрический конвектор от электросети. Не допускается попадание воды в электрический конвектор.

6.17.10 Работы по техническому обслуживанию следует проводить при отключенном питании электрического конвектора, соблюдая меры безопасности.

6.18 Электрозарядные станции

6.18.1 Требования настоящего раздела распространяются на электрические установки, предназначенные для зарядки ЭТС в соответствии с ГОСТ IEC 61851-1.

6.18.2 Все электрозарядные станции должны быть спроектированы, установлены, испытаны, сертифицированы, проверены и подключены в соответствии с требованиями настоящего технического кодекса,

ТКП 339, [27] или рекомендуемых [12] и соответствовать требованиям ТР ТС 004 и ТР ТС 020.

6.18.3 Зарядка ЭТС должна осуществляться только через систему зарядки ЭТС.

6.18.4 Все электрозарядные станции переменного тока, предназначенные для общественного пользования, должны соответствовать ГОСТ IEC 61851-1, СТБ CLC/TS 50457-1, СТБ CLC/TS 50457-2.

6.18.5 Все электрозарядные станции постоянного тока должны соответствовать требованиям ГОСТ IEC 61851-1, ГОСТ IEC 61851-23, СТБ CLC/TS 50457-1 и СТБ CLC/TS 50457-2.

6.18.6 При эксплуатации электрозарядных станций должны соблюдаться требования других разделов настоящего технического кодекса, касающихся эксплуатации отдельных элементов электрозарядных станций, а именно: кабелей, заземляющих устройств, выключателей, защитных устройств, средств измерений, арматуры и устройств, входящих в комплект электрозарядных станций.

6.18.7 Все электрозарядные станции вида 1 должны быть оборудованы УЗО.

6.18.8 Все электрозарядные станции, за исключением зарядных станций вида 1, должны:

– быть подключенными по отдельной линии электропередачи, если они расположены не в общественных местах;

– в случае расположения в общественных местах быть подключенными по отдельной линии, оборудованной УЗО, обеспечивающим индивидуальную защиту;

– включать систему контроля целостности заземляющих устройств, имеющую возможность прерывать подачу питания;

– обеспечить защиту от перегрузки внебортового оборудования ЭТС;

– обеспечить защиту от перегрузок бортового оборудования ЭТС;

– питаться от источника питания с глухозаземленной нейтралью с применением системы TN-C-S;

– быть установлены таким образом, чтобы любая розетка источника питания зарядки вида 3 или вида 4 находилась не менее чем на 800 мм над уровнем земли или пола.

6.18.9 Все кабельные устройства управления и защиты должны:

– включать систему контроля целостности заземляющих устройств, имеющую возможность прерывать подачу питания;

– обеспечить защиту от перегрузок внебортового оборудования ЭТС;

– обеспечить защиту от перегрузок бортового оборудования ЭТС.

6.18.10 Каждое сетевое разъемное соединение должно располагаться как можно ближе к месту зарядки ЭТС. Каждое сетевое разъемное соединение или точка подключения должны одновременно питать только одно ЭТС.

6.18.11 Если кабельное устройство управления и защиты, шнур питания или другое оборудование предполагается использовать на открытом воздухе или во влажной среде, их следует выбирать со степенью защиты не менее IPX4 в соответствии с ГОСТ 14254, а также предусматривать защиту от механических повреждений.

6.18.12 Входной шнур питания кабельного устройства управления и защиты должен быть оснащен вилкой, соответствующей IEC 60309-2.

6.18.13 Адаптеры для питания ЭТС следует использовать только в том случае, если они специально предназначены и поставляются производителем ЭТС или производителем оборудования для питания ЭТС для этой цели.

6.18.14 Адаптеры для питания ЭТС должны соответствовать требованиям ГОСТ IEC 61851-1. Адаптеры должны иметь маркировку, указывающую на любые особые условия использования, разрешенные изготовителем адаптера.

6.18.15 Запрещается использование последовательного соединения двух и более питающих кабелей в соответствии с требованиями ГОСТ IEC 61851-1.

В случае обратной передачи электрической энергии подключение ЭТС к электрозарядной станции должно осуществляться в соответствии с требованиями НПА и СТБ ISO 17409.

Запрещается разъединять вилку со штепсельной розеткой под нагрузкой в соответствии с требованиями ГОСТ IEC 61851-1.

6.18.16 Не допускается снабжение электричеством от кабельного устройства управления и защиты или электрозарядной станции чего-либо, кроме ЭТС.

6.18.17 Электрозарядные станции потребителей и вспомогательное оборудование к ним должны подвергаться периодической проверке согласно утвержденному руководителем графику ППР либо по результатам технического диагностирования, но не реже одного раза в 6 месяцев.

В объем периодической проверки должны входить:

– внешний осмотр;

– проверка работоспособности.

Измерение сопротивления изоляции, проверка соединений заземлителей с заземляемыми элементами, измерение сопротивления заземляющих устройств, проверка цепи «фаза – нуль» в электроустановках

до 1000 В с глухим заземлением нейтрали производятся не реже одного раза в год в соответствии с требованиями приложения Б.

Другие испытания, предусмотренные СТБ ISO 17409, ТНПА и эксплуатационными документами изготовителей, выполняются в соответствии с требованиями ТНПА.

Результаты проверки должны отражаться в журнале обходов и осмотров электрооборудования.

Электрозарядные станции бытовых потребителей должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями 6.16 и эксплуатационными документами изготовителя.

energodoc.by

Приложение А
(обязательное)

Форма обязательства

Руководителю _____
территориального органа госэнергогазнадзора

_____
фамилия, собственное имя,

_____
отчество (если таковое имеется)

от _____
должность руководителя и

_____
полное наименование юридического лица;

_____
паспортные данные, адрес регистрации

_____
(места жительства) для индивидуального

_____
предпринимателя, физического лица

_____
Фамилия, собственное имя,

_____
отчество (если таковое имеется)

контактный тел: _____

ОБЯЗАТЕЛЬСТВО

В соответствии с подп. 4.1.9 ТКП 181-2023 (33240) «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и в связи с тем, что у объекта _____,
наименование объекта

расположенного по адресу _____,
нет в наличии электрооборудования номинальным напряжением выше 400 В с разрешенной к использованию мощностью более 30 кВт, и лицо, ответственное за электрохозяйство, и его заместитель не назначались, и по результатам положительного прохождения инструктажа по обеспечению безопасной эксплуатации электроустановок беру на себя обязательство содержать и эксплуатировать электроустановки(у) указанного объекта в соответствии с требованиями ТКП 181-2023 (33240) «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», ТКП 427-2022 (33240) «Электроустановки. Правила по обеспечению

безопасности при эксплуатации», других нормативных правовых актов и технических нормативных правовых актов.

Инструктаж по обеспечению безопасной эксплуатации электроустановок(ки) получил:

_____	_____	_____
должность руководителя	подпись	фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется)

___ _____ 20__ г.

Инструктаж прошел:
Государственный
инспектор
по энергетическому
и газовому надзору

_____	_____
подпись	фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется)

___ _____ 20___ г.

energodoc.by

Приложение Б
(обязательное)

Нормы и объем испытаний электрооборудования

Б.1 Общие положения

Настоящими нормами устанавливается периодичность, нормы и объем испытаний генераторов, электродвигателей, трансформаторов, выключателей и другого электрооборудования, находящегося в эксплуатации и (или) резерве.

Требования настоящих норм обязательны для персонала, занимающегося монтажом, наладкой, эксплуатацией и ремонтами, испытаниями электрооборудования.

Проведение указанных в настоящем приложении испытаний и измерений выполняется с целью обеспечения безопасности жизни и здоровья человека, охраны окружающей среды, безопасных условий труда, предотвращения угрозы гибели животных, возникновения пожаров и аварий.

Б.2 Обозначение категорий контроля

В настоящих нормах приняты следующие условные обозначения категорий контроля:

П – при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования и электрооборудования после восстановительного ремонта и реконструкции;

К – при капитальном ремонте;

С – при среднем ремонте;

Т – при текущем ремонте;

М – между ремонтами.

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

Б.3 Общие принципы проведения испытаний

Б.3.1 В настоящем приложении 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. Значения, полученные при испытаниях, во всех случаях должны быть сопоставлены с результатами измерений на других фазах электрооборудования и на однотипном электрооборудовании. Главным критерием при этом является сопоставление измерен-

ных при испытаниях значений параметров электрооборудования с их исходными значениями и анализ имеющих место различий по указанным в настоящем приложении допустимым отклонениям. Выход значений параметров за установленные границы (предельные значения) следует рассматривать как признак наличия повреждений (дефектов), которые могут привести к отказу электрооборудования.

Б.3.2 В качестве исходных значений контролируемых параметров при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования принимают значения, указанные в паспорте или протоколе заводских испытаний. При эксплуатационных испытаниях, включая испытания при выводе в капитальный ремонт, в качестве исходных принимаются значения параметров, определенные испытаниями при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования, а также результаты предыдущих испытаний. Качество проводимого ремонта оценивается сравнением результатов испытаний после ремонта с данными при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования, принимаемыми в качестве исходных. После капитального или восстановительного ремонта, а также реконструкции, выполненных сторонней организацией (индивидуальным предпринимателем), в качестве исходных для контроля в процессе дальнейшей эксплуатации принимаются значения, полученные по окончании ремонта (реконструкции).

Б.3.3 Все измерения, испытания и опробования в соответствии с ТНПА, технической документацией изготовителей и настоящим приложением, проведенные непосредственно перед вводом электрооборудования в эксплуатацию и в процессе эксплуатации, должны быть оформлены актами и (или) протоколами в соответствии с НПА и ТНПА.

Б.3.4 Средства измерений, применяемые при испытаниях электроустановок, должны быть допущены к применению в сфере законодательной метрологии и включены в перечень категорий средств измерений, представляющих совокупность средств измерений одинакового назначения, применяемых при измерениях в сфере законодательной метрологии. Требования настоящего пункта не распространяются на испытания электроустановок повышенным напряжением.

Б.3.5 Электрооборудование производства иностранных фирм, сертифицированное на соответствие ТНПА требованиям безопасности и функциональным признакам, должно контролироваться в соответствии с требованиями настоящего приложения, а в случае, если такие требования отсутствуют, то в соответствии с указаниями изготовителя электрооборудования.

Б.3.6 Кроме испытаний, предусмотренных в соответствии с настоящим приложением, все электрооборудование должно пройти осмотр, проверку работы механической части и другие испытания согласно инструкциям по его эксплуатации и ремонту.

Б.3.7 Руководители потребителей должны обеспечить внедрение предусмотренного настоящим приложением контроля за состоянием электрооборудования под рабочим напряжением, позволяющего выявлять дефекты на ранних стадиях их развития, привлекая при необходимости организации, аккредитованные на право проведения соответствующих испытаний.

Б.3.8 Тепловизионный контроль состояния электрооборудования следует, по возможности, проводить для электроустановки в целом (например, ОРУ).

Б.3.9 Оценка состояния резервного электрооборудования, а также его частей и деталей, находящихся в резерве, проводится в объеме, указанном в настоящем техническом кодексе. Периодичность и объем испытаний и измерений устанавливаются в соответствии с разделом Б.34.

Б.3.10 Электрооборудование аварийного резерва при консервации испытывается в объеме категории контроля «П». Изоляция этого электрооборудования испытывается ежегодно.

Б.3.11 Электрооборудование аварийного резерва, консервация которого не требуется, испытывается в объеме контроля категории «М».

Б.3.12 Зачисление электрооборудования в аварийный резерв без испытаний не разрешается.

Б.3.13 Допустимое время нахождения электрооборудования в аварийном резерве определяется сроком гарантийного хранения, устанавливаемым изготовителем.

Б.3.14 Испытание повышенным напряжением промышленной частоты обязательно для электрооборудования на напряжение до 35 кВ включительно, за исключением элегазовых выключателей 35 кВ.

Б.3.15 При отсутствии необходимой испытательной аппаратуры переменного тока допускается испытывать электрооборудование напряжением до 20 кВ распределительных устройств, электродвигателей, трансформаторов, ОПН повышенным выпрямленным напряжением, которое должно быть равно полуторакратному значению испытательного напряжения промышленной частоты.

Б.3.16 Электрооборудование и изоляторы на номинальное напряжение, превышающее номинальное напряжение электроустановки, в которой они эксплуатируются, могут испытываться приложенным напряжением, установленным для класса изоляции данной электроустановки.

Б.3.17 Если испытание выпрямленным напряжением или напряжением промышленной частоты проводится без отсоединения ошиновки электрооборудования распределительного устройства или электроустановка состоит из разных типов изоляции (например, кабельные линии с бумажно-масляной изоляцией и сшитого полиэтилена), то значение

испытательного напряжения принимается по нормам для электрооборудования с самым низким уровнем испытательного напряжения.

Б.3.18 Испытание выпрямленным напряжением или напряжением промышленной частоты следует производить с отсоединением кабельных линий от трансформаторов тока при наличии технической возможности. Испытание повышенным напряжением изоляторов и трансформаторов тока, соединенных с силовыми кабелями 6–10 кВ, может проводиться вместе с кабелями. Оценка состояния проводится по нормам, принятым для силовых кабелей.

Б.3.19 После полной замены масла в маслонаполненном электрооборудовании (кроме масляных выключателей всех напряжений) его изоляция должна быть подвергнута повторным испытаниям в соответствии с настоящим приложением.

Б.3.20 В случаях выхода значений параметров, определяемых при испытаниях, за установленные пределы, для выявления причин отклонений, а также при необходимости более полной оценки состояния электрооборудования в целом и (или) его отдельных узлов рекомендуется использовать дополнительные испытания и измерения в соответствии с настоящим приложением. Допускается также применять испытания и измерения, не предусмотренные настоящим приложением, при условии, что уровень испытательных воздействий не превысит указанного в настоящем приложении.

Б.3.21 Устройства релейной защиты и электроавтоматики проверяются в объеме и по нормам, изложенным в приложении В.

Б.3.22 ЛПА потребителей в части норм и объема испытаний электрооборудования рекомендуется привести в соответствие с настоящим приложением.

Б.4 Общие методические указания по испытаниям электрооборудования

Б.4.1 Испытания электрооборудования должны проводиться с соблюдением требований безопасности.

Б.4.2 Измерение изоляционных характеристик электрооборудования под рабочим напряжением разрешается осуществлять при условии использования устройств, обеспечивающих безопасность работ.

Б.4.3 Электрические испытания изоляции электрооборудования и отбор пробы трансформаторного масла для испытаний необходимо проводить при температуре изоляции не менее 5 °С, кроме оговоренных в настоящем приложении случаев, когда измерения должны проводиться при более высокой температуре. В отдельных случаях (например, при приемо-сдаточных испытаниях) по решению технического руководителя потребителя из-

мерения 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, проведенные при отрицательных температурах, должны быть повторены в возможно более короткие сроки при температуре изоляции не менее 5 °С.

Б.4.4 Сравнение характеристик изоляции должно проводиться при одной и той же температуре изоляции или близких ее значениях (расхождение – не более 5 °С). Если это невозможно, должен применяться температурный пересчет в соответствии с инструкциями по эксплуатации конкретных видов электрооборудования.

Б.4.5 При измерении сопротивления изоляции отсчет показаний мегаомметра проводится через 60 с после начала измерений. Если в соответствии с настоящим приложением требуется определить коэффициент абсорбции ($R_{60''}/R_{15''}$), отсчет проводится дважды: через 15 и 60 с после начала измерений.

Б.4.6 Испытанию повышенным напряжением должны предшествовать тщательный осмотр и оценка состояния изоляции другими методами. При выявлении при осмотре повреждений (дефектов), препятствующих проведению испытаний другими методами, такие испытания не проводят до устранения выявленных повреждений (дефектов).

Б.4.7 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.

Б.4.8 Испытание изоляции обмоток вращающихся машин, трансформаторов и реакторов повышенным приложенным напряжением частотой 50 Гц должно проводиться 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.

Б.4.9 Обмотки, соединенные между собой наглухо и не имеющие выведенных обоих концов каждой фазы или ветви, должны испытываться относительно корпуса без их разъединения.

Б.4.10 При испытаниях электрооборудования повышенным напряжением частотой 50 Гц, а также при измерении тока и потерь холостого хода силовых и измерительных трансформаторов необходимо использовать линейное напряжение питающей сети.

Б.4.11 Испытательное напряжение должно подниматься плавно со скоростью, допускающей визуальный контроль по средствам измерений, и по достижении установленного значения поддерживаться неизменным в течение всего времени испытания. После требуемой выдержки напряжение плавно снижается до значения не более одной трети испытательного и отключается.

Б.4.12 Под продолжительностью испытания подразумевается время приложения полного испытательного напряжения, установленного настоящим приложением.

Б.4.13 До и после испытания изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц или выпрямленным напряжением должно быть измерено сопротивление изоляции. Испытание изоляции повышенным выпрямленным напряжением, если оно предусмотрено настоящим приложением, должно проводиться до испытания повышенным напряжением частотой 50 Гц. Обратный порядок допускается только для генераторов с водяным охлаждением.

Б.4.14 Нормы по tgδ, R_{U3} и току проводимости разрядников приведены для измерений, проведенных при температуре 20 °С.

Б.4.15 Параметр tgδ основной изоляции измеряется при напряжении 10 кВ у электрооборудования с номинальным напряжением 10 кВ и свыше и при напряжении, равном номинальному, у остального электрооборудования.

Б.4.16 Температура изоляции электрооборудования определяется следующим образом:

– за температуру изоляции силового трансформатора, не подвергавшегося нагреву, принимается измеренная температура верхних слоев масла с применением термометра;

– за температуру изоляции силового трансформатора, подвергшегося нагреву, принимается средняя температура фазы «В», обмотки высшего напряжения, определяемая по ее сопротивлению постоянному току;

– за температуру изоляции электрических машин, находящихся практически в холодном состоянии, принимается температура окружающей среды;

– за температуру изоляции электрических машин, подвергшихся нагреву, принимается средняя температура обмотки, определяемая по ее сопротивлению постоянному току.

Б.4.17 Электрооборудование, которое признается непригодным к эксплуатации, при внешнем осмотре независимо от результатов испытаний должно быть заменено или отремонтировано.

Б.4.18 Принятие решения о дальнейшей эксплуатации электрооборудования по состоянию изоляции должно проводиться только на основа-

нии рассмотрения всего комплекса измерений, а также с учетом указаний, приведенных в соответствующих разделах настоящего приложения.

Б.5 Синхронные генераторы, компенсаторы и коллекторные возбудители

Б.5.1 Типовой объем и нормы испытаний

Типовой объем и нормы измерений и испытаний генераторов во время или после монтажа, при капитальных и текущих ремонтах приведены в Б.5.2.

Испытания генераторов на напряжение 1000 В и свыше мощностью менее 1000 кВт в минимальном объеме должны проводиться по Б.5.2, Б.5.3, Б.5.5, Б.5.6, Б.5.8.

Испытания генераторов на напряжение ниже 1000 В независимо от мощности в минимальном объеме должны проводиться по Б.5.2, Б.5.3, Б.5.5, Б.5.6, Б.5.8.

Для турбогенераторов с незапеченными крайними пакетами стали статора и работающих в режиме недовозбуждения в период между капитальными ремонтами следует проводить:

– диагностику состояния прессовки активной стали статора;
– испытание активной стали на нагревание;
– испытание обмотки статора повышенным напряжением.

Б.5.2 Определение условий включения в работу генераторов без сушки

После текущего 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 менее указанных в таблице Б.5.1.

Величина сопротивления изоляции и испытательное напряжение относятся к обмоткам генератора и концевым выводам. Шинопроводы и трансформаторы напряжения в нуле генератора должны быть отключены.

Если инструкцией изготовителя вновь вводимого генератора или инструкцией поставщика обмоток статора предусматриваются дополнительные критерии отсутствия увлажнения изоляции, то они также должны быть использованы.

Б.5.3 П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции

Сопротивление изоляции измеряется мегаомметром, напряжение которого выбирается в соответствии с таблицей Б.5.1.

Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции при температуре 10 °С – 30 °С приведены в таблице Б.5.1.

Для температур более 30 °С допустимое значение сопротивления изоляции снижается в два раза на каждые 20 °С разности между температурой, при которой выполняется измерение, и 30 °С.

Во всех случаях сопротивление изоляции обмоток генераторов должно быть не менее 0,5 МОм.

Таблица Б.5.1 – Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
Обмотка статора	П	2500/1000/500*	Не менее 10 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 менее 1,3
	П	2500	По эксплуатационным документам изготовителя	–
	К, Т*	2500/1000/500*	–	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
Обмотка ротора	П, К, Т	1000 (допускается 500)	Не менее 0,5	–
	П, К	1000	По эксплуатационным документам изготовителя	–
Изолированные стяжные болты стали статора (доступные для измерения)	П, К	1000	Не менее 1,0	–

Окончание таблицы Б.5.1

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
Подшипники и уплотнения вала	П, К	1000	Не менее 0,3 для гидрогенераторов и 1,0 для турбогенераторов и компенсаторов	Для гидрогенераторов измерение проводится, если позволяет конструкция генератора и в эксплуатационных документах изготовителя не указаны более жесткие нормы
Диффузоры, щиты вентиляторов и другие узлы статора генераторов	П, К	500–1000	В соответствии с требованиями изготовителя	–
Термодатчики с соединительными проводами, включая соединительные провода, уложенные внутри генератора:	П, К	250 или 500	Не менее 1,0	Напряжение мегаомметра – по эксплуатационным документам изготовителя
– с косвенным охлаждением обмоток статора				
– с непосредственным охлаждением обмоток статора		500	Не менее 0,5	
Концевой вывод обмотки статора турбогенераторов серии ТГВ	П, К	2500	1000	Измерение проводится до соединения вывода с обмоткой статора
* Сопротивление изоляции измеряется при номинальном напряжении обмотки до 0,5 кВ включительно – мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 500 В, свыше 0,5 кВ до 1 кВ – мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В, а при номинальном напряжении обмотки свыше 1 кВ – мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В.				

Б.5.4 П, К. 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 $(1{,}28–2{,}5) \cdot U_{ном}$;

– свыше 6,6 до 20 включительно $1{,}28 \cdot (2 \cdot U_{ном} + 3)$.

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

Для генераторов, находящихся в эксплуатации, испытательное выпрямленное напряжение принимается равным 1,6 испытательного напряжения промышленной частоты, но не свыше напряжения, которым испытывался генератор при вводе в эксплуатацию. Рекомендуется, чтобы снижение испытательного напряжения, если оно предусмотрено, было не более чем на $0{,}5 \cdot U_{ном}$ 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 отклонения 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 проводится при 60 с ($I_{60''}$). Ступени должны быть близкими к $0{,}5 \cdot U_{ном}$. 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 каждой фазы.

Характеристикой зависимости тока утечки от напряжения является коэффициент нелинейности:

$$K_U = \frac{I_{нб} U_{нм}}{I_{нм} U_{нб}}, \qquad (Б.5.1)$$

где $U_{нб}$ – значение наибольшего, т. е. полного испытательного напряжения (напряжение последней ступени);

$U_{нм}$ – значение наименьшего напряжения (напряжение первой ступени);

$I_{нб}$, $I_{нм}$ – значение токов 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 60 мкА. Рост тока утечки во время одноминутной выдержки изоляции под напряжением на одной из ступеней является признаком дефекта (включая увлажнение изоля-

ции) 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 Б.5.2.

Таблица Б.5.2 – Допустимые значения токов утечки

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

Б.5.5 П, К. Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц

Значение испытательного напряжения принимается по таблице Б.5.3.

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 изоляция обмотки статора испытывается после останова генератора и снятия торцевых щитов до очистки изоляции 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.

При первом включении генератора и послеремонтных (с частичной или полной сменой обмотки) испытаниях генераторов с номинальным напряжением 10 кВ и свыше 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 допускается.

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 $1{,}5 \cdot U_{ном}$. Продолжительность испытания – 1 мин.

Таблица Б.5.3 – 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 свыше 0,1 кВ	$0,8 \cdot (2 \cdot U_{ном} + 1)$, но не ниже 1,2	–
		Мощность от 1 МВт и более, номинальное напряжение до 3,3 кВ включительно	$0,8 \cdot (2 \cdot U_{ном} + 1)$	
		Мощность от 1 МВт и более, номинальное напряжение свыше 3,3 до 6,6 кВ включительно	$0,8 \cdot 2,5 \cdot U_{ном}$	
		Мощность от 1 МВт и более, номинальное напряжение свыше 6,6 до 20 кВ включительно	$0,8 \cdot (2 \cdot U_{ном} + 3)$	
2. Обмотка статора гидрогенератора, шихтовка или стыковка частей статора которого проводится на месте монтажа, по окончании полной сборки обмотки и изолировки соединений	П	Мощность 1 МВт и более, номинальное напряжение до 3,3 кВ включительно	$2 \cdot U_{ном} + 1$	Если сборка статора проводится на месте монтажа, но не на фундаменте, то до установки статора на фундамент его испытания проводятся по показателю 2, а после установки – по показателю 1 настоящей таблицы
		Мощность от 1 МВт и более, номинальное напряжение свыше 3,3 до 6,6 кВ включительно	$2,5 \cdot U_{ном}$	
		Мощность от 1 МВт и более, номинальное напряжение свыше 6,6 до 20 кВ включительно	$2,8 \cdot U_{ном} + 8$	
3. Обмотка статора генератора	К	Генераторы всех мощностей	$(1,5–1,7) \cdot U_{ном}$, но не свыше испытательного напряжения при вводе генератора в эксплуатацию и не ниже 1000 В	Испытательное напряжение принимается $1,5 \cdot U_{ном}$ для турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением обмотки статора. Для генераторов других мощностей испытательное напряжение принимается $1,7 \cdot U_{ном}$

Окончание таблицы Б.5.3

Испытуемый элемент	Вид испытания	Характеристика или тип генератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
4. Обмотка явнополюсного ротора	П	Генераторы всех мощностей	$8 \cdot U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1,2 и не свыше 2,8 кВ	–
	К	Генераторы всех мощностей	$6 \cdot U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1 кВ	
5. Обмотка неявнополюсного ротора	П	Генераторы всех мощностей	1,0	Испытательное напряжение принимается равным 1000 В тогда, когда это не противоречит требованиям ТУ изготовителя. Если ТУ предусмотрены более жесткие нормы испытания, испытательное напряжение должно быть повышено
6. Обмотка коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П	Генераторы всех мощностей	$8 \cdot U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1,2 и не свыше 2,8 кВ	Относительно корпуса и бандажей
	К	Генераторы всех мощностей	1,0	
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	–

Стандарт.by

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.

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 средств измерений, повышенные значения токов утечки по сравнению с ранее наблюдавшимися, щелчки в корпусе машины) 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 должны соблюдаться меры безопасности.

При плановых капитальных ремонтах турбогенераторов и синхронных компенсаторов, проработавших 20 лет и более, необходимо проводить обследование их технического состояния, дефектацию и профилактические испытания по отдельной программе с привлечением сторонней организации (индивидуального предпринимателя). По результатам обследования должны быть составлены паспорта с указанием сроков замены генератора, обмотки или отдельных узлов.

Б.5.6 П, К. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Проводится в холодном состоянии генератора. При сравнении значений сопротивления они должны быть приведены к одинаковой температуре.

Нормы отклонений значений сопротивления постоянному току приведены в таблице Б.5.4.

Таблица Б.5.4 – Нормы отклонений значений сопротивления постоянному току

Испытуемый элемент	Вид испытания	Норма	Примечание
Обмотка статора	П, К	Значения сопротивлений обмотки не должны отличаться более чем на ±2 % от других фаз, ветвей – на ±5 % от других ветвей. Результаты измерений сопротивлений одних и тех же ветвей и фаз не должны отличаться более чем на ±2 % от исходных данных	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
Обмотка ротора	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться более чем на ±2 % от исходных данных	У роторов с явными полюсами, кроме того, измеряются сопротивления каждого полюса в отдельности или попарно и переходного контакта между катушками

Б.5.7 П, К. Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току

Измерение проводится 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 220 В. Сопротивление обмоток неявнополюсных роторов определяют на шести ступенях частоты вращения с интервалами 500 об/мин, включая номинальную, и в неподвижном состоянии, при подъеме и снижении оборотов, 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 должен быть сделан на основании результатов определения характеристики КЗ и сравнения ее с данными предыдущих измерений. Можно использовать также другие методы (измерение пульсаций магнитной индукции в воздушном зазоре между ротором и статором, оценка распределения переменного тока по виткам соответствующего полюса, применение специальных импульсных средств измерений).

Б.5.8 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 ±10 % – у остальных турбогенераторов и синхронных компенсаторов;

– на ±20 % – у гидрогенераторов, если эксплуатационными документами 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 ±10 % – у возбудителей генераторов, если инструкциями не предусмотрены другие нормы.

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

При вводе в эксплуатацию и капитальных ремонтах многополюсных генераторов следует определять форму расточки статора измерением 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 в соответствии с указаниями изготовителя машины.

Б.5.9 Определение характеристик генератора

Б.5.9.1 П, К. Определение характеристики трехфазного короткого замыкания (КЗ)

Отклонение характеристики КЗ, определенной при испытании, от исходной должно находиться в пределах допускаемой погрешности измерения, определяемой погрешностью средств измерений.

Если отклонение определенной характеристики превышает пределы, определяемые допускаемой 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 определять, если она была определена изготовителем и имеется соответствующий протокол испытания.

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

Для сравнений с характеристикой, полученной при заводских испытаниях, характеристику генератора допускается определять пересчетом данных характеристики КЗ блока по ГОСТ 10169.

Характеристика непосредственно генератора определяется 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.

Б.5.9.2 П, К. Определение характеристики холостого хода (ХХ)

Характеристика определяется при убывающем токе возбуждения, начиная с наибольшего тока, соответствующего напряжению $1{,}3 \cdot U_{ном}$ для турбогенераторов и синхронных компенсаторов и $1{,}5 \cdot U_{ном}$ для гидрогенераторов. Допускается определять 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 $1{,}3 \cdot U_{ном}$. У синхронных компенсаторов разрешается определять характеристику ХХ на выбеге. У генераторов, работающих в блоке с трансформаторами, определяется характеристика ХХ блока, при этом генератор возбуждается до $1{,}15 \cdot U_{ном}$ (ограничивается трансформаторами).

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

В эксплуатации характеристика ХХ собственно генератора, работающего в блоке с трансформатором, определяется 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 определенной характеристики ХХ от исходной и различия в значениях линейных напряжений должны находиться в пределах точности измерений.

Для контроля состояния стали генераторов, проработавших более 20 лет, определяются нисходящая и восходящая ветви характеристики ХХ.

Б.5.10 П, К. Испытание межвитковой изоляции обмотки статора

Проводится при вводе в эксплуатацию, за исключением генераторов, испытанных изготовителем, и при наличии соответствующих протоколов.

В эксплуатации проводится после ремонтов генераторов с полной или частичной заменой обмотки статора.

Испытание проводится при ХХ машины путем повышения генерируемого напряжения до значения, равного 130 % номинального для турбогенератора 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 % от номинальной.

Межвитковую изоляцию рекомендуется испытывать одновременно с определением характеристики ХХ.

Б.5.11 Определение характеристик коллекторного возбудителя

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

Определение нагрузочной характеристики проводится при нагрузке на ротор генератора до значения не менее номинального тока возбуждения генератора.

Отклонения определенных характеристик от значений характеристик, установленных изготовителем или ранее определенных, должны быть в пределах допускаемой погрешности измерений.

Б.5.12 П, К. Испытание стали статора

Для генераторов мощностью 12 МВт и более испытания активной стали проводятся:

– при вводе в эксплуатацию;

– при каждом капитальном ремонте – при повреждениях стали, частичной или полной переклиновке пазов, частичной или полной замене обмотки статора до укладки и после заклиновки новой обмотки.

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

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

Если значение магнитной индукции отличается от нормированного значения 1,0 или 1,4 Тл, то длительность испытания должна соответственно изменяться, а определенные при испытаниях удельные магнитные потери в стали уточняться по формулам:

$$t_{исп} = 90\left(\frac{1,0}{B_{исп}}\right)^2 \quad \text{или} \quad t_{исп} = 45\left(\frac{1,4}{B_{исп}}\right)^2, \qquad (Б.5.2)$$

$$P_{1,0} = P_{исп}\left(\frac{1,0}{B_{исп}}\right)^2 \quad \text{или} \quad P_{1,4} = P_{исп}\left(\frac{1,4}{B_{исп}}\right)^2, \qquad (Б.5.3)$$

где $B_{исп}$ – значение магнитной индукции при испытании, Тл;

$t_{исп}$ – значение продолжительности испытания, мин;

$P_{исп}$ – значение удельных магнитных потери в стали, определенные при $B_{исп}$, Вт/кг;

$P_{1,0}$ и $P_{1,4}$ – значение удельных магнитных потерь в стали, Вт/кг, приведенных к значению магнитной индукции 1,0 и 1,4 Тл.

Определяемый с помощью средств измерений инфракрасной техники или термопар наибольший перегрев зубцов (повышение температуры за время испытания относительно начальной) и наибольшая разность нагревов различных зубцов не должны превышать 25 °С и 15 °С.

Для генераторов, выпущенных после 1 июля 1977 г., – перегрев 18 °С, а наибольшая разность нагревов различных зубцов составляет 10 °С.

Удельные магнитные потери в стали не должны отличаться от исходных данных более чем на 10 %. Если такие данные отсутствуют, то удельные магнитные потери должны быть не более значений, приведенных в таблице Б.5.5.

Таблица Б.5.5 – Допустимые удельные магнитные потери сердечника

Марка стали		Допустимые удельные магнитные потери, Вт/кг, при	
Новое обозначение	Старое обозначение	B = 1,0 Тл	B = 1,4 Тл
1511	Э41	2,0	4,0
1512	Э42	1,8	3,6

Окончание таблицы Б.5.5

Марка стали		Допустимые удельные магнитные потери, Вт/кг, при	
1513	Э43	1,6	3,2
1514	Э43А	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 магнитных потерях, указанных в Б.5.12 и таблице Б.5.5, решение о возможности продолжения эксплуатации и необходимых для этого мерах следует принимать с привлечением сторонней организации (индивидуального предпринимателя) с учетом данных предыдущих испытаний и результатов испытаний дополнительными методами.			

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.

Измерения проводятся также при кольцевом намагничивании, но малым током (со значением магнитной индукции 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 ведении работ по устранению дефектов.

Если намагничивающая обмотка выполняется с охватом не только сердечника, но и корпуса машины, допустимые удельные магнитные потери могут быть увеличены на 10 % относительно значений, указанных в таблице Б.5.4.

Б.5.13 П, М. Испытание на нагревание

Испытание проводится 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 месяцев после завершения монтажа и включения генератора в сеть.

У турбогенераторов, для которых в соответствии с требованиями ТНПА 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 и ротора или реконструкции системы охлаждения.

По результатам испытаний при вводе в эксплуатацию оценивается соответствие нагревов требованиям ТНПА, устанавливаются предельно допустимые в эксплуатации температуры обмоток и стали генератора, составляются карты допустимых нагрузок при отклонениях от номинальных значений напряжения на выводах и температур охлаждающих сред.

В эксплуатации контрольные испытания проводятся не реже одного раза в 10 лет при нагрузках, близких к номинальной, а для машин, отработавших более 25 лет, – с периодичностью капитальных ремонтов.

Результаты сравниваются с исходными данными. Отклонения в нагревах не должны превышать 3 °С – 5 °С при номинальном режиме, а температуры должны быть не более допускаемых ТНПА или по эксплуатационным документам изготовителя.

Б.5.14 П, К. Определение индуктивных сопротивлений и постоянных времени генератора

Определение проводится 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).

Индуктивные сопротивления и постоянные времени определяются также один раз при капитальном ремонте после проведения реконструкции или 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 ТНПА.

Б.5.15 П, К, Т. 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 Б.5.6.

Таблица Б.5.6 – 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	180	150	100	70	50*	30*	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	–	–	–	–	–	200	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
4. Корпус статора турбогенератора:								

Окончание таблицы Б.5.6

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	
– с упругой подвеской сердечника статора	П, К	–	–	–	–	–	30	
– без упругой подвески	П, К	–	–	–	–	40	60	См. примечание к пункту 3 настоящей таблицы
5. Лобовые части обмотки 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
* Временно, до оснащения турбоагрегатов аппаратурой контроля виброскорости.								
Примечание – 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 продольной оси. В межремонтный период вибрация должна быть не более 4,5 мм·с$^{-1}$.								

Эксплуатационное состояние обмотки статора генераторов и систем ее крепления, а также сердечника статора оценивается 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.

Периодичность измерения вибрации в межремонтный период определяется ЛПА потребителя.

Б.5.16 П, К. Проверка паек лобовых частей обмотки статора

Проверка проводится у генераторов, пайка лобовых частей обмотки статора которых выполнена оловянистыми припоями.

Проверка паек проводится при капитальных ремонтах, а также в межремонтный период при обнаружении признаков ухудшения состояния паек.

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, средствами измерений инфракрасной техники и др.) устанавливается сторонней организацией (индивидуальным предпринимателем).

Б.5.17 К. Контроль за состоянием бандажных и центрирующих колец роторов

Для своевременного обнаружения дефектов и предотвращения разрушения бандажных, защитных колец и накидных гаек роторов независимо от типа и конструкции турбогенераторов необходимо проводить профилактический осмотр и дефектоскопию бандажных колец и вспомогательных элементов бандажных узлов в сроки, указанные в таблице Б.5.7.

Таблица Б.5.7 – Периодичность проведения профилактических осмотров с демонтажем бандажных узлов

Турбогенераторы	Периодичность, не реже, лет		
	Материал бандажного кольца		
	Коррозие-нестойкие стали	Коррозие-стойкие стали	Титановые сплавы
Мощностью до 350 МВт включ.: – однопосадочная и двухпосадочная (с прорезными центрирующими кольцами повышенной эластичности разработки ЦКБ «Энергоремонт») конструкция бандажного узла	8–10	15–16	15–16

Окончание таблицы Б.5.7

Турбогенераторы	Периодичность, не реже, лет		
	Материал бандажного кольца		
	Коррозие-нестойкие стали	Коррозие-стойкие стали	Титановые сплавы
– двухпосадочная конструкция бандажного узла промышленного исполнения	4–5	8–10	15–16
Примечание – На резервных роторах с бандажными кольцами из коррозиенестойкой стали и сроком хранения более 1 г или при нарушении условий хранения профилактический контроль бандажных колец проводится перед вводом ротора в эксплуатацию.			

При всех очередных ревизиях бандажного узла роторов турбогенераторов со съемом бандажных и центрирующих колец на посадочных поверхностях необходимо обеспечивать натяги, указанные в эксплуатационных документах изготовителя.

При отклонении величины натягов бандажных колец от данных, установленных изготовителем, допускается эксплуатация узла с натягами, приведенными в таблице Б.5.8.

Таблица Б.5.8 – Допустимые величины натягов бандажных и центрирующих колец

Тип генератора	Величина натяга в сочленении, мм		
	бандажное кольцо – бочка ротора	бандажное кольцо – центрирующее кольцо	центрирующее кольцо – вал ротора
Т2-25-2, ТВ2-30-2	1,2–1,07	1,3–1,17	0,45–0,35
ТВС-30	–	1,1–0,97	0,45–0,385
ТВ-50-2, ТВ-60-2 (z-образное центрирующее кольцо)	1,9–1,755	1,6–1,455	0,7–0,585

При устранении дефектов в поверхности бандажных колец глубина и площадь местных выборок не должны превышать значений, приведенных в таблице Б.5.9.

Таблица Б.5.9 – Глубина и площадь местных выборок

Поверхность бандажного кольца	Мощность генератора	Глубина местной выборки, мм	Площадь местных выборок, мм^2	
			на один дефект	на одну поверхность
Посадочные	До 120 МВт	4	4 000	4 000
Непосадочные	До 120 МВт	6	4 000	2 000
Торцевые	До 120 МВт	5	4 000	10 000

Б.5.18 П, К, Т, М. Измерение электрического напряжения между концами вала и на изолированных подшипниках

Проводится 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.

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

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

При проведении капитального ремонта осуществляется контроль (приемка) состояния изоляции элементов генераторов персоналом электролаборатории.

Окончательное измерение сопротивления изоляции проводится при полностью собранных маслопроводах после приподнятия конца вала и установки его на изоляционную прокладку между вкладышем и шейкой вала.

В эксплуатации контроль целостности изоляции подшипников, маслопроводов и других элементов рекомендуется осуществлять с помощью стационарных схем с выводом на сигнал при ухудшении изоляции конца вала ротора.

Периодичность измерений в эксплуатации напряжения между концами вала и на изолированных подшипниках устанавливается техническим руководителем электростанции.

Б.5.19 П. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь (tgδ)

Измерение проводится перед установкой концевого вывода на турбогенератор при испытательном напряжении 10 кВ и температуре окружающего воздуха 10 °С – 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.

Б.5.20 П, К. Контроль состояния изоляции обмотки статора методом измерения интенсивности частичных разрядов

С целью дополнительной оценки состояния изоляции обмотки статора и ее крепления в пазах генераторов мощностью более 5 МВт должны проводиться измерения частичных разрядов на остановленной машине при ступенчатом повышении испытательного напряжения от 1000 В до номинального фазного напряжения генератора.

Критерий оценки состояния изоляции по результатам измерений частичных разрядов для каждого типа генераторов индивидуален и зависит от применяемых методов испытаний.

В случае превышения допустимого уровня частичных разрядов необходимо определить источник разрядов по пазам и устранить его.

Б.6 Машины постоянного тока (кроме возбудителей)

Б.6.1 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 Б.6.1;

Таблица Б.6.1 – Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции обмоток постоянного тока

Температура обмотки, °С	Сопротивление изоляции $R_{60''}$, МОм, при номинальном напряжении машин, В				
	230	460	690	750	900
10	2,70	5,30	8,00	9,30	10,80
20	1,85	3,70	5,45	6,30	7,50
30	1,30	2,60	3,80	4,40	5,20
40	0,85	1,75	2,50	2,90	3,50
50	0,60	1,20	1,75	2,00	2,35
60	0,40	0,80	1,15	1,35	1,60
70	0,30	0,50	0,80	0,90	1,00
75	0,22	0,45	0,65	0,75	0,90

б) для машин постоянного тока свыше 500 В – если значение сопротивления изоляции обмоток не менее приведенного в таблице Б.6.1 и значение коэффициента абсорбции не менее 1,2.

Б.6.2 П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции

а) Сопротивление изоляции обмоток

Измерение проводится при номинальном напряжении обмотки до 0,5 кВ включительно мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 500 В, а при номинальном напряжении обмотки свыше 0,5 кВ – мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В.

Измеренное значение сопротивления изоляции должно быть не менее приведенного в таблице Б.6.1. В эксплуатации сопротивление изоляции обмоток измеряется вместе с соединенными с ними цепями и кабелями.

б) Сопротивление изоляции бандажей

Измерение проводится относительно корпуса и удерживаемых ими обмоток.

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

Б.6.3 П, К. Испытание изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц

Значение испытательного напряжения устанавливается по таблице Б.6.2.

Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

Таблица Б.6.2 – Испытательное напряжение промышленной частоты для изоляции машин постоянного тока

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
Обмотки	Принимается по нормам, приведенным в таблице Б.5.2, строка 6	Для машин мощностью более 3 кВт
Бандажи якоря	1,0	»
Реостаты и пускорегулировочные резисторы	1,0	Изоляцию можно испытывать совместно с изоляцией цепей возбуждения

Б.6.4 П, К. Измерение сопротивления постоянному току

Измерения проводятся у генераторов, а также электродвигателей при холодном состоянии обмоток машины. Нормы допустимых отклонений сопротивления приведены в таблице Б.6.3.

Таблица Б.6.3 – Нормы отклонения значений сопротивления постоянному току

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

Б.6.5 П, К. Измерение воздушных зазоров под полюсами

Измерение проводится 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 эксплуатационных документах изготовителя не установлены более жесткие требования).

Б.6.6 П, К. Определение характеристики холостого хода и испытание витковой изоляции

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

Отклонения полученных значений характеристики от значений характеристики, установленных изготовителем, не должны превышать пределы допускаемой погрешности измерений.

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

Продолжительность испытания витковой изоляции – 3 мин.

Б.6.7 П, К. Проверка работы машин на холостом ходу

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

Б.6.8 П, К. Определение пределов регулирования частоты вращения электродвигателей

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

Пределы регулирования должны соответствовать технологическим данным механизма.

Б.7 Электродвигатели переменного тока

Б.7.1 Типовой объем и нормы испытаний

Типовой объем и нормы измерений и испытаний электродвигателей переменного тока во время или после монтажа, при капитальных и текущих ремонтах приведены в Б.7.2–Б.7.14.

Б.7.2 П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции

Проводится мегаомметром, номинальное значение испытательного напряжения которого указано в таблице Б.7.1. Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции $R_{60''}/R_{15''}$ указаны в таблицах Б.7.1–Б.7.3.

Таблица Б.7.1 – 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	2500/1000/500	В соответствии с указаниями таблицы Б.7.2	–
	К, Т*		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 свыше 3 кВ или мощностью более 1 МВт
2. Обмотка ротора	П, К, Т*	1000 (допускается 500)	0,2	Измерение проводится у синхронных электродвигателей и электродвигателей с фазным ротором на напряжение 3 кВ и свыше или мощностью более 1 МВт

Окончание таблицы Б.7.1

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм, и коэффициента абсорбции	Примечание
3. Термоиндикаторы с соединительными проводами	П, К	250	2	–
4. Подшипники	П, К	1000	2	Измерение проводится у электродвигателей на напряжение 3 кВ и свыше, подшипники которых имеют изоляцию относительно корпуса. Измерение проводится относительно фундаментальной плиты при полностью собранных маслопроводах. В эксплуатации измерение проводится при ремонтах с выемкой ротора
* При текущих ремонтах измеряется, если для этого не требуется специальное проведение демонтажных работ.				
Примечание – Сопротивление изоляции измеряется при номинальном напряжении обмотки до 0,5 кВ включительно мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 500 В, при номинальном напряжении обмотки свыше 0,5 кВ до 1000 В – мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В, а при номинальном напряжении обмотки свыше 1000 В – мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В.				

Б.7.3 П, К. 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 менее указанных в таблицах Б.7.1– Б.7.3.

Таблица Б.7.2 – Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции

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 по Б.5.1	
2. Мощность 5 МВт и менее, напряжение свыше 1000 В, термореактивная изоляция	При температуре 10 °С – 30 °С сопротивление изоляции не менее 10 МОм на киловольт номинального линейного напряжения	Не менее 1,3 при температуре 10 °С – 30 °С
3. Двигатели с микалентной компаундированной изоляцией, напряжение свыше 1000 В, мощность от 1 до 5 МВт включительно, а также двигатели меньшей мощности наружной установки с такой же изоляцией напряжением свыше 1000 В	Не менее значений, указанных в таблице Б.7.3	Не менее 1,2
4. Двигатели с микалентной компаундированной изоляцией, напряжение свыше 1000 В, мощность менее 1 МВт, кроме указанных в пункте 3	Не менее значений, указанных в таблице Б.7.3	–
5. Напряжение ниже 1000 В, все виды изоляции	Не менее 1,0 МОм при температуре 10 °С – 30 °С*	–

* Норма установлена для случая, когда электродвигатель находится в холодном состоянии.

Таблица Б.7.3 – Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции для электродвигателей (таблица Б.7.2, пункты 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

Б.7.4 П, К. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Значение испытательного напряжения принимается согласно таблице Б.7.4.

Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

Таблица Б.7.4 – Испытательные напряжения промышленной частоты для обмоток электродвигателей переменного тока

Испытуемый элемент	Вид испытания	Мощность электродвигателя, кВт	Номинальное напряжение электродвигателя, кВ	Испытательное напряжение, кВ
1. Обмотка статора	П	Менее 1,0	Ниже 0,1	$0{,}8 \cdot (2 \cdot U_{ном} + 0{,}5)$
		От 1,0 до 1000	Ниже 0,1	$0{,}8 \cdot (2 \cdot U_{ном} + 1)$
			Свыше 0,1	$0{,}8 \cdot (2 \cdot U_{ном} + 1)$, но не менее 1,2
		От 1000 и более	До 3,3 включительно	$0{,}8 \cdot (2 \cdot U_{ном} + 1)$
		От 1000 и более	Свыше 3,3 до 6,6 включительно	$0{,}8 \cdot 2{,}5 \cdot U_{ном}$
		От 1000 и более	Свыше 6,6	$0{,}8\ (2 \cdot U_{ном} + 3)$
	К	40 и более, а также электродвигатели ответственных механизмов*	0,4 и ниже	1,0
			0,5	1,5
			0,66	1,7
			2,0	4,0
			3,0	5,0
			6,0	10,0
			10,0	16,0
		Менее 40	0,66 и ниже	1,0
2. Обмотка ротора синхронных электродвигателей, предназначенных для непосредственного пуска, с обмоткой возбуждения, замкнутой на резистор или источник питания	П	–	–	8-кратное $U_{ном}$ системы возбуждения, но не менее 1,2 и не более 2,8
	К	–	–	1,0

Окончание таблицы Б.7.4

Испытуемый элемент	Вид испытания	Мощность электродвигателя, кВт	Номинальное напряжение электродвигателя, кВ	Испытательное напряжение, кВ
3. Обмотка ротора электродвигателя с фазным ротором	П, К	–	–	$1{,}5 \cdot U_p$**, но не менее 1,0
4. Резистор цепи гашения поля синхронных двигателей	П, К	–	–	2,0
5. Реостаты и пускорегулировочные резисторы	П, К	–	–	$1{,}5 \cdot U_p$**, но не менее 1,0
* Испытание необходимо производить перед капитальным ремонтом (без смены обмоток) после останова электродвигателя до его очистки от загрязнения. ** U_p – напряжение на кольцах при разомкнутом неподвижном роторе и полном напряжении на статоре.				

Б.7.5 П, К. Измерение сопротивления постоянному току

Измерение проводится при холодном состоянии машины.

Б.7.6 Обмотки статора и ротора*

Измерение проводится у электродвигателей на напряжение 3 кВ и свыше.

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

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

Б.7.7 Реостаты и пускорегулировочные резисторы

Для реостатов и пусковых резисторов, установленных на электродвигателях напряжением 3 кВ и свыше, 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 более чем на ±10 % от исходных значений.

При капитальном ремонте проверяется целостность цепей.

Б.7.8 П, К. Измерение воздушного зазора между сталью ротора и статора

Измерение зазоров должно проводиться, 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 более чем на ±10 % от среднего значения.

Б.7.9 П, К. Измерение зазоров в подшипниках скольжения

Увеличение зазоров в подшипниках скольжения более значений, приведенных в таблице Б.7.5, указывает на необходимость перезаливки вкладыша.

Таблица Б.7.5 – Допустимые величины зазоров в подшипниках скольжения электродвигателя

Номинальный диаметр вала, мм	Зазор, мм, при частоте вращения, об/мин		
	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)	(0,096–0,195)	(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)

Б.7.10 П, К. Проверка работы электродвигателя на холостом ходу или с ненагруженным механизмом

Проводится у электродвигателей напряжением 3 кВ и свыше. Значение тока ХХ для вновь вводимых электродвигателей не нормируется.

Значение тока ХХ после капитального ремонта электродвигателя, в том числе со сменой обмотки, не должно отличаться более чем на ±10 % от измеренного значения тока при вводе в эксплуатацию (в соответствии с 4.6.13) при одинаковом напряжении на выводах статора.

Продолжительность проверки электродвигателей должна быть не менее 1 ч.

Б.7.11 П, К, Т, М. Измерение вибрации подшипников электродвигателя

Измерение проводится у электродвигателей напряжением 3 кВ и свыше, а также у всех электродвигателей ответственных механизмов.

Измеренные значения вертикальной и поперечной составляющих вибрации (среднеквадратическое значение виброскорости или размах вибросмещений) на подшипниках электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должны превышать значений, указанных в эксплуатационных документах изготовителя.

При отсутствии таких указаний вибрация подшипников электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должна быть более значений, приведенных в таблице Б.7.6.

Таблица Б.7.6 – Допустимые значения вибрации подшипников электродвигателей

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.

Б.7.12 П, К. Измерение разбега ротора в осевом направлении

Измерение проводится 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*, 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.

* Если в инструкции по эксплуатации электрооборудования не оговорена другая норма.

Б.7.13 П, К. Проверка работы электродвигателя под нагрузкой

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

Б.7.14 П, К. Гидравлическое испытание воздухоохладителя

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

Б.7.15 К. Проверка исправности стержней короткозамкнутых роторов

Проверка проводится 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.

Б.8 Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и масляные реакторы

Б.8.1 П, К. Определение условий включения трансформаторов

При вводе в эксплуатацию новых трансформаторов, автотрансформаторов и масляных реакторов (далее – трансформаторы) и трансформаторов, прошедших капитальный или восстановительный ремонт со сменой обмоток и изоляции (первое включение), контроль осуществляется в соответствии с требованиями настоящего раздела и эксплуатационных документов изготовителей.

При вводе в эксплуатацию трансформаторов, прошедших капитальный ремонт в условиях эксплуатации (без смены обмоток и изоляции), контроль осуществляется в соответствии с требованиями настоящего раздела.

Состояние трансформаторов оценивается путем сопоставления измеренных данных с граничными значениями концентраций газов в масле, а также по скорости роста концентрации газов в масле.

Б.8.2 П, К, М. Оценка влажности твердой изоляции

Осуществляется у трансформаторов напряжением 110 кВ и свыше мощностью 63 МВ·А и более.

Допустимое значение влагосодержания твердой изоляции вновь вводимых трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, – для трансформаторов с пленочной или азотной защитой не более 1 %, и 1,5 % без защиты масла, а для эксплуатируемых трансформаторов – не более 3 % по массе.

Оценка влажности изоляции прямым измерением проводится при капитальных ремонтах трансформаторов, расчетным – первый раз через 12 лет и в дальнейшем через 6 лет.

Влагосодержание твердой изоляции перед вводом в эксплуатацию и при капитальном ремонте определяется по влагосодержанию зало-

женных в бак образцов изоляции. В процессе эксплуатации трансформатора допускается оценка влагосодержания твердой изоляции косвенным методом.

Б.8.3 Измерение сопротивления изоляции

Б.8.3.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток

Сопротивление изоляции обмоток измеряется мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В.

Сопротивление изоляции каждой обмотки вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, приведенное к температуре испытаний, при которых определялись исходные значения, должно быть не менее 50 % от исходных значений.

Для трансформаторов и дугогасящих реакторов сопротивление изоляции обмоток должно быть не менее значений, приведенных в таблице Б.8.1.

Таблица Б.8.1 – Минимально допустимое сопротивление изоляции обмоток трансформаторов и дугогасящих реакторов

Температура обмотки, °С	10	20	30	40	50	60	70
$R_{60''}$, МОм 35 кВ	450	300	200	130	90	60	40
$R_{60''}$, МОм 110 кВ	900	600	400	260	180	120	80

Сопротивление изоляции сухих трансформаторов при температуре обмоток 20 °С – 30 °С должно соответствовать значениям, указанным в таблице Б.8.2.

Таблица Б.8.2 – Минимально допустимое сопротивление изоляции обмоток сухих трансформаторов

Номинальное напряжение трансформатора	Минимально допустимое сопротивление изоляции обмоток
До 1000 В включ.	Не менее 100 МОм
Более 1 до 6 кВ включ.	Не менее 300 МОм
Более 6 кВ	Не менее 500 МОм

Измерения в процессе эксплуатации также проводятся при неудовлетворительных результатах испытаний масла.

При вводе в эксплуатацию сопротивление изоляции измеряется по схемам, применяемым изготовителем, и дополнительно по зонам изоляции (например, ВН – корпус, НН – корпус, ВН – НН) с подсоединением вывода «экран» мегаомметра к свободной обмотке или баку. В про-

цессе эксплуатации допускается проводить только измерения по зонам изоляции.

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

Измерение сопротивления изоляции обмоток должно производиться при температуре изоляции:

– не менее 10 °С у трансформаторов напряжением до 110 кВ включ.;

– не менее 20 °С у трансформаторов напряжением 220–330 кВ.

$R_{60''}$ и $R_{60''}/R_{15''}$ при межремонтных испытаниях не нормируется, но должно учитываться при комплексном рассмотрении результатов испытаний.

Б.8.4 П, К. Измерение сопротивления изоляции конструктивных элементов

Измеряются сопротивления изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно стали и электрических экранов относительно обмоток и магнитопровода.

Измерения проводятся в случае осмотра активной части трансформатора. Используются мегаомметры с номинальным значением испытательного напряжения 1000–2500 В.

Измеренные значения сопротивления изоляции должны быть не менее 2 МОм, а сопротивление изоляции ярмовых балок – не менее 0,5 МОм.

Б.8.4.1 П, К, М. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь (tgδ) изоляции обмоток

Измерения проводятся у трансформаторов напряжением 35 кВ и свыше.

Значения tgδ изоляции обмоток вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, приведенные к температуре испытаний, не должны отличаться от исходных значений в сторону ухудшения более чем на 50 %.

Измеренные значения tgδ изоляции при температуре изоляции 20 °С и более, не превышающие 1 %, считаются удовлетворительными, и их сравнение с исходными данными не требуется.

При вводе в эксплуатацию tgδ изоляции измеряется по схемам, применяемым изготовителем, и дополнительно по зонам изоляции (например, ВН – корпус, НН – корпус, ВН – НН) с подсоединением вывода «экран» измерительного места к свободным обмоткам или баку.

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

Измерение tgδ обмоток должно производиться при температуре изоляции:

– не менее 10 °С у трансформаторов напряжением до 110 кВ включ.;
– не менее 20 °С у трансформаторов напряжением 220–330 кВ.

Б.8.4.2 Оценка состояния бумажной изоляции обмоток по степени полимеризации

Ресурс бумажной изоляции обмоток считается исчерпанным при снижении степени полимеризации бумаги до 250 единиц.

Б.8.5 Испытание изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц

Б.8.5.1 П, К, М. Испытание изоляции обмоток вместе с вводами

При капитальном ремонте с полной заменой обмоток и изоляции испытание повышенным напряжением обязательно для всех типов трансформаторов. Значение испытательного напряжения принимается равным значению испытательного напряжения, установленного изготовителем. При капитальном ремонте с частичной сменой изоляции или при реконструкции трансформатора значение испытательного напряжения равно 0,9 напряжения при заводских испытаниях.

Значения испытательных напряжений приведены в таблицах Б.8.3 и Б.8.4.

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции обмоток маслонаполненных трансформаторов не обязательно.

Сухие трансформаторы испытываются по нормам, приведенным в таблице Б.8.1, для облегченной изоляции.

Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин.

energodoc.by

Таблица Б.8.3 – Испытание напряжением промышленной частоты электрооборудования напряжением до 35 кВ с нормальной и облегченной изоляцией

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Испытательное напряжение, кВ					
	силовые трансформаторы, шунтирующие и дугогасящие реакторы			аппараты, трансформаторы тока и напряжения, токоограничивающие реакторы, изоляторы, вводы, конденсаторы связи, экранированные токопроводы, КРУ и КТП		
	у изготовителя	при вводе в эксплуатацию	в эксплуатации	у изготовителя	перед вводом в эксплуатацию и в эксплуатации	
					фарфоровая изоляция	другие виды изоляции
До 0,69	5,0/3,0	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	96,0(120,0)	95,0(120,0)	85,5(108,0)
110						238,5

Примечания
1 Испытательные напряжения, указанные в виде дроби, распространяются на электрооборудование: числитель – с нормальной изоляцией, знаменатель – с облегченной изоляцией.
2 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.
3 Если электрооборудование изготовителем было испытано напряжением, отличающимся от указанного, испытательные напряжения при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть соответственно скорректированы.
4 Время приложения испытательного напряжения для других видов изоляции – 1 мин.

Таблица Б.8.4 – Испытательные напряжения промышленной частоты герметизированных силовых трансформаторов

Класс напряжения трансформатора, кВ	Испытательное напряжение, кВ		
	у изготовителя	при вводе в эксплуатацию	в эксплуатации
3	10,0	9,0	8,5
6	20,0	18,0	17,0
10	28,0	25,2	23,8
15	38,0	34,2	32,3
20	50,0	45,0	42,5

Б.8.5.2 П, К. Испытание изоляции конструктивных элементов

Испытывается изоляция доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали и электрических экранов относительно обмоток и магнитопровода.

Испытания при вводе в эксплуатацию проводятся в случае вскрытия трансформатора для осмотра активной части.

Значение испытательного напряжения – 1000 В промышленной частоты 50 Гц. Продолжительность испытания – 1 мин.

Допускается проводить испытания 2,5 кВ выпрямленным напряжением в течение 1 мин.

Б.8.5.3 П, К. Испытание изоляции цепей защитной и контрольно-измерительной аппаратуры, установленной на трансформаторе

Испытание проводится 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 – 1000 В. Продолжительность испытания – 1 мин.

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

Б.8.6 П, К, М. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерение проводится на всех ответвлениях, если в паспорте трансформатора нет других указаний.

При наличии реверса или грубой ступени измерения производятся на одном положении реверса или грубой ступени плюс одно положение избирателя после срабатывания предизбирателя.

Значения измеренных сопротивлений обмоток трехфазных трансформаторов на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре не должны отличаться более чем на ±2 % от сопротивлений обмоток других фаз. Если из-за конструктивных особенностей трансформатора это расхождение может быть большим и об этом указано в эксплуатационных документах изготовителя, необходимо руководствоваться нормой на допустимое расхождение, приведенной в паспорте трансформатора.

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

Перед измерением сопротивления обмоток трансформаторов, снабженных устройствами регулирования напряжения, должно быть проведено не менее трех полных циклов переключения.

Измерения в процессе эксплуатации проводятся при неудовлетворительных результатах хроматографического анализа.

Б.8.7 П, К. Проверка коэффициента трансформации

Проверка проводится при вводе в эксплуатацию и при капитальных ремонтах со сменой обмоток или разборкой схемы обмоток трансформаторов.

Измеренное значение коэффициента трансформации при вводе трансформатора в эксплуатацию не должно отличаться более чем на ±2 % от измеренных значений коэффициента трансформации на соответствующих ответвлениях других фаз и от исходных значений, а измеренное значение коэффициента трансформации при капитальном ремонте не должно отличаться более чем на ±2 % от коэффициента трансформации, рассчитанного по напряжениям ответвлений.

Б.8.8 П, К. Проверка группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов

Проверка группы соединений проводится при вводе в эксплуатацию и при капитальных ремонтах со сменой обмоток или разборкой схемы обмоток трансформаторов.

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

Б.8.9 П, К, М. Измерение потерь холостого хода

Измерения проводятся у трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более при напряжении, подводимом к обмотке низшего напряжения, равном указанному в протоколе заводских испытаний (паспорте). 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 более чем на ±5 % от соотношений потерь, приведенных в протоколе заводских испытаний (паспорте).

У однофазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию отличие измеренных значений потерь от исходных не должно превышать 10 % от соотношений, приведенных в протоколе заводских испытаний (паспорте).

Отличие измеренных значений потерь от исходных данных в процессе эксплуатации не должно превышать ±30 %, а соотношения потерь – ±10 %

Если перед этими измерениями проводились работы, связанные с протеканием по обмоткам постоянного тока, или через трансформатор протекал ток несимметричного КЗ, то перед проведением измерений при малом напряжении необходимо снять остаточное намагничивание магнитной системы трансформатора. Допускается не производить размагничивание, когда соотношения потерь не отличаются более чем на ±5 % от предыдущих.

Б.8.10 П, К, М. Измерение сопротивления короткого замыкания ($Z_к$) трансформатора

Измерения проводятся у трансформаторов мощностью 63 МВ·А 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 более чем на ±5 % значения, определенные по напряжению КЗ ($U_к$) трансформатора, на основном ответвлении.

Значения $Z_к$ при измерениях в процессе эксплуатации и при капитальном ремонте не должны превышать более чем на ±3 % исходные значения. У трехфазных трансформаторов дополнительно нормируется различие $Z_к$ по фазам на основном и крайних ответвлениях. Оно не должно превышать ±3 %.

В процессе эксплуатации измерения $Z_к$ проводятся после протекания через трансформатор токов 0,7 и более расчетного тока КЗ трансформатора, а также при неудовлетворительных результатах хроматографического анализа растворенных в масле газов.

Б.8.11 Оценка состояния переключающих устройств

Б.8.11.1 К. Переключающие устройства с ПБВ (переключение без возбуждения)

Оценка состояния переключающих устройств проводится в соответствии с требованиями эксплуатационных документов изготовителей.

Б.8.11.2 П, К, М. Переключающие устройства с РПН (регулирование под нагрузкой)

Оценка состояния переключающих устройств при вводе трансформаторов в эксплуатацию и капитальном ремонте производится в соответствии с требованиями эксплуатационных документов изготовителей.

Круговые диаграммы РПН типа РНТ-9 и РНТ-13, работающих в автоматическом режиме, снимаются один раз в 2 года.

Б.8.12 П, К. Испытание бака на плотность

Испытаниям подвергаются все трансформаторы, кроме герметизированных и не имеющих расширителя.

Испытание производится:

– 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 110 кВ включительно – не менее 10 °С, остальных – не менее 20 °С.

Трансформатор считается маслоплотным, если осмотром после испытания течь масла не обнаружена.

Б.8.13 П, К, Т, М. Проверка устройств охлаждения

Проверка устройств охлаждения при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации трансформаторов производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы охлаждения, входящей в комплект документации изготовителя на данный трансформатор, а при капитальном ремонте – в соответствии с требованиями эксплуатационных документов изготовителей.

Б.8.14 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 эксплуатационных документов изготовителей.

Б.8.15 П, К. Проверка и испытания газового реле, реле давления и струйного реле

Проверка и испытания проводятся в соответствии с инструкциями по эксплуатации соответствующих реле.

Б.8.16 П, К, М. Проверка средств защиты масла от воздействия окружающего воздуха

Проверка воздухоосушителя, установок азотной и пленочной защит масла, термосифонного или адсорбирующего фильтра при вводе трансформатора в эксплуатацию и капитальном ремонте производится в соответствии с требованиями эксплуатационных документов изготовителей.

Влагосодержание силикагеля, подготовленного для термосифонных и адсорбирующих фильтров, должно быть не более 0,5 % по массе.

Б.8.17 Испытание трансформаторного масла

Б.8.17.1 П. Испытание остатков масла в баке трансформаторов, поставляемых без масла

При испытаниях проверяется пробивное напряжение и влагосодержание остатков масла. Пробивное напряжение должно быть не ниже 50 кВ, а влагосодержание не выше 0,0025 % у трансформаторов напряжением 110–330 кВ.

Результаты испытаний учитываются при комплексной оценке состояния трансформатора после транспортировки.

Б.8.17.2 П. Испытание масла в процессе хранения трансформаторов

Испытания проводятся в соответствии с требованиями таблицы Б.34.2.

Б.8.17.3 П, К. Испытание масла при вводе трансформаторов в эксплуатацию

Трансформаторное масло при вводе трансформаторов в эксплуатацию испытывается согласно требованиям разделов Б.26 и Б.34.

Б.8.17.4 К, М. Испытание масла после ввода и в процессе эксплуатации трансформатора

Трансформаторное масло после ввода и в процессе эксплуатации трансформаторов испытывается согласно требованиям разделов Б.26 и Б.34.

Масло в баках контакторов устройств РПН должно быть заменено при пробивном напряжении ниже:

– 25 кВ в контакторах с изоляцией на 10 кВ;

– 30 кВ в контакторах с изоляцией на 35 кВ;

– 35 кВ в контакторах с изоляцией на 110 кВ;

– 40 кВ в контакторах с изоляцией на 220 кВ, а также в контакторах ЗРНОА – 110/1000;

– 45 кВ в контакторах с изоляцией на 330 кВ.

Также должна быть произведена замена масла, если в нем обнаружена вода (ГОСТ 1547 по качественным показателям в соответствии с требованиями ГОСТ 1547).

Пробы масла у трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно не отбираются. При неудовлетворительном сопротивлении изоляции обмоток трансформатора, испытания трансформаторного масла необходимо производить на трансформаторах вне зависимости от мощности.

Б.8.18 П, К. Испытание трансформаторов включением на номинальное напряжение

Включение трансформаторов проводится 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.

Б.8.19 Испытания сухих трансформаторов

Испытания проводятся по Б.8.1, Б.8.4, Б.8.7–Б.8.10 и Б.8.13.

Б.9 Трансформаторы тока

Б.9.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления основной изоляции трансформаторов тока, изоляции измерительного конденсатора и вывода последней обкладки бумажно-масляной изоляции конденсаторного типа проводится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В.

Измерение сопротивления вторичных обмоток и промежуточных обмоток каскадных трансформаторов тока относительно цоколя проводит-

ся мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В.

Измеренные значения сопротивления изоляции должны быть не меньше, чем приведенные в таблице Б.9.1.

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

Таблица Б.9.1 – Допустимые величины сопротивления изоляции

Класс напряжения, кВ	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	5000/3000	3000/1000	1000/500	50(1)/50(1)	1/1
* Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок – при отключенных вторичных цепях, в скобках – с подключенными вторичными цепями.					
Примечание – В числителе указаны значения сопротивления изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе – в процессе эксплуатации.					

Б.9.2 П, К, М. Измерение tgδ изоляции

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

Измеренные значения tgδ, приведенные к температуре 20 °С, должны быть не больше, чем указанные в таблице Б.9.2.

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

Измерение tgδ трансформаторов с маслобарьерной изоляцией не проводится.

Таблица Б.9.2 – Приведенные к температуре 20 °С предельные значения tgδ, %

Тип изоляции	Номинальное напряжение трансформаторов тока, кВ				
	3–15	20–35	110	220	330
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	П. Не более 150 % от заводских измерений, но не свыше 0,8
					М. Не более 150 % от измеренного tgδ у при вводе в эксплуатацию, но не свыше 1,0
Примечание – В числителе указаны значения tgδ основной изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе – в процессе эксплуатации.					

Б.9.3 П, К, М. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

Б.9.3.1 П, К. Испытание повышенным напряжением основной изоляции

Значения испытательного напряжения основной изоляции приведены в таблице Б.8.1. Длительность испытания повышенным напряжением трансформаторов тока с фарфоровой внешней изоляцией – 1 мин, с органической изоляцией – 5 мин.

Допускается проведение испытаний повышенным напряжением основной изоляции трансформаторов тока совместно с ошиновкой. Трансформаторы тока напряжением более 35 кВ не подвергаются испытаниям повышенным напряжением.

Б.9.3.2 П, К, М. Испытание повышенным напряжением изоляции вторичных обмоток

Значение испытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток вместе с присоединенными к ним цепями принимается равным 1000 В.

Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

Б.9.4 П, К. Определение характеристик намагничивания

Характеристика определяется повышением напряжения на одной из вторичных обмоток до начала насыщения, но не свыше 1800 В.

При наличии у обмоток ответвлений характеристика определяется на рабочем ответвлении.

В процессе эксплуатации допускается определение только трех контрольных точек.

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

Отличия значений характеристик намагничивания не должны превышать ±10 % от измеренных значений при заводских испытаниях или от измеренных значений на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым.

Б.9.5 П. Измерение коэффициента трансформации

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

Б.9.6 П, К. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

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

Б.9.7 П, М. Испытания трансформаторного масла

При вводе в эксплуатацию трансформаторов тока свежее сухое трансформаторное масло перед и после заливки (доливки) в трансформаторы должно быть испытано в соответствии с требованиями разделов Б.26 и Б.35.

В процессе эксплуатации трансформаторное масло из трансформаторов тока напряжением:

– до 35 кВ включительно допускается не испытывать,

– 110 кВ и свыше необходимо испытывать в соответствии с требованиями разделов Б.26 и Б.35.

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

Б.9.8 П, К, М. Испытания встроенных трансформаторов тока

Испытания встроенных трансформаторов тока проводятся по Б.9.1, Б.9.3.2, Б.9.4–Б.9.6.

Измерение сопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока проводится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В.

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

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

Б.9.9 П, М. Контроль изоляции под рабочим напряжением

Контроль изоляции трансформаторов тока под рабочим напряжением рекомендуется проводить у трансформаторов тока 330–750 кВ. Измерения проводятся в период с 1 апреля по 1 ноября (включительно) при температуре окружающего воздуха не менее 5 °С, при нормальной схеме распределительного устройства.

Для трансформаторов тока, контролируемых под напряжением, контроль по Б.9.1, Б.9.2 и Б.9.7 дополнительно проводится при неудовлетворительных результатах испытаний по Б.9.9 (таблица Б.9.3).

Таблица Б.9.3 – Предельные значения, %, параметров $\Delta tg\delta$ и $\Delta Y/Y$

Класс напряжения, кВ	При периодическом контроле	При непрерывном контроле
330	1,5	2,0

Контролируемые параметры: отклонения тангенса угла диэлектрических потерь ($\Delta tg\delta$) и электрической емкости ($\Delta C/C$) основной изоляции или (и) отклонение ее модуля полной проводимости ($\Delta Y/Y$). Допускается контроль по одному из параметров ($\Delta tg\delta$ или $\Delta Y/Y$).

Отклонение значений контролируемых параметров определяется как разность результатов двух измерений: очередных и при вводе в работу системы контроля под напряжением.

Предельные значения увеличения электрической емкости изоляции составляют 5 % от измеренного значения при вводе в работу системы контроля под напряжением.

Периодичность контроля трансформаторов тока под рабочим напряжением в зависимости от величины контролируемого параметра до организации непрерывного автоматизированного контроля приведена в таблице Б.9.4.

Периодичность непрерывного автоматизированного контроля определяется ЛПА потребителя.

Таблица Б.9.4 – Периодичность контроля и значения, %, $\Delta tg\delta$ или $\Delta Y/Y$

Класс напряжения, кВ	Значения Δ tgδ и $\Delta Y/Y$, %	Периодичность контроля
330	$0 < \Delta$ tg$\delta < 0,5$	Один раз в 2 месяца
	$0 < \Delta Y/Y < 0,5$	Один раз в 1 месяц
	$0,5 < \Delta$ tg$\delta < 1,5$	Один раз в 1 месяц
	$0,5 < \Delta Y/Y < 1,5$	Два раза в 1 месяц

Б.10 Трансформаторы напряжения

Б.10.1 Электромагнитные трансформаторы напряжения

Б.10.1.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток

Измерение сопротивления изоляции обмотки ВН трансформаторов напряжения проводится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В.

Измерение сопротивления изоляции вторичных обмоток, а также связующих обмоток каскадных трансформаторов напряжения проводится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В.

Измеренные значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть не менее приведенных в таблице Б.10.1. В процессе эксплуатации допускается проведение измерений сопротивления изоляции вторичных обмоток совместно со вторичными цепями.

Таблица Б.10.1 – Допустимые величины сопротивления изоляции, МОм, не менее

Класс напряжения, кВ	Первичная обмотка	Вторичные обмотки*	Связующие обмотки
3–35	100	50(1)	1
110–330	300	50(1)	1
* Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок – при отключенных вторичных цепях; в скобках – совместно с подключенными вторичными цепями.			

Б.10.1.2 П, К, М. Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц

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

Значения испытательного напряжения основной изоляции приведены в таблице Б.8.1.

Длительность испытания трансформаторов напряжения с фарфоровой внешней изоляцией – 1 мин, с органической изоляцией – 5 мин.

Значение испытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток вместе с присоединенными к ним цепями принимается равным 1000 В.

Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

Трансформаторы напряжения с ослабленной изоляцией вывода обмотки ВН испытываются индуктированным напряжением с коэффициентом испытательного напряжения, равным 1,3, при этом основные и дополнительные обмотки низкой стороны должны быть соединены последовательно.

При возникновении феррорезонанса в сети проводятся внеочередные испытания индуктированным напряжением.

Б.10.1.3 П, К. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерение сопротивления обмоток постоянному току проводится у связующих обмоток каскадных трансформаторов напряжения.

Отклонение измеренного сопротивления обмотки постоянному току не должно превышать ±2 % от значения, указанного в паспорте, или измеренного сопротивления обмотки на других фазах. При сравнении измеренного значения сопротивления обмотки с паспортными данными измеренное значение сопротивления должно приводиться к температуре заводских испытаний. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

Б.10.1.4 П, К, М. Испытание трансформаторного масла

При вводе в эксплуатацию трансформаторов напряжения масло должно быть испытано в соответствии с требованиями раздела Б.26.

В процессе эксплуатации трансформаторное масло из трансформаторов напряжения:

– до 35 кВ включительно и герметичных трансформаторов напряжения всех напряжений пробы масла не отбираются;

– 110 кВ и свыше должно быть испытано в соответствии с требованиями государственных стандартов.

У маслонаполненных каскадных трансформаторов напряжения оценка состояния масла в отдельных ступенях проводится по нормам, соответствующим рабочему напряжению ступени, кроме нормы на $\mathrm{tg}\delta$ масла НКФ-330 (таблица Б.26.4).

При резком росте величины $\mathrm{tg}\delta$ в масле трансформатора напряжения НКФ-330 по сравнению с предыдущими значениями трансформатор

должен быть испытан индуктированным напряжением и из ступени, признанной непригодной к эксплуатации, должен быть отобран повторный анализ на tgδ.

Б.10.1.5 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль трансформаторов напряжения проводится в соответствии с указаниями раздела Б.37.

Б.10.2 Емкостные трансформаторы напряжения

Б.10.2.1 П, М. Испытания конденсаторов делителей напряжения

Испытания конденсаторов делителей напряжения проводятся в соответствии с требованиями раздела Б.21.

Б.10.2.2 П, М. Измерение сопротивления изоляции электромагнитного устройства

Измерение сопротивления изоляции обмоток проводится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В.

Периодичность проведения измерений определяется разделом Б.34.

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

Б.10.2.3 П. Испытание электромагнитного устройства повышенным напряжением частотой 50 Гц

Испытаниям подвергается изоляция вторичных обмоток электромагнитного устройства.

Испытательное напряжение – 1,8 кВ.

Длительность приложения напряжения – 1 мин.

Б.10.2.4 П, К, М. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

При вводе в эксплуатацию измерение сопротивления обмоток постоянному току проводится только на положении, установленном изготовителем. Это положение на переключающем устройстве должно быть опломбировано.

Отклонения измеренных значений сопротивления обмоток постоянному току, приведенных к температуре при заводских испытаниях, не должны превышать более чем на ±5 % значения, указанные в паспорте.

Б.10.2.5 П, М. Измерение тока и потерь холостого хода

Измерения тока и потерь холостого хода проводятся при значениях напряжений, установленных в эксплуатационных документах изготовителя.

Отклонение измеренных значений тока и потерь холостого хода не должно превышать ±10 % значений, указанных в эксплуатационных документах изготовителя.

Б.10.2.6 П, М. Испытания трансформаторного масла из электромагнитного устройства

Перед вводом в эксплуатацию определяется пробивное напряжение масла из электромагнитного устройства.

Значение пробивного напряжения масла должно быть не ниже 30 кВ.

При вводе в эксплуатацию свежее сухое трансформаторное масло для заливки (доливки) электромагнитного устройства должно быть испытано в соответствии с требованиями раздела Б.26.

В процессе эксплуатации трансформаторное масло из электромагнитного устройства должно испытываться в соответствии с требованиями разделов Б.26 и Б.34.

Б.10.2.7 П, М. Испытания вентильных разрядников

Испытания вентильных разрядников проводятся согласно указаниям раздела Б.22.

Б.11 Масляные и электромагнитные выключатели

Б.11.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции

Б.11.1.1 Измерение сопротивления изоляции подвижных и направляющих частей, выполненных из органических материалов

Сопротивление изоляции должно быть не менее значений, приведенных в таблице Б.11.1. Измерение сопротивления изоляции должно выполняться мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В.

Таблица Б.11.1 – 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 свыше
П	1000	3000	5000
К, М	300	1000	3000

Б.11.1.2 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления

Измерение должно выполняться согласно указаниям раздела Б.27.

Б.11.2 Испытания вводов

Испытания должны выполняться согласно указаниям раздела Б.24.

Б.11.3 П, К. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

Б.11.3.1 Испытание опорной изоляции и изоляции выключателей относительно корпуса

Испытательное напряжение для выключателей каждого класса напряжения принимается в соответствии с таблицей Б.8.1.

Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин. Если в схему измерения входят детали из органических материалов, время приложения напряжения – 5 мин.

Кроме того, аналогичному испытанию должна подвергаться изоляция межконтактных разрывов маломасляных выключателей на напряжение 6–10 кВ.

Б.11.3.2 Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями раздела Б.27.

При монтаже и ремонтах маломасляных выключателей серии ВМТ должно выполняться измерение сопротивления изоляции каждого нагревательного элемента (в холодном состоянии). Сопротивление изоляции должно быть не менее 1,0 МОм.

Б.11.4 П, К, М. Оценка состояния внутрибаковой изоляции и изоляции дугогасительных устройств баковых масляных выключателей на напряжение 35 кВ

Оценка проводится у баковых масляных выключателей на напряжение 35 кВ в том случае, если при измерении $tg\delta$ вводов на полностью собранном выключателе получены повышенные значения по сравнению с нормами, приведенными в таблице Б.24.1.

Внутрибаковая изоляция и изоляция дугогасительных устройств подлежат сушке, если исключение влияния этой изоляции снижает измеренный $tg\delta$ более чем на ±4 % (абсолютная величина).

Б.11.5 Измерение сопротивления постоянному току

Б.11.5.1 П, К, Т. Измерение сопротивления токоведущего контура контактной системы

Измерения сопротивления постоянному току проводятся пофазно. Их значения не должны превосходить значений, указанных в таблице Б.11.2. Нормы на величины сопротивлений отдельных участков контура указаны в эксплуатационных документах изготовителя.

Таблица Б.11.2 – Значения сопротивлений постоянному току токоведущего контура контактной системы масляных и электромагнитных выключателей

Тип выключателя	Номинальный ток, А	Сопротивление контактов, мкОм, не более
ВПМ-10	630	78
	1000	72
МГ-10, МГ-20	5000	300*
	6000	Нет данных
МГГ-10	3150	18; 240*
	4000	14; 240*
	5000	12; 240*
ВМ-14, ВМ-16	200	350
	600	150
	1000, 1250	100
ВМ-22, ВМ-23	600	150
	1000, 1500	100
ВМГ-133	600	100
	1000	75
ВМГ-10	630	75
	1000	70
ВПМП-10	630	78
	1000	72
ВМПЭ-10	630	50
	1000	40
	1600	30

Продолжение таблицы Б.11.2

Тип выключателя	Номинальный ток, А	Сопротивление контактов, мкОм, не более
ВМПП-10	630	55
	1000	45
	1600	32
ВМП-10, ВМП-10П, ВМП-10К	600	55
	1000	40
	1500	30
ВММ-10	630	85
ВК-10, ВКЭ-10	630	50/45**
	1000	45/40**
	1600	25
ВЭ-10, ВЭС-6	1600	30
	2000–2500	20
	3200–3600	15
ВМД-35	–	410
ВЭМ-6	2000, 3200	45
С-35	630	310
	3200	60
МКП-3.5	1000	250
ВТ-35, ВТД-35	630	550
МКП-110Б	630	1300
	1000	800
МКП-220	2000	1200
У-110-2000-40	2000	320
У-110-2000-50	2000	365
У-220-1000/2000-25	2000	600
У-220-2000-40	2000	450
ВМТ-110	–	115/85***
ВМТ-220	–	115/85***
ММ0-110	1250	180

Окончание таблицы Б.11.2

Тип выключателя	Номинальный ток, А	Сопротивление контактов, мкОм, не более
* Сопротивление дугогасительных контактов. ** В числителе указаны данные для выключателей на номинальный ток отключения 20 кА, в знаменателе – на 31,5 кА. *** В числителе указано сопротивление дугогасительного устройства для выключателей на номинальный ток отключения 25 кА, в знаменателе – на 40 кА.		

Б.11.5.2 П, К, Т. Измерение сопротивления шунтирующих резисторов дугогасительных устройств

Измеренные значения сопротивлений не должны отличаться от данных заводских испытаний более чем на ±3 %.

Б.11.5.3 П, К. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления

Измеренные значения сопротивлений обмоток электромагнитов должны соответствовать нормам заводских испытаний.

Б.11.6 П, К, М. 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, пригодного к эксплуатации, должны соответствовать данным таблицы Б.11.3.

Таблица Б.11.3 – Скоростные и временные характеристики масляных и электромагнитных выключателей

Тип выключателя	Скорость движения контактов, м/с		Собственное время, с, не более	
	при включении/ отключении	максимальная, не более	включения	отключения
ВПМ-10	$(2,3 \pm 0,3)/(2,4 \pm 0,3)$	2,6/3,9	0,300	0,120
МГ-10	$(2,2 \pm 0,2)/(1,8 \pm 0,3)$	–/2,4	0,750	0,135
МГ-20	$(2,0 \pm 0,3)/(1,8 \pm 0,3)$	–/2,3	0,800	0,155
МГГ-10-45У3	$(2,3 \pm 0,3)/(2,5 \pm 0,2)$	2,6/3,6	0,400	0,120
МГГ-10-5000-63У3	$(3,0 \pm 0,3)/(2,5 \pm 0,2)$	3,6/3,6	0,400	0,110
ВМ-14, ВМ-16	1,65/1,22	1,8/1,24	0,240	0,120
ВМ-22	1,6/1,5	–	0,240	0,150

Продолжение таблицы Б.11.3

Тип выключателя	Скорость движения контактов, м/с		Собственное время, с, не более	
	при включении/ отключении	максимальная, не более	включения	отключения
ВМ-23	1,8/1,75	–	0,280	0,150
ВМГ-133	(2,4 – 3)/(1,75 – 2)	3,2/3,2	0,300	0,100
ВМГ-10	(2,0 – 2,6)/(2,1 – 2,7)	2,6/3,9	0,300	0,120
ВПМП-10	(2,4 – 2,8)/(2,2 ± 0,3)	3,2/3,2	0,300	0,120
ВМПЭ-10-630(1000,1600)	(4,7 + 0,3)/(3,0 + 0,3)	5,7/5,0	0,300	0,070
ВМПЭ-10-3150	(4 + 0,4)/(3,1 + 0,3)	5,7/4,5	0,300	0,090
ВМП-10	(4,5 ± 0,5)/(3,4 ± 0,4)	5,0/5,0	0,300	0,100
ВМП-10П	(4,5 ± 0,4)/(3,5 ± 0,3)	6,0/5,0	0,200	0,100
ВММ-10	–/(2,3 + 0,2)	–	0,200	0,100
ВМПП-10-20	(4,2 + 0,4)/(2,5 + 0,2)	–	0,200	0,100
ВМПП-10-31,5	(4,5 + 0,4)/(2,8 + 0,2)	–	0,200	0,100
ВК-10-20-630(1000)	(3,5 + 0,3)/(2,5 ± 0,2)	–	0,075	0,050
ВК-10-20-1600	(3,2 ± 0,3)/(2,3 ± 0,2)	–	0,075	0,050
ВК-10-31,5-630(1000)	(4,2 + 0,4)/(2,5 ± 0,2)	–	0,075	0,050
ВК-10-31,5-1600	(4,0 + 0,4)/(2,3 ± 0,2)	–	0,075	0,050
ВЭ-10-1250(1600)-20	(5,2 + 0,5)/(3,5 + 0,4)	–	0,075	0,060
ВЭ-10-2500(3600)-20	(4,8 + 0,5)/(3,0 + 0,3)	–	0,075	0,060
ВЭ-10-1250(1600)-31,5	(6,5 + 0,6)/(3,5 + 0,4)	–	0,075	0,060
ВЭ-10-2500(3600)-31,5	(5,8 + 0,6)/(3,0 + 0,3)	–	0,075	0,060
ВЭ(С)-6	(5,8 + 0,6)/(3,0 + 0,3)	–	0,075	0,060
ВЭМ-6	(4,0 + 0,5)/(3,4 + 0,6)	–	0,350	0,060
ВКЭ-10-20-630(1000)	(4,0 + 0,4)/(2,5 ± 0,2)	–	0,300	0,070
ВКЭ-10-20-1600	(3,8 + 0,4)/(2,3 ± 0,2)	–	0,300	0,070
ВКЭ-10-31,5-630(1000)	(4,0 + 0,4)/(2,5 ± 0,2)	–	0,300	0,070
ВКЭ-10-31,5-1600	(3,8 + 0,4)/(2,3 ± 0,2)	–	0,300	0,070
С-35-630 с приводом ШПЭ-12	(2,7 ± 0,3)/(1,0 ± 0,2)	(3,0 – 0,3)/ (1,6 ± 0,2)	0,340	0,050
С-35-630 с приводом ПП-67	(2,7 ± 0,3)/(1,0 ± 0,2)	(3,0 – 0,3)/ (1,6 ± 0,2)	0,400	0,120

Окончание таблицы Б.11.3

Тип выключателя	Скорость движения контактов, м/с		Собственное время, с, не более	
	при включении/ отключении	максимальная, не более	включения	отключения
С-35-3200-50 с приводом ШПЭ-38	(2,3 + 0,2)/(1,5 + 0,2)	(3,2 – 0,3)/ (2,4 – 0,2)	0,640	0,055
МКП-35	(1,7 + 0,2)/(1,6 + 0,2)	(3,2 – 0,3)/ (3,6 – 0,2)	0,400	0,050
ВТ-35	(1,8 ± 0,3)/(1,1 ± 0,2)	(2,1 ± 0.3)/ (2,7 ± 0,2)	0,350	0,120
ВМД-35	(1,9 + 0,6)/(0,9 + 0,4)	(2,2 + 0,6)/ (2,8 + 0,6)	0,350	0,060
ВТД-35	(2,2 ± 0,3)/(1,1 ± 0,2)	(2,5 ± 0,2)/ (3,1 ± 0,3)	0,350	0,120
МКП-110	(1,7 + 0,2)/(1,3 + 0,2)	(3,8 – 0,4)/ (2,9 – 0,3)	0,600	0,050
МКП-220	(2,4 + 0,3)/(1,5 ± 0,2)	(4,6 – 0,4)/ (3,2 ± 0,4)	0,0700	0,040
У-110-2000-40	(1,7 + 0,2)/(1,3 + 0,2)	(3,3 – 0,4)/ (3,7 – 0,4)	0,300 (ШПВ)	–
			0,700 (ШПЭ)	0,060
У-110-2000-50	(1,7 + 0,2)/(2,1 + 0,3)	(3,5 – 0,4)/ (3,9 – 0,4)	0,300 (ШПВ)	–
			0,700 (ШПЭ)	0,050
У-220-1000/2000-25	(1,9 + 0,2)/(1,3 + 0,2)	(4,6 – 0,4)/ (3,8 – 0,4)	0,800	0,050
У-220-2000-40	(1,3 + 0,2)/(2,0 + 0,3)	(4,3 – 0,4)/ (3,6 – 0,4)	0,750	0,045
ВМТ-110,ВМТ-220 (25 кА)	(2,7 – 3,3)/(2,3 – 2,9)	–	0,130	0,035
ВМТ-110, ВМТ-220 (40 кА)	(2,7 – 3,3)/(2,3 – 2,9)	–	0,130	0,030
ММ0-110	(6,0 ± 0,2)/(5,3 ± 0,2)	–	0,150	0,050
Примечание – В числителе приведена скорость при замыкании контактов, в знаменателе – при их размыкании.				

Б.11.7 П, К, Т. Измерение хода подвижных частей, вжима контактов при включении, одновременности замыкания и размыкания контактов выключателей

Измеренные значения хода подвижных частей выключателей, вжима контактов должны соответствовать данным таблицы Б.11.4.

Таблица Б.11.4 – Нормы на ход подвижных частей выключателей

Тип выключателя	Ход подвижных частей, мм	Ход в контактах (вжим), мм	Разновременность замыкания и размыкания контактов, мм, не более
ВПМ-10	(210 ± 5)	(45 ± 5)	5
МГ-10	(425 ± 15)	(90 ± 2)	5
МГ-20	(475 – 500)	(90 ± 2)	5
МГГ-10-3150(4000,5000)-45	(295 ± 5)	(90 – 95)/(18 ± 2)*	4
МГГ-10-5000-63	(290 ± 5)	(90 – 95)/(22 ± 4)*	6(4)
ВМ-14	–	–	4
ВМ-16	(133 ± 3)	(50 ± 5)	5
ВМ-22, ВМ-23	(200 ± 5)	(40 ± 5)	6
ВМГ-133	(250 ± 5)	(40 ± 5)	2
ВМГ-10	(210 ± 5)	(45 ± 5)	5
ВПМП-10	(210 ± 5)	(45 ± 5)	5
ВМПЭ-10-630 (1000,1600)	(204 ± 3)	(55 ± 4)	5
ВМПЭ-10-3150	(235 ± 5)	(77 ± 6)	7
ВМП-10, ВМП-10П, ВМП-10К	(240 – 245)	(59 ± 4)/–	5
ВММ-10	180	(35 ± 3)/–	5
ВМПП-10	(207 ± 4)	(59 ± 4)/–	5
ВК-10, ВКЭ-10	(158 ± 2)	(29 – 32)	3
ВЭ-10, ВЭ(С)-6	–	(26 – 31)	–
		(7,5 – 9)*	1*
С-35-630-10	(228 ± 6)	(10 ± 1)	1
С-35-3200-50	(280 ± 5)	(20 ± 1)	1
МКП-35	(260 – 275)	(15 ± 1)	2
ВТ-35, ВТД-35	(230 ± 10)	(8 – 13)	2
ВМД-35	(235 ± 10)	(12 ± 2)	2

Окончание таблицы Б.11.4

Тип выключателя	Ход подвижных частей, мм	Ход в контактах (вжим), мм	Разновременность замыкания и размыкания контактов, мм, не более
МКП-110	(465 ± 10)	(8 ± 1)	2
МКП-220	(800 ± 10)	(8 ± 1)	1
У-110-2000-40	(465 ± 10)	(10 ± 1)	2
У-110-2000-50	(485 ± 15)	(20 ± 1)	2
У-220-1000/2000-25	(795 ± 10)	(7 – 10)	2
У-220-2000-40	(730 ± 10)	(20 ± 1)	2
ВМТ-110, ВМТ-220	(492 ± 3)	(57 – 60)	–
ММО-110	+10	(80 ± 5)	5
	420		
	–5		
* Нормы приведены для главных контактов.			

Б.11.8 П, К, Т. Проверка регулировочных и установочных характеристик механизмов приводов и выключателей

Проверка проводится в объеме и по нормам эксплуатационных документов изготовителя каждого типа привода и выключателя.

Б.11.9 П, К, Т. Проверка действия механизма свободного расцепления

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

Механизм свободного расцепления проверяется в работе при полностью включенном положении привода в момент замыкания первичной цепи выключателя и в одном-двух промежуточных его положениях.

Б.11.10 П, К. Проверка минимального напряжения (давления) срабатывания выключателей

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

Минимальное напряжение срабатывания должно соответствовать нормам, установленным изготовителями выключателей. Минимальное напряжение срабатывания электромагнитов управления выключателей с пружинными приводами должно определяться при рабочем натяге

(грузе) рабочих пружин согласно указаниям эксплуатационных документов изготовителей и ТНПА.

Значения давлений срабатывания пневмоприводов должны быть на 20 % – 30 % меньше нижнего предела рабочего давления.

Б.11.11 П, К, Т. Испытание выключателей многократными опробованиями

Многократные опробования выключателей – выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (включено-отключено без выдержки времени обязательны для всех выключателей; отключено-включено и отключено-включено-отключено обязательны для выключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) должны проводиться 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.

Б.11.12 П, К, М. Испытания трансформаторного масла выключателей

Испытания должны выполняться при вводе выключателей в эксплуатацию после монтажа, капитального, текущего и непланового ремонтов, в межремонтный период и проводиться в соответствии с требованиями разделов Б.26 и Б.35.

В процессе эксплуатации испытания трансформаторного масла баковых выключателей на напряжение 110 кВ и свыше при выполнении ими предельно допустимого числа коммутаций (отключений и включений) токов КЗ или токов нагрузки без ремонта должны проводиться в соответствии с требованиями разделов Б.26 и Б.35.

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) может не испытываться, а заменяться свежим или регенерированным.

Б.11.13 Испытания встроенных трансформаторов тока

Испытания должны выполняться в соответствии с указаниями раздела Б.9.

Б.11.14 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев рабочих и дугогасительных контактов, а также контактных соединений токоведущего контура выключателя, а также работоспособность обогрева выключателей (раздел Б.37).

Б.12 Выключатели нагрузки

Б.12.1 П, К. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение должно выполняться согласно указаниям раздела Б.27.

Б.12.2 П, К. Испытания изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц

Продолжительность приложенного напряжения – 1 мин.

Б.12.2.1 Испытание изоляции выключателя нагрузки

Испытательное напряжение должно соответствовать данным таблицы Б.8.1.

Б.12.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться согласно указаниям раздела Б.27.

Б.12.3 П, К, Т. Измерение сопротивления постоянному току

Б.12.3.1 Измерение сопротивления токоведущего контура контактной системы выключателя

Результаты измерения сопротивления токоведущего контура полюса и каждой пары рабочих контактов должны соответствовать данным заводских испытаний, а при их отсутствии – данным первоначальных измерений, отличающимся не более чем на 10 %.

Б.12.3.2 Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления

Результаты должны соответствовать данным заводских испытаний, а при их отсутствии – данным первоначальных измерений.

Б.12.4 К. Определение степени износа дугогасящих вкладышей

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

Б.12.5 К, Т. 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.

Б.12.6 П, К, Т. Проверка действия механизма свободного расцепления

Проверка должна выполняться согласно указаниям Б.11.9.

Б.12.7 П, К, Т. Проверка срабатывания привода при пониженном напряжении на выводах электромагнитов

Проверка должна выполняться в соответствии с указаниями Б.11.10.

Б.12.8 П, К, Т. Испытание выключателей нагрузки многократными опробованиями

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

Б.12.9 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура выключателя.

Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями раздела Б.37.

Б.13 Элегазовые выключатели

Б.13.1 П, Т. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение должно выполняться согласно указаниям раздела Б.27.

Б.13.2 П, Т. Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями раздела Б.27.

Б.13.2.1 Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытание электрической прочности изоляции производится на полностью собранном аппарате напряжением 35 кВ и ниже. Продолжительность приложенного напряжения – 1 мин.

Значение испытательного напряжения принимается согласно данным таблицы Б.27.1.

Б.13.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться в соответствии с указанием раздела Б.27.

Б.13.3 Измерение сопротивления постоянному току

Б.13.3.1 П, 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.

Б.13.3.2 П, Т. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления и добавочных резисторов в их цепи

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать нормам заводских испытаний.

Б.13.3.3 П, Т. Проверка минимального напряжения срабатывания выключателей

Выключатели должны срабатывать при следующих отклонениях напряжения питающей сети при номинальном давлении элегаза в полостях выключателя:

а) при питании привода от источника постоянного тока:

1) электромагнита включения – 85 % – 100 % $U_{ном}$;

2) электромагнита отключения – 70 % – 100 % $U_{ном}$;

б) при питании привода от сети переменного тока:

1) электромагнитов включения и отключения – 85 % – 100 % $U_{ном}$;

Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

Б.13.3.4 П, Т. Испытания конденсаторов делителей напряжения

Испытания должны выполняться согласно указаниям раздела Б.21.

Значение измеренной электрической емкости должно соответствовать норме, установленной изготовителем.

Б.13.3.5 П, Т. Проверка характеристик выключателя

При проверке работы элегазовых выключателей должны определяться характеристики, установленные эксплуатационными документами изготовителя. Результаты проверок и измерений должны соответствовать паспортным данным. Виды операций и сложных циклов, значения давлений в резервуаре привода и напряжений оперативного тока, при ко-

торых должна производиться проверка характеристик выключателей, приведены в таблице Б.13.1.

Таблица Б.13.1 – Условия и число опробований выключателей при наладке

Операция или цикл	Давление при опробовании	Напряжение на выводах электромагнитов	Число операций и циклов
1 Включение	Наименьшее срабатывание	Номинальное	3
2 Отключение	»	»	3
3 Включено-отключено	»	»	2
4 Включение	Наименьшее рабочее	»	3
5 Отключение	»	»	3
6 Включено-отключено	»	»	2
7 Включение	Номинальное	»	3
8 Отключение	»	»	3
9 Отключено-включено	»	»	2
10 Включение	Наибольшее рабочее	0,7 номинального	2
11 Отключение	»	»	2
12 Включено-отключено	»	Номинальное	2
13 Отключено-включено-отключено	»	»	2
14 Отключено-включено-отключено	Наименьшее для АПВ	»	2
Примечание – При выполнении операций и сложных циклов (пункты 4–9, 12–14) должны быть определены зачетные осциллограммы.			

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.

Б.13.3.6 П, Т. Испытание выключателей многократными опробованиями

Многократные опробования – выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (включено-отключено без выдержки времени между операциями – для всех выключателей; отключено-включено и отключено-включено-отключено – для выключателей, предназначен-

ных 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 Б.13.1.

Б.13.3.7 П, Т. Проверка герметичности

Проверка давления в дугогасительном устройстве элегазовых выключателей производится по манометру. Указатель манометра должен находиться в зеленой зоне. При оценке должна приниматься во внимание температура окружающей среды. Для выключателей напряжением до 24 кВ включительно применяется переносной манометр.

Проверка герметичности производится при снижении менее допустимого значения давления. Она может осуществляться:

а) с помощью течеискателя или детектора газопроницаемости. При этом обследуются места уплотнений стыковых соединений и сварных швов выключателей. Результат испытания на герметичность считается удовлетворительным, если выходное средство измерения течеискателя (индуктора) не показывает утечки;

б) с помощью мыльной воды (две весовые части воды и одна часть бесщелочного мыла).

Испытание проводится при номинальном давлении элегаза.

Б.13.3.8 Проверка качества газа на влажность и кислотность

Объем проверки элегаза на влажность и кислотность и величины измеренных параметров должны соответствовать значениям, указанным в эксплуатационных документах изготовителя.

Сертифицированные элегазовые выключатели в течение всего срока службы не требуют обслуживания в части обеспечения качества элегаза.

Б.13.3.9 П, Т. Испытания встроенных трансформаторов тока

Испытания должны выполняться в соответствии с указаниями раздела Б.9.

Б.13.3.10 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура выключателя.

Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями раздела Б.37.

Б.14 Вакуумные выключатели

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

Измерение проводится согласно указаниям раздела Б.27.

Б.14.2 П, К. Испытание изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц

Время приложения напряжения – 1 мин.

Б.14.2.1 Испытание изоляции выключателя

Значение испытательного напряжения принимается согласно таблице Б.8.1.

У вакуумных выключателей при вводе в эксплуатацию необходимо провести «формирование» вакуумной камеры (при испытании повышенным напряжением межконтактных разрывов его нужно довести до нормы многократной, 3–4 раза, подачей повышенного напряжения); если довести до нормы не удается, выключатель признается непригодным к эксплуатации из-за потери вакуума.

Б.14.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытания проводятся согласно указаниям раздела Б.27.

Б.14.3 П, К, Т. Измерение сопротивления постоянному току

Б.14.3.1 Измерение сопротивления токоведущего контура

Сопротивление токопровода (между токоведущими стержнями без розеточных контактов) должно быть не более значений, приведенных в таблице Б.14.1.

Таблица Б.14.1 – Предельные значения сопротивлений постоянному току токоведущего контура выключателей

Тип выключателя	Изготовитель	Сопротивление каждого полюса, мкОм, не более
ВВЭ-10-20/630	Минусинский завод вакуумных выключателей	60
ВВЭ-10-20/1000	»	55
ВВЭ-10-20/1600	»	38
ВБПС-10-20/630	»	60
ВБПС-10-20/630	»	80
ВБПС-10-20/1000	»	50
ВБПС-10-20/1600	»	40
ВБЭ-10	ГНПП «Контакт», г. Саратов	50
ВВ/TEL-10	«Таврида Электрик», г. Севастополь	50
ВВЭ-10-20/630	РЗВА, г. Ровно	45

Окончание таблицы Б.14.1

Тип выключателя	Изготовитель	Сопротивление каждого полюса, мкОм, не более
ВВЭ-10-31,5/630	»	40
ВВЭ-10-20/1600	»	40
ВВЭ-10-31,5/1000	»	40
ВВЭ-10-20/1600	»	25
ВВЭЛ 0-31,5/1600	»	25
ВВЭ-10-31,5/2000	»	15
ВВЭ-10-31,5/3150	»	15
Примечание – Предельные значения сопротивления каждого полюса выключателей других типов – по эксплуатационным документам изготовителя.		

Б.14.3.2 П, К, Т. Сопротивление постоянному току электромагнитов управления

Сопротивления электромагнитов управления выключателей должны соответствовать пределам значений, указанным изготовителем на табличке катушек электромагнитов.

Сопротивления электромагнитов управления выключателем Ровенского завода высоковольтной аппаратуры должны соответствовать нормам, приведенным в таблице Б.14.2.

Таблица Б.14.2 – Нормы на сопротивления постоянному току катушек управления ВВЭ-10 Ровенского завода высоковольтной аппаратуры

Номинальное напряжение, В	Номинальный ток выключателя, А	Сопротивление, Ом
Электромагнит включения		
110	(630–1600)	(0,72 ± 0,03)
	2000, 3150	(0,54 ± 0,03)
220	(630–1600)	(2,50 ± 0,12)
	2000, 3150	(1,92 ± 0,03)
Электромагнит отключения		
110	(630–3150)	(23,5 ± 1,2)
220	(630–3150)	(97,0 ± 0,14)

Б.14.4 К, Т. Определение степени износа контактов

Износ контактов в процессе эксплуатации определяется как разность расстояния между подвижными контактами и произвольно выбранной точкой отсчета или по ширине окрашенной полосы на подвижном контакте камеры, измеренных расстояний до начала эксплуатации и во время проверки. Размеры, полученные до начала эксплуатации, рекомендуется заносить в паспорт выключателя.

При износе контактов выключателей ВВЭ-10 на 4–4,6 мм, ВБП-10 на 3 мм, а других выключателей по значениям, установленным в эксплуатационных документах изготовителей, дугогасительные камеры необходимо заменить.

Б.14.5 П, К, Т. Проверка минимального напряжения срабатывания выключателя

Электромагниты управления вакуумных выключателей должны срабатывать:

– электромагниты включения при напряжении не ниже $0{,}85 \cdot U_{ном}$;
– электромагниты отключения при напряжении не ниже $0{,}7 \cdot U_{ном}$.

Б.14.6 П, К, Т. Измерение временных характеристик выключателей

Временные характеристики должны соответствовать нормам, приведенным в таблице Б.14.3, а для выключателей, отсутствующих в таблице, – нормам заводских испытаний.

Б.14.7 П, К, Т. Измерение хода подвижных частей и одновременности замыкания контактов

Измеренные значения хода подвижных частей и одновременности замыкания контактов должны соответствовать данным таблицы Б.14.3, а для выключателей, отсутствующих в таблице, – нормам заводских испытаний.

Таблица Б.14.3 – Нормы на характеристики вакуумных выключателей

Характеристика	ВВЭ-10*	ВВВ-10-2/320	ВВ/TEL-10, ВВ/TEL-6	ВБАС-10	ВБЭ-10
Собственное время отключения, с, не более	0,030/0,055	0,080	0,010	0,035	0,040
Собственное время включения, с, не более	0,20/0,30	–	0,07	0,06	0,10
Бестоковая пауза АПВ минимальная, с, не более	0,3/0,3	0,4	0,3	0,3	0,3

Окончание таблицы Б.14.3

Характеристика	ВВЭ-10*	ВВВ-10-2/320	ВВ/TEL-10, ВВ/TEL-6	ВБАС-10	ВБЭ-10
Ход подвижных контактов, мм	(12–13)/ (12–13)	4–5	–	(8+1)	(8+1)
Вжим контактов, мм	(5,5–7)/(5,5–7)	2–2,5	–	–	3,0
Разновременность замыкания контактов полюсов, мм, не более	1,2/1,2	–	–	–	–
* В числителе приведены значения для выключателей, выпускаемых Минусинским заводом вакуумных выключателей, а в знаменателе – Ровенским заводом высоковольтной аппаратуры.					

Б.14.8 П, К,Т. Испытание выключателей многократными опробованиями

Число операций сложных циклов, подлежащих выполнению выключателем при номинальном напряжении на выводах электромагнитов, должно составлять:

– 3–5 операций включения-отключения;
– 2–3 цикла ВО без выдержки времени между операциями.

Б.14.9 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура выключателей.

Тепловизионный контроль проводится в соответствии с указаниями раздела Б.37.

Б.15 Разъединители, отделители и короткозамыкатели

Б.15.1 П, К, Т, М. Измерение сопротивления изоляции

Б.15.1.1 Измерение сопротивления изоляции поводков тяг, выполненных из органических материалов

Измерение должно выполняться мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В. Результаты измерений сопротивления изоляции должны быть не менее значений, приведенных в таблице Б.11.1.

Б.15.1.2 Измерение сопротивления изоляции многоэлементных изоляторов

Измерение должно выполняться согласно указаниям раздела Б.18.

В эксплуатации может применяться метод измерения распределения напряжения по элементам.

Б.15.1.3 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления

Измерение должно выполняться согласно указаниям раздела Б.27.

Б.15.2 П, Т. Испытание изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц

Б.15.2.1 Испытание основной изоляции

Изоляция, состоящая из одноэлементных опорных изоляторов, должна подвергаться испытаниям согласно указаниям таблицы Б.8.1.

Изоляция, состоящая из многоэлементных изоляторов, должна подвергаться испытаниям согласно указаниям раздела Б.18.

Продолжительность приложения напряжения – 1 мин.

Испытание повышенным напряжением опорно-стержневых изоляторов необязательно.

Б.15.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться согласно указаниям раздела Б.27.

Б.15.3 П, Т. Измерение сопротивления постоянному току

Б.15.3.1 Измерение сопротивления контактной системы разъединителей и отделителей

Измерение должно выполняться между точками «контактный вывод – контактный вывод». Результаты измерений сопротивлений должны соответствовать нормам заводских испытаний, а при их отсутствии – данным таблицы Б.15.1.

Таблица Б.15.1 – Допустимые значения сопротивлений контактных систем разъединителей

Тип разъединителя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Допустимое значение сопротивления, мкОм
РЛН	35–220	600	220
РОНЗ	500	2000	200
Остальные типы	Все классы напряжения	600	175
		1000	120
		1500–2000	50

Б.15.3.2 Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления отделителей и короткозамыкателей

Результаты измерений сопротивлений обмоток должны соответствовать нормам заводских испытаний.

Б.15.4 П, Т. Измерение контактных давлений в разъемных контактах

Результаты измерений должны соответствовать нормам заводских испытаний.

Б.15.5 П, Т. Проверка работы разъединителя, отделителя и короткозамыкателя

Аппараты с ручным управлением должны быть проверены выполнением пяти операций включения и пяти операций отключения.

Аппараты с дистанционным управлением должны быть также проверены выполнением пяти операций включения и такого же числа операций отключения при номинальном напряжении на выводах электромагнитов и электродвигателей управления.

Б.15.6 П, Т. Определение временных характеристик

Определение временных характеристик обязательно для отделителей и короткозамыкателей.

Результаты измерений должны соответствовать значениям, установленным изготовителем.

У разъединителей, коммутирующих участки ненагруженных систем шин на подстанциях 110 кВ и свыше, производится проверка разъединителей на синхронность движения ножей. Разность межконтактных промежутков трех фаз разъединителей во время включения не должна превышать ±10 % максимально пробиваемых межконтактных расстояний при коммутациях холостых шин, а во время отключения не должна превышать нижней границы диапазона, указанного в таблице Б.15.2.

Таблица Б.15.2

Класс напряжения, кВ	Максимально пробиваемые межконтактные расстояния при коммутациях холостых шин, см	
	Отключение	Включение
110	(15–45)	20
220	(30–90)	45
330	(55–120)	60

Б.15.7 П, Т. Проверка работы механической блокировки

Блокировка не должна позволять оперировать главными ножами при включенных заземляющих ножах и, наоборот, оперировать заземляющими ножами при включенных главных ножах.

Б.15.8 Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура.

Тепловизионный контроль проводится в соответствии с указаниями раздела Б.37.

Объем и нормы испытаний элементов КРУ (выключатели, силовые и измерительные трансформаторы, разрядники, разъединители, кабели и т. п.) приведены в соответствующих разделах.

Б.16 Комплектные распределительные устройства*

* Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией испытываются в соответствии с требованиями эксплуатационной документации изготовителя для каждого типа КРУЭ.

Б.16.1 П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции

Б.16.1.1 Измерение сопротивления изоляции элементов из органических материалов

Измерения проводятся мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В.

Сопротивление изоляции должно быть не менее значений, приведенных в таблице Б.11.1.

Б.16.1.2 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей

Измерение проводится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения от 500 до 1000 В. Сопротивление изоляции каждого присоединения вторичных цепей со всеми присоединенными аппаратами (реле, приборы, вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения и т. п.) должно быть не менее 1 МОм.

Б.16.2 П, К. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

Б.16.2.1 Испытание изоляции первичных цепей ячеек

Испытательное напряжение устанавливается согласно таблице Б.8.1. Продолжительность приложения испытательного напряжения для фарфоровой изоляции – 1 мин.

Если изоляция ячеек содержит элементы из твердых органических материалов, продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 5 мин.

Б.16.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей

Испытание должно выполняться согласно указаниям раздела Б.27.

Б.16.3 П, К, Т. Проверка соосности и величины вхождения подвижных контактов в неподвижные

Б.16.3.1 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.

Б.16.3.2 Вхождение подвижных контактов в неподвижные

Вхождение подвижных контактов в неподвижные должно быть не менее 15 мм, запас хода – не менее 2 мм.

Б.16.4 П, К, Т. Измерение сопротивления постоянному току

Б.16.4.1 Измерение сопротивления постоянному току разъемных контактов

Сопротивление разъемных контактов не должно превышать значений, приведенных в таблицах Б.16.1 и Б.32.4, Б.32.5.

Таблица Б.16.1 – Допустимые значения сопротивлений постоянному току элементов КРУ

Измеряемый элемент*	Допустимые значения сопротивления
1. Втычные контакты первичной цепи	Допустимые значения сопротивления контактов приведены в эксплуатационных документах изготовителя. В случаях если значения сопротивления контактов не приведены в эксплуатационных документах 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 более – 33 мкОм
2. Связь заземления выдвижного элемента с корпусом	Не более 0,1 Ом
* Измерение выполняется, если позволяет конструкция КРУ.	

Б.16.5 П, К. Контроль сборных шин

Контроль контактных соединений сборных шин должен выполняться согласно указаниям раздела Б.18.

Б.16.6 П, К, Т. Механические испытания

Испытания включают:

– 5-кратное вкатывание и выкатывание выдвижных элементов с проверкой соосности разъединяющих контактов главной цепи, работы шторочного механизма, блокировок, фиксаторов;

– проверку работы и состояния контактов заземляющего разъединителя.

Б.17 Комплектные экранированные токопроводы 6 кВ и свыше

Объем и нормы испытаний оборудования, встроенного в токопровод (измерительные трансформаторы, коммутационная аппаратура, вентильные разрядники и т. п.), приведены в соответствующих разделах настоящего приложения.

Б.18 Сборные и соединительные шины

Б.18.1 П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции подвесных и опорных фарфоровых изоляторов

Измерение проводится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 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.

Б.18.2 П, К, Т. Испытание изоляции шин повышенным напряжением частотой 50 Гц

Значения испытательного напряжения приведены в таблице Б.8.1. Вновь устанавливаемые многоэлементные или подвесные изоляторы должны испытываться повышенным напряжением 50 кВ частотой 50 Гц, прикладываемым к каждому элементу изолятора. Длительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

Б.18.3 Проверка состояния вводов и проходных изоляторов

Проводится в соответствии с положениями раздела Б.24.

Б.18.4 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль проводится в соответствии с указаниями раздела Б.37.

Б.18.5 П, К, Т. Контроль контактных соединений

Контроль проводится в соответствии с положениями раздела Б.32.

Б.19 Токоограничивающие сухие реакторы

Б.19.1 П, Т. Измерение сопротивления изоляции относительно болтов крепления

Измерение проводится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения от 1000 до 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.

Б.19.2 П, М. Испытание опорных изоляторов реактора повышенным напряжением частотой 50 Гц

Испытательное напряжение опорных изоляторов полностью собранного реактора принимается согласно таблице Б.8.1.

Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

Испытание опорных изоляторов повышенным напряжением промышленной частоты может проводиться совместно с изоляторами ошиновки ячейки.

Б.20 Электрофильтры

Б.20.1 П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции обмоток трансформатора агрегата питания

Измерение проводится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения от 1000 до 2500 В. Сопротивление изоляции обмоток напряжением 380 (220) В вместе с подсоединенными к ним цепями должно быть не менее 1 МОм.

Сопротивление изоляции обмоток ВН должно быть не менее 50 МОм при температуре 25 °С или должно быть не менее 70 % от значения, указанного в паспорте агрегата.

Б.20.2 П, К. Испытание изоляции цепей 380 (220) В агрегата питания

Испытание изоляции проводится напряжением 2 кВ частотой 50 Гц в течение 1 мин*.

_____

* Элементы, работающие при напряжении 60 В и свыше, должны быть отключены.

Б.20.3 П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции кабеля высокого напряжения

Измеренное значение сопротивления изоляции мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В должно быть не менее 10 МОм.

Б.20.4 П, К. Испытание изоляции кабеля высокого напряжения и концевых кабельных муфт

Испытание производится напряжением 75 кВ постоянного тока в течение 30 мин.

Б.20.5 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.

Б.20.6 П, К, Т, М. Проверка исправности заземления элементов оборудования

Проводится 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 ВН, люкам лазов, дверкам изоляторных коробок, коробкам кабельных муфт, фланцам изоляторов и другим металлическим конструкциям согласно проекту.

Б.20.7 П, К, М. 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.

Б.20.8 П, К, Т. Определение вольт-амперных характеристик

Вольт-амперные характеристики электрофильтра (зависимость тока короны полей от приложенного напряжения) определяются на воздухе и дымовом газе согласно указаниям таблицы Б.20.1.

Таблица Б.20.1 – Указания по определению характеристик электрофильтров

Испытуемый объект	Порядок определения вольт-амперных характеристик	Требования к результатам испытаний
1. Каждое поле на воздухе	Вольт-амперная характеристика определяется при плавном повышении напряжения с интервалами отклонения токовой нагрузки ±(5 % – 10 %) номинального значения до предпробойного уровня. Она определяется при включенных в непрерывную работу механизмах встряхивания электродов и дымососах	Пробивное напряжение на электродах должно быть не ниже 40 кВ при номинальном токе короны в течение 15 мин
2. Все поля электрофильтра на воздухе	»	Отклонение характеристик, определенных в начале и конце 24 ч испытания, не должны отличаться более чем на ±10 % друг от друга
3. Все поля электрофильтра на дымовом газе	Вольт-амперная характеристика определяется при плавном повышении напряжения до предпробойного уровня (восходящая ветвь) с интервалами отклонения токовой нагрузки ±(5 % – 10 %) номинального значения, а при плавном снижении напряжения (нисходящая ветвь) с теми же интервалами токовой нагрузки. Она определяется при номинальной паровой нагрузке котла и включенных в непрерывную работу механизмах встряхивания электродов	Отклонение характеристик, определенных в начале и конце 72 ч испытания, не должны отличаться более чем на ±10 % друг от друга

Б.21 Конденсаторы

Объем 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.

Б.21.1 П, М. Проверка состояния конденсатора

Проводится путем визуального контроля.

При обнаружении течи (капельной или другой) жидкого диэлектрика конденсатор признается непригодным к эксплуатации независимо от результатов остальных испытаний.

Б.21.2 П, М. Измерение сопротивления разрядного резистора конденсаторов

Сопротивление разрядного резистора не должно превышать 100 МОм.

Б.21.3 П, М. Измерение электрической емкости

Электрическая 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).

Измерение электрической емкости является обязательным после испытания конденсатора повышенным напряжением.

Отклонения измеренных значений электрической емкости конденсаторов от паспортных не должны выходить за пределы, указанные в таблице Б.21.1.

Таблица Б.21.1 – Допустимое отклонение электрической емкости конденсаторов

Наименование	Допустимое отклонение измеренной электрической емкости конденсатора относительно паспортного значения, %	
	при первом включении	в эксплуатации
Конденсаторы связи, отбора мощности и делительные	±5	±5
Конденсаторы для повышения коэффициента мощности и конденсаторы, используемые для защиты от перенапряжений	±5	±10
Конденсаторы продольной компенсации	+5	±10
	–10	

При контроле конденсаторов под рабочим напряжением оценка их состояния проводится сравнением измеренных значений емкостного тока или напряжения конденсатора с исходными данными или значениями, полученными для конденсаторов других фаз (присоединений).

Б.21.4 П, М. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь

Измерение проводится на конденсаторах связи, конденсаторах отбора мощности и конденсаторах делителей напряжения.

Измеренное значение $\mathrm{tg}\delta$ не должно превышать ±0,3 % (при температуре 20 °С) при первом включении и ±0,8 % в эксплуатации.

Б.21.5 П. Испытание повышенным напряжением

Проводится только для конденсаторов для повышения коэффициента мощности и защитных конденсаторов.

Испытывается изоляция относительно корпуса при закороченных выводах конденсатора.

Величина и продолжительность приложения испытательного напряжения регламентируются эксплуатационными документами изготовителей.

Испытательные напряжения промышленной частоты для различных конденсаторов:

Таблица Б.21.2 – Допустимое отклонение электрической емкости 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
0,66	2,6
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 промышленной частоты могут быть заменены одноминутным испытанием выпрямленным напряжением удвоенного значения по отношению к указанным испытательным напряжениям.

Б.21.6 П. Испытание батарей конденсаторов

Испытание проводится трехкратным включением батарей на номинальное напряжение с контролем значений токов по фазам. Отклонение значений токов в фазах не должно быть более ±5 % от значений токов на других фазах.

Б.21.7 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль проводится в соответствии с указаниями, содержащимися в разделе Б.37.

Б.22 Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений

Б.22.1 П, К*, М. Измерение сопротивления разрядников и ограничителей перенапряжения

* Элементы, работающие при напряжении 60 В и свыше, должны быть отключены.

Измерение проводится:

– на разрядниках и ограничителях перенапряжения (ОПН) с номинальным напряжением ниже 3 кВ; – мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В;

– на разрядниках и ОПН с номинальным напряжением 3 кВ и выше – мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В.

Измерение сопротивления проводится перед включением в работу и при выводе в плановый ремонт оборудования, к которому подключены защитные аппараты, но не реже одного раза в 4 года.

Сопротивление разрядников РВН, РВП, РВО, GZ должно быть не менее 1000 МОм.

Сопротивление ОПН до 3 кВ должно быть не менее 1000 МОм.

Сопротивление ОПН 3–35 кВ не должно отличаться более чем на ±30 % от паспортных значений.

Сопротивление ОПН номинальным напряжением 110 кВ и выше должно быть не менее 3000 МОм и не должно отличаться более чем на ±30 % от паспортных значений.

Сопротивление элементов разрядников РВС должно соответствовать требованиям, установленным эксплуатационным документам изготовителя (сопротивление может иметь значения от 100 до 6000 МОм в зависимости от года выпуска, номера группы комплектации). Сопротивление элементов разрядников РВМ, РВРД, РВМГ, РВМК должно соответствовать значениям, указанным в таблице Б.22.1.

Таблица Б.22.1 – Значение сопротивлений вентильных разрядников

Тип разрядника или элемента	Сопротивление, МОм		Допустимые отклонения в эксплуатации по сравнению с данными заводских измерений или данными первоначальных измерений
	не менее	не более	
РВМ-3	15	40	±30 %
РВМ-6	100	250	
РВМ-10	170	450	
РВМ-15	900	2 000	
РВМ-20	1000	10 000	
РВРД-3	95	200	В пределах значений, указанных в столбцах 2 и 3
РВРД-6	210	940	
РВРД-10	770	5 000	
Элемент разрядника РВМГ			
110М	400	2 500	±60 %
220М	400	2 500	
330М	400	2 500	
Основной элемент разрядника РВМК-330	150	500	±30 %
Вентильный элемент разрядника РВМК-330	0,010	0,035	
Искровой элемент разрядника РВМК-330	600	1000	±30 %

Сопротивление имитатора пропускной способности измеряется мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В. Значение измеренного сопротивления не должно отличаться более чем на ±50 % от результатов заводских измерений или предыдущих измерений в эксплуатации.

Сопротивление изоляции изолирующих оснований разрядников с регистраторами срабатывания измеряется мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения от 1000 до 2500 В. Значение измеренного сопротивления изоляции должно быть не менее 1 МОм.

Б.22.2 П, М. Измерение тока проводимости вентильных разрядников при выпрямленном напряжении

Измерение проводится у всех разрядников перед вводом их в работу, а в дальнейшем в соответствии с пунктом 6 таблицы Б.34.1. Внеочередное измерение тока проводимости проводится для окончательной оценки со-

стояния разрядников в случае, когда при измерении мегаомметром обнаружено отклонение сопротивления на величину более указанной в Б.22.1.

Значения допустимых токов проводимости вентильных разрядников приведено в таблице Б.22.2.

Таблица Б. 22.2 – 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
РВП, РВО-10	10	–	10
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
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, 220М, 330М	30	1000	1350
Основной элемент разрядника РВМК-330	18	1000	1350
Искровой элемент разрядника РВМК-330	28	900	1300
* Разрядники для сетей с изолированной нейтралью и компенсацией емкостного тока замыкания на землю, выпущенные после 1975 г.			

Б.22.3 П, М. Измерение тока проводимости ОПН

Ток проводимости при приложении наибольшего рабочего напряжения должен быть не более 1 мА для ОПН 6–10 кВ.

Измерение тока проводимости ОПН перед вводом в эксплуатацию и в эксплуатации проводится:

– для ОПН 35–110 кВ – при наибольшем допустимом рабочем напряжении ОПН. Ток проводимости не должен отличаться на величину +10 % от предыдущих измерений;

– для ОПН 220 кВ – при напряжении 100 кВ частотой 50 Гц. Допускается измерять ток проводимости при напряжении 75 кВ частотой 50 Гц, при этом величина тока проводимости не должна отличаться более чем на +20 % от измеренных значений тока проводимости изготовителем и приведенных в паспорте.

У ОПН 330 кВ измерения проводятся поэлементно при напряжении 70 кВ частотой 50 Гц. Отклонения от паспортных данных не должны отличаться на величину +10 %.

ОПН, изготовленные по стандартам МЭК, испытываются в соответствии с эксплуатационными документами изготовителей.

Измерения тока проводимости проводятся у всех ОПН перед вводом их в работу, а в дальнейшем в соответствии с пунктом 6 таблицы Б.34.1.

Допускается проводить измерения тока проводимости под рабочим напряжением с помощью миллиамперметра постоянного тока, при этом измеренное значение тока проводимости следует принимать на 10 % меньше, чем измеренное значение тока проводимости миллиамперметром переменного тока. Периодичность испытаний – через 3 ч после первого включения, через 6 месяцев и в дальнейшем – один раз в год.

Б.22.4 П, М. Проверка элементов, входящих в комплект приспособления для измерения тока проводимости ОПН под рабочим напряжением

Проверка проводится на отключенном от сети ОПН.

Проверка электрической прочности изолированного вывода проводится для ограничителей ОПН-330 кВ перед вводом в эксплуатацию и при выводе в ремонт оборудования, к которому подключен ОПН, но не реже одного раза в 6 лет.

Проверка проводится при плавном подъеме напряжения частотой 50 Гц до 10 кВ без выдержки времени.

Измерение тока проводимости защитного резистора проводится при напряжении 0,75 кВ частотой 50 Гц. Значение тока должно находиться в пределах от 1,8 до 4,0 мА.

Периодичность проверки защитного резистора – один раз в 4 года. Проверка также проводится, если показания миллиамперметра стремятся к нулю при измерении тока проводимости под рабочим напряжением.

Б.22.5 К. Измерение пробивного напряжения вентильных разрядников

Измерение проводится специально обученным персоналом при ремонте разрядника со вскрытием по методике изготовителя и наличии установки, обеспечивающей ограничение времени приложения напряжения.

Значения пробивных напряжений разрядников приведены в таблице Б.22.3.

Б.22.6 К. Проверка герметичности разрядников

Проверка герметичности проводится в случае проведения капремонта разрядника со вскрытием. Проверка проводится при разрежении 300–400 мм рт. ст. Отклонение давления при перекрытом вентиле за 1–2 ч не должно превышать 0,5 мм рт. ст.

Б.22.7 П, К, М. Тепловизионный контроль

Проводится у вентильных разрядников с шунтирующими сопротивлениями и ОПН в соответствии с указаниями, содержащимися в разделе Б.37.

Таблица Б.22.3 – Пробивные напряжения разрядников и элементов разрядников частотой 50 Гц

Тип разрядника или элемента	Действующее значение пробивного напряжения частотой 50 Гц, кВ	
	не менее	не более
РВП, РВО-6	16	19
РВП, РВО-10	26	30,5
РВС-15	35	51
РВС-20	42	64
РВС-33	66	84
РВС-35	71	103
РВМ-6	14	19
РВМ-10	24	32
РВМ-15	33	45
РВМ-20	45	59
РВРД-3	7,5	9
РВРД-6	15	18
РВРД-10	25	30

Окончание таблицы Б.22.3

Тип разрядника или элемента	Действующее значение пробивного напряжения частотой 50 Гц, кВ	
	не менее	не более
Элемент разрядников РВМГ-110М, 220М, 330М	60,5	72,5
Основной элемент разрядников РВМК-330	44,5	50
Искровой элемент разрядников РВМК-330	76	81

Б.23 Стационарные, передвижные, переносные комплектные испытательные установки

Б.23.1 П, К. Измерение сопротивления изоляции

Измеряется сопротивление изоляции цепей и аппаратуры ВН, приборов и т. п. Измерение проводится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В.

Сопротивление изоляции не нормируется, однако его наименьшее допустимое значение сопротивления изоляции не должно приводить к снижению надежности работы электрических цепей испытательных установок, к возникновению дополнительных погрешностей при измерениях и т. п.

Б.23.1.1 Измерение сопротивления изоляции цепей и аппаратуры низкого напряжения, приборов и т. п.

Измерение сопротивление изоляции проводится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В, и оно должно быть не менее 1 МОм.

Б.23.2 П, К. Испытание изоляции высокого напряжения повышенным напряжением частотой 50 Гц

Испытываются цепи ВН испытательных установок, испытательных аппаратов, мостов для измерения диэлектрических потерь, эталонных конденсаторов и других элементов ВН испытательных схем.

Испытания испытательных трансформаторов проводятся индуктированным напряжением с коэффициентом 1,15, остального лабораторного оборудования – согласно эксплуатационным документам изготовителя.

Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

Б.23.3 П, К, М*. Проверка действия блокировочных и заземляющих устройств, средств сигнализации и других элементов испытательных установок

* Испытания «М» проводятся при подготовке к проведению работ.
Проводится три – пять операций по проверке действия защитных и предупредительных элементов испытательной установки при имитации различных режимов ее работы.

Б.24 Вводы и проходные изоляторы

Б.24.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции

Проводится измерение сопротивления изоляции измерительного конденсатора ПИН (C_2) или (и) последних слоев изоляции (C_3) мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В. Значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию должны быть не менее 1000 МОм, в процессе эксплуатации – не менее 500 МОм.

Б.24.2 П, К, М. Измерение tgδ и электрической емкости изоляции

Проводится измерение tgδ и электрической емкости:

– основной изоляции вводов при значении напряжения 10 кВ;

– изоляции измерительного конденсатора ПИН (C_2) или (и) последних слоев изоляция (C_3) при значении напряжения 5 кВ, если нет других указаний изготовителей. У вводов 110 кВ с твердой изоляцией tgδ (C_3) измерять запрещается.

Измерение tgδ вводов 35 кВ с литой полимерной изоляцией проводится при вводе в эксплуатацию и при капитальных ремонтах электрооборудования. В процессе эксплуатации такие измерения не проводятся, так как tgδ изоляции не изменяется во времени.

Предельные значения tgδ приведены в таблице Б.24.1.

Испытания эпоксидных вводов выключателей ВВД, ВВДМ и ВНВ проводятся в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

Таблица Б.24.1 – Предельные значения tgδ, %, для вводов

Тип и зона изоляции ввода	tgδ, %, при номинальном напряжении, кВ			
	35	110–150	220	330–750
Бумажно-масляная изоляция ввода: основная изоляция (C_1) и изоляция конденсатора ПИН (C_2)	–	0,7/1,5	0,6/1,2	0,6/1,0
Последние слои изоляции (C_3)	–	1,2/3,0	1,0/2,0	0,8/1,5
Твердая изоляция ввода с масляным заполнением: основная изоляция (C_1)	1,0/1,5	1,0/1,5	–	–

Окончание таблицы Б.24.1

Тип и зона изоляции ввода	tgδ, %, при номинальном напряжении, кВ			
	35	110–150	220	330–750
RIP-изоляция ввода: основная изоляция (C_1)	–	0,7/1,2	–	–
Бумажно-бакелитовая изоляция ввода с мастичным заполнением: основная изоляция (C_1)	3,0/9,0	–	–	–
Литая полимерная изоляция (C_1)	2/–	–	–	–
Маслобарьерная изоляция ввода: основная изоляция (C_1)	–	2,0/5,0	2,0/4,0	1,0/2,0

Примечания
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 Δ tgδ (%) >= 0,3 является показанием для проведения дополнительных испытаний с целью определения причин снижения tgδ.
3 Нормируются значения tgδ, приведенные к температуре 20 °С. Приведение проводится в соответствии с инструкцией по эксплуатации вводов.
4 Значение $tg\delta_1$ должно быть не менее 0,25 % для вводов с маслом Т-750 и 0,15 % для вводов с маслом ГК.

Б.24.3 П, К, М. Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц

Испытательное напряжение для проходных изоляторов и вводов, испытываемых отдельно или после установки на оборудование, выбирается в соответствии с таблицей Б.8.1.

Испытание вводов, установленных на силовых трансформаторах, проводится совместно с испытанием обмоток этих трансформаторов, а при монтаже вводы должны быть испытаны до установки на трансформатор.

Испытательное напряжение принимается по таблице Б.8.1.

Продолжительность приложения испытательного напряжения для вводов:

– с фарфоровой, масляной и бумажно-масляной основной изоляцией – 1 мин;

– с основной изоляцией из органических твердых материалов и кабельных масс – 5 мин;

– испытываемых совместно с обмотками трансформаторов – 1 мин.

Б.24.4 П, К. Испытание избыточным давлением

Испытание избыточным давлением проводится 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.

Б.24.5 П, К, М. Испытание масла из вводов

Перед заливкой во вводы свежее трансформаторное масло должно отвечать требованиям ТКП 339.

Масло, предназначенное для доливки во вводы, должно отвечать требованиям таблицы Б.26.4 (показатели 1–7), а в герметичные вводы – дополнительно по показателю 10 таблицы Б.26.4.

Определение физико-химических характеристик масла из негерметичных вводов проводится по требованиям таблицы Б.26.4. При необходимости проводится дополнительный объем испытаний масла согласно Б.26.4.

Контроль масла и хроматографический анализ из герметичных вводов 110–330 кВ выполняется, если необходимо уточнить состояние изоляции вводов и при получении неудовлетворительных результатов по Б.24.1, Б.24.2, Б.24.7, а также при повышении давления во вводе сверх допустимых значений давления, регламентированных эксплуатационными документами изготовителя для вводов с маслом ГК. Предельные значения параметров масла – в соответствии с требованиями таблицы Б.26.4.

Оценка состояния изоляции вводов проводится путем сопоставления измеренных данных с граничными значениями.

Б.24.6 М. Проверка манометра

Манометр проверяется у герметичных вводов путем сличения его показаний с показаниями эталонного манометра, со следующими характеристиками: измеряемая среда – масло; климатическое исполнение – УХЛ1; класс точности – не более 0,4; единица измерения – Паскаль; верхний предел – не ниже 1,6 МПа.

Проверка проводится в трех оцифрованных точках шкалы: начале, середине, конце. Допустимое отклонение показаний проверяемого манометра от эталонного – не более $\pm$10 % верхнего предела измерений давления.

Проверка проводится в сроки, установленные для контроля изоляции вводов.

Б.24.7 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль вводов проводится в соответствии с указаниями, содержащимися в разделе Б.37.

Для герметичных вводов 110–330 кВ, заполненных маслом Т-750 со сроком эксплуатации 25 лет и более, периодичность профилактических испытаний – один раз в 2 года.

Б.25 Предохранители, предохранители-разъединители напряжением выше 1000 В

Б.25.1 П, К. Испытание опорной изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

Значение испытательного напряжения опорной изоляции предохранителя, предохранителя-разъединителя принимается согласно таблице Б.8.1.

Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

Б.25.2 П, К. Проверка целостности плавкой вставки предохранителя и соответствия его паспортным данным

Проверяются:

– омметром – целостность плавкой вставки;
– визуально – наличие калибровки на патроне.

Б.25.3 П, К. Измерение сопротивления постоянному току токоведущей части патрона предохранителя-разъединителя

Измеренное значение сопротивления должно соответствовать значению, установленному изготовителем.

Б.25.4 П, К. Измерение контактного нажатия в разъемных контактах предохранителя-разъединителя

Измеренное значение контактного нажатия должно соответствовать данным заводских испытаний.

Б.25.5 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 заводских испытаний.

Б.25.6 П, К. Проверка работы предохранителя-разъединителя

Выполняется 5 циклов операций включения и отключения предохранителя-разъединителя.

Выполнение каждой операции должно быть успешным с одной попытки.

Б.25.7 М. Тепловизионный контроль

Проводится в соответствии с указаниями, содержащимися в разделе Б.37.

Б.26 Трансформаторное масло

Б.26.1 Контроль качества трансформаторных масел при приеме и хранении

Поступающая потребителю партия трансформаторного масла должна быть подвергнута лабораторным испытаниям в соответствии с требованиями ТКП 339.

Б.26.2 Контроль качества трансформаторных масел при их заливке в электрооборудование

Б.26.2.1 Требования к свежему трансформаторному маслу

Свежие трансформаторные масла, подготовленные к заливке в электрооборудование, должны удовлетворять требованиям ТКП 339.

Б.26.2.2 Требования к восстановленным и очищенным маслам

Восстановленные и (или) очищенные эксплуатационные масла, а также их смеси со свежими маслами, подготовленные к заливке в электрооборудование после ремонта, должны удовлетворять требованиям таблицы Б.26.3.

Б.26.3 Контроль качества трансформаторных масел при их эксплуатации в электрооборудовании

Б.26.3.1 Объем и периодичность испытаний

Объем и периодичность проведения испытаний масла указаны в разделе Б.34 и разделах на конкретные виды электрооборудования, предельно допустимые значения показателей качества приводятся в таблице Б.26.2 (графа 5).

Для электрооборудования напряжением до 35 кВ включительно, имеющего показатели качества масла 1–3 таблицы Б.26.2, не превышающие значения таблицы Б.26.4 (графа 4), контроль по остальным показателям допускается не выполнять.

energo.by

Таблица Б.26.1 – Требования к качеству регенерированных и очищенных масел, подготовленных к заливке в электрооборудование после его ремонта*

№ показателя	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
1	Пробивное напряжение по ГОСТ 6581, кВ, не менее**	Электрооборудование: до 15 кВ включ.	30	25	–
		свыше 15 кВ до 35 кВ включ.	35	30	
		110–150 кВ	60	55	
		220–330 кВ	65	60	
		750 кВ	70	65	
2	Кислотное число, мг КОН/ г, не более***	Силовые трансформаторы до 220 кВ включ.	0,05	0,05	–
		Силовые трансформаторы 330 кВ, измерительные трансформаторы до 330 кВ включ.	0,02	0,02	
		Силовые трансформаторы 750 кВ	0,01	0,01	
3	Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356, °С, не менее	Силовые трансформаторы до 220 кВ включ.	130	130	–
		Силовые трансформаторы 330–750 кВ и измерительные трансформаторы	135	135	

Продолжение таблицы Б.26.1

№ показателя	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
4	Влагосодержание по ГОСТ 7822, % массы (г/т), не более	Силовые трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные измерительные трансформаторы	0,0010(10)	0,0010(10)	Допускается определение данного показателя хроматографическим методом
		Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла	0,0020(20)	0,0025(25)	–
	ГОСТ 1547	Электрооборудование, при отсутствии требований изготовителей по количественному определению данного показателя	Отсутствие влаги	Отсутствие влаги	
5	Содержание механических примесей**: определение визуальное или класс чистоты	Электрооборудование до 220 кВ включ.	Отсутствие примесей	Отсутствие примесей	–
	по ГОСТ 17216, не более		11	12	
	по ГОСТ 6370, %, или класс чистоты	Электрооборудование 330–750 кВ	Отсутствие примесей	Отсутствие примесей	
	по ГОСТ 17216, не более		9	10	По требованию изготовителя

Оперативно.by

Продолжение таблицы Б.26.1

№ показателя	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
6	Тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С по ГОСТ 6581, %, не более***	Силовые трансформаторы 110–220 кВ	5	6	–
		Силовые трансформаторы 330–750 кВ, измерительные трансформаторы всех классов напряжений	0,5	0,7	
7	Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	Отсутствие водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствие водорастворимых кислот и щелочей	–
8	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-ди-третбутил-4-метилфенол или ионол), % массы, не менее	Силовые трансформаторы до 220 кВ включ.	0,20	0,18	Допускается определение данного показателя по ГОСТ IEC 60666
		Силовые трансформаторы 330–750 кВ и измерительные трансформаторы	0,30	0,27	
9	Газосодержание в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя, % объема, не более	Силовые трансформаторы с пленочной защитой	0,1	–	–

elteco.by

Окончание таблицы Б.26.1

№ показателя	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение качества масла		Примечание
			предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
10	Стабильность против окисления по ГОСТ 981***	Силовые и измерительные трансформаторы 330–750 кВ	0,2	–	Условия процесса: 130 °С, 30 ч, 50 см^3/мин O_2
	кислотное число окисленного масла, мг КОН/г, не более				
	массовая доля осадка, %, не более		Отсутствие осадка	–	
11	Содержание серы по ГОСТ 19121, %, не более	Электрооборудование:			
		до 220 кВ включ.	0,60	0,60	
		330 кВ	0,35	0,35	
		750 кВ	0,30	0,30	

* Для заливки маслонаполненных вводов после ремонта применяется только свежее масло, отвечающее требованиям ТКП 339. Для заливки остального электрооборудования могут применяться восстановленные или очищенные масла, отвечающие требованиям настоящей таблицы, графа 4.

** В масляных выключателях допускается применение восстановленных или очищенных эксплуатационных масел, а также их смеси со свежими маслами, если они удовлетворяют требованиям таблицы Б.26.3. (по показателям 1 и 4) и имеют класс промышленной чистоты не более 12 (см. ГОСТ 17216).

*** В случае необходимости (по решению руководителя потребителя) допускается залив восстановленного и очищенного эксплуатационного трансформаторного масла в силовые и измерительные трансформаторы до 330 кВ включ., если стабильность против окисления будет соответствовать норме на масло марки ТКп, а остальные показатели качества – удовлетворять требованиям настоящей таблицы.

Таблица Б.26.2 – Требования к качеству эксплуатационных масел

№ показателя	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение качества масла		Примечание
			для доливки в электрооборудование	в эксплуатации	
1	Пробивное напряжение по ГОСТ 6581, кВ, не ниже	Силовые и измерительные трансформаторы, масляные выключатели:	30	20	–
		до 15 кВ включ.			
		до 35 кВ включ.	35	25	
		110–150 кВ	45	35	
		220–330 кВ	55	45	
		750 кВ	65	55	
		Маслонаполненные вводы:			
		110 кВ	60	35	
		220–330 кВ	60	45	
		750 кВ	70	55	
2	Кислотное число, мг КОН/г, не более	Силовые и измерительные трансформаторы до 220 кВ включ.	0,25	0,25	–
		Силовые трансформаторы 330–750 кВ, измерительные трансформаторы 330 кВ и негерметичные маслонаполненные вводы	0,02	0,25	

Продолжение таблицы Б.26.2

№ показателя	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение качества масла		Примечание
			для доливки в электрооборудование	в эксплуатации	
3	Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356, °С, не менее	Силовые и измерительные трансформаторы	130	125	–
		Негерметичные маслонаполненные вводы	135	125	
4	Влагосодержание по ГОСТ 7822, % массы (г/т), не более	Герметичные измерительные трансформаторы 330 кВ и маслонаполненные вводы	0,0010(10)	0,0025(25)	Допускается определение данного показателя хроматографическим методом
		Силовые трансформаторы с пленочной или азотной защитой масла, негерметичные маслонаполненные вводы	0,0015(15)	0,0025(25)	
		Силовые и измерительные трансформаторы 110–220 кВ, негерметичные маслонаполненные вводы	0,0020(20)	0,0030(30)	
	по ГОСТ 1547	Электрооборудование, при отсутствии требований изготовителей по количественному определению данного показателя	Отсутствие влаги	Отсутствие влаги	–
5	Содержание механических примесей: определение визуальное или класс чистоты	Силовые и измерительные трансформаторы, масляные выключатели до 220 кВ включ. и маслонаполненные вводы 110 кВ	Отсутствие примесей	Отсутствие примесей	–
	по ГОСТ 17216, не более		13	13	–

Официальное

Продолжение таблицы Б.26.2

№ показателя	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение качества масла		Примечание
			для доливки в электрооборудование	в эксплуатации	
5	по ГОСТ 6370, %, или класс чистоты	Силовые трансформаторы 330–750 кВ, измерительные трансформаторы 330 кВ, маслонаполненные вводы 220–750 кВ	Отсутствие примесей	Отсутствие примесей	–
	по ГОСТ 17216, не более	Электрооборудование 330–750 кВ	11	12	По требованию изготовителей
6	Тангенс угла диэлектрических потерь: по ГОСТ 6581, %, не более, при температуре 70 °С / 90 °С	Силовые трансформаторы 110 кВ и измерительные трансформаторы 110–220 кВ	–/6	10/15	Норма tgδ при 70 °С факультативна
		Силовые трансформаторы 220 кВ	–/6	7/9	
		Силовые трансформаторы 330 кВ	2/3	7/9	
		Силовые трансформаторы 750 кВ	2/3	3/5	
		Трансформаторы напряжения типа НКФ-330	–/3	7/9	
		Герметичные трансформаторы тока 330 кВ	–/2,6	3/5	
		Негерметичные трансформаторы тока 330 кВ	–/2,6	7/9	
		Маслонаполненные вводы:		10/15	
		110–150 кВ	–		
		220–330 кВ	–	7/10	
		750 кВ	–	3/5	
		Независимо от напряжения:	–	–	

Окончание таблицы Б.26.2

№ показателя	Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение качества масла		Примечание
			для доливки в электрооборудование	в эксплуатации	
6	Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТ 6581, %, не более, при температуре 70 °С / 90 °С	масло марок ГК и Т-1500	0,7	–	
		масло марок ТКп по ТУ 38.401.5849-92 и ТКп по ТУ 38.101.890-81	2,6	–	
7	Содержание водорастворимых кислот, мг КОН/г масла, не более	Силовые трансформаторы, герметичные маслонаполненные вводы, герметичные измерительные трансформаторы до 750 кВ включительно	Отсутствие водорастворимых кислот	0,014	–
8	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-ди-третбутил-4-метилфенол или ионол) % массы, не менее	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	0,2	0,1	Допускается определение данного показателя по ГОСТ IEC 60666
9	Содержание растворенного шлама, % массы, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные высоковольтные вводы 110 кВ и выше	Отсутствие водорастворимых кислот	0,005	–
10	Газосодержание в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя, % объема, не более	Силовые трансформаторы с пленочной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	2	4	Допускается определение хроматографическим методом

Б.26.3.2 Требования к трансформаторному маслу, доливаемому в электрооборудование

Трансформаторные масла, подготовленные к доливке в электрооборудование, должны удовлетворять требованиям:

– свежие – ТКП 339;

– восстановленные и (или) очищенные, а также их смеси со свежими маслами – требованиям таблицы Б.26.1 (графа 4);

– эксплуатационные – требованиям таблицы Б.26.2 (графа 4).

Эксплуатационные трансформаторные масла, доливаемые в электрооборудование в процессе эксплуатации, должны иметь показатели качества не хуже, чем основное масло в электрооборудовании, с учетом требований Б.26.4.

Б.26.4 Расширенные испытания трансформаторного масла

В случае необходимости уточнения качества эксплуатационного масла и состояния электрооборудования проводится расширенный контроль качества масла по показателям 8, 10, 11, 13, таблиц Б.26.1–Б.26.2, а также хроматографический анализ растворенных в масле газов.

При резком ухудшении качества эксплуатационного масла по одному из показателей проводится учащенный контроль по этому показателю.

Возможно проведение нетиповых испытаний масла.

Б.26.5 Область применения трансформаторных масел и условия их смешения

Трансформаторные масла должны отвечать требованиям распространяющихся на них государственных стандартов или ТУ.

Масла различных марок рекомендуется хранить и использовать раздельно, без смешения, в соответствии с областью их применения.

Марка свежего трансформаторного масла должна выбираться в зависимости от назначения и класса напряжения электрооборудования.

При доливке масла во вводы или его замене следует руководствоваться рекомендациями таблицы Б.26.3.

Таблица Б.26.3 – Марки масел, рекомендуемых для замены и (или) долива в высоковольтные вводы

Марка масла, залитого во ввод	Марка масла, к замене или доливу	Примечание
ГК	ГК	Для повышения газостойкости масла ГК возможно использование присадки АР-1
	СА	
	ВГ	
	Nytro 10X	
	Nytro 11GX	
	Technol 2000	
	Nytro 10XN	
	Nytro 11GBX	
Т-750	Т-750	–
	Т-1500У	
	Т-1500	
	Technol 2000	
Т-1500	Т-1500	–
	Т-1500У	
	Technol 2000	
ТКп	Т-750	При необходимости возможен долив масла ТКп по ТУ 38.101.890-81
	Т-1500У	
	Т-1500	
	Technol 2000	

Рекомендуется при смешении использовать масла одной группы стабильности.

При необходимости допускается смешение ингибированных антиокислительной присадкой кондиционных трансформаторных масел различных марок в любых соотношениях:

– изготовленных в соответствии с ТНПА, регламентирующими требования к качеству масел, безопасности, методам анализа, области и способам применения;

– изготовленных в соответствии с ТНПА, регламентирующими требования к качеству масел, безопасности, методам анализа, области и способам применения с новыми марками масел и с импортными маслами, содержащими антиокислительную присадку и соответствующими требованиям стандартов, при условиях их полной совместимости;

– изготовленных в соответствии с ТНПА, регламентирующими требования к качеству масел, безопасности, методам анализа, области и способам применения, с ингибированными импортными маслами, соответствующими требованиям стандартов при условиях их полной совместимости.

Для определения совместимости масел проверяется тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С (ГОСТ 6581) и стабильность против окисления (ГОСТ 981) в пробе смеси, составленной в такой же пропорции, как и предполагаемая смесь масел. Масла считаются совместимыми, если качество смеси удовлетворяет требованиям к маслу более низкого качества из состава смеси.

Допускается смешение свежих, регенерированных и эксплуатационных масел, если сами масла и их смеси отвечают требованиям настоящего технического кодекса.

Смесь масел, предназначенных для оборудования различных классов напряжений, должна заливаться в оборудование низшего класса напряжения.

Смесь масел, предназначенных для оборудования различных классов напряжений, должна заливаться в оборудование низшего класса напряжения.

В исключительных случаях при некондиционности одного из масел по стабильности против окисления и (или) тангенсу угла диэлектрических потерь, предназначенных к смешению, и отсутствии возможности полного восстановления его качества, масла могут быть проверены на совместимость по условиям группы с более низкой стабильностью против окисления (см. таблицу Б.26.4).

Таблица Б.26.4 – Объем испытаний свежих масел на совместимость и рекомендуемая область применения масел

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Значение показателя для масел		
	высокой стабильности	средней стабильности	низкой стабильности
Тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С по ГОСТ 6581, %, не более	0,5	0,5	1,7 (для ТСп)
			2,2 (для ТКп)
Стабильность против окисления по ГОСТ 981			
Условия процесса:			
температура, °С	155	130	120
продолжительность, ч	12	30	14
расход кислорода, $см^3$ /мин	50	50	200

Окончание таблицы Б.26.4

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Значение показателя для масел		
	высокой стабильности	средней стабильности	низкой стабильности
кислотное число окисленного масла, мг КОН/г, не более	0,15	0,15	0,10
массовая доля осадка, % массы, не более	0,015	Отсутствие	0,010
масса летучих низкомолекулярных кислот, мг КОН/г масла, не более	0,150	0,040	0,008
Поверхностное натяжение на границе с водой, Н/м·10^{-3}, не менее (показатель факультативен, определение необязательно)	40	40	35
Рекомендуемая область применения смеси масел, класс напряжения электрооборудования, кВ, не выше	750	750 (330)*	220
* При некондиционности одного из масел.			

Смесь масел со средней стабильностью против окисления, при некондиционности одного из масел, может быть использована в силовых трансформаторах и реакторах класса напряжения до 330 кВ и масляных выключателях любых классов напряжения.

Смесь масел с низкой стабильностью против окисления, при некондиционности одного из масел, может быть использована в силовых трансформаторах и реакторах класса напряжения до 220 кВ и масляных выключателях любых классов напряжения.

Смесь масел до заливки в оборудование должна быть испытана в объеме контроля, установленного для каждого типа оборудования по показателям таблиц 28.3, 28.4, 28.5 и на их совместимость.

Импортные трансформаторные масла (кроме марок Nytro10X и Nytro 11GX, Nytro 10XN, Nytro 11GBX, Technol 2000), содержащие антиокислительную присадку и соответствующие требованиям ГОСТ 982 для масла марки Т-1500, можно использовать в электрооборудовании при содержании в нем серы:

– до 0,35 % по массе – на напряжение до 330 кВ;
– от 0,35 % и до 0,6 % по массе – на напряжение до 220 кВ.

Б.27 Аппараты, силовые и осветительные сети, вторичные цепи переменного и постоянного тока напряжением до 1000 В

Б.27.1 П, Т, М. Измерение сопротивления изоляции

В эксплуатации измерения должны проводиться не реже одного раза в 3 года, а для некоторых видов оборудования (краны, лифты, зарядные станции ЭТС и др.) ежегодно.

Значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в таблице Б.27.1

Таблица Б.27.1 – Допустимое сопротивление изоляции

Испытуемый элемент	Напряжение мегаомметра, В	Наименьшее значение сопротивления изоляции, МОм
1. Шины постоянного тока на щитах управления и в распределительных устройствах (при отсоединенных цепях)	1000–2500	10,0
2. Вторичные цепи каждого присоединения и цепи питания приводов выключателей и разъединителей*	1000–2500	1,0
3. Цепи управления, защиты, автоматики и измерений, а также цепи возбуждения машин постоянного тока, присоединенные к силовым цепям	1000–2500	1,0
4. Вторичные цепи и элементы, цепи электрических интерфейсов, другие цепи при питании от отдельного источника или через разделительный трансформатор, рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже**	500	0,5
5. Силовые и осветительные сети***	1000	0,5
6. Распределительные устройства (каждая секция), щиты и токопроводы	1000–2500	0,5
7. Переносные электроприемники (ручной электромеханический инструмент (кроме II класса) и переносные светильники, вспомогательное оборудование (трансформаторы, преобразователи частоты, кабели-удлинители, сварочные трансформаторы) (кроме II класса))	500	0,5

* Измерение проводится со всеми присоединенными аппаратами (катушки приводов, контакторы, пускатели, автоматические выключатели, реле, средства измерений, вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения и т. п.).
** Должны быть приняты меры для предотвращения повреждения устройств на микроэлектронной и микропроцессорной базе.

Окончание таблицы Б.27.1

Испытуемый элемент	Напряжение мегаомметра, В	Наименьшее значение сопротивления изоляции, МОм
*** Сопротивление изоляции должно быть измерено между токоведущими проводниками, а также между токоведущими проводниками и защитным проводником PE или совмещенным защитным заземляющим и нейтральным проводником PEN. Во время проведения измерений должен быть обеспечен надежный контакт PE- или PEN-проводника с заземлителем. Сопротивление изоляции отдельно проложенных защитных проводников PE, проводников уравнивания потенциалов или отдельно проложенных проводников функционального заземления не измеряется и не нормируется.		

Б.27.2 П, Т. Испытания повышенным напряжением частотой 50 Гц

Значение испытательного напряжения для переносных и передвижных электроприемников, цепей релейной защиты, электроавтоматики и других вторичных цепей со всеми присоединенными аппаратами (катушки приводов, автоматические выключатели, магнитные пускатели, контакторы, реле, средства измерений и т. п.) принимается равным 1000 В, если иное не предусмотрено изготовителем оборудования. Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин. При капитальном ремонте допускается проводить испытание выпрямленным напряжением с использованием мегаомметра с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В или специальной установки. Изоляция считается выдержавшей испытания, если во время испытания не произошло ее пробоев и скользящих разрядов не обнаружено.

Силовые и осветительные сети испытываются указанным напряжением в случаях применения проводов и кабелей с пониженным по сравнению с нормой уровнем изоляции. В остальных случаях испытание может быть произведено выпрямленным напряжением с использованием мегаомметра с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В.

Испытания повышенным напряжением частотой 50 Гц не проводятся для:

– вторичных цепей, рассчитанных на рабочее напряжение до 60 В;

– цепей с подключенными устройствами на микроэлектронной (микропроцессорной) элементной базе.

Б.27.3 П, Т. Проверка цепи «фаза – нуль» силовых и осветительных сетей

Проводится в соответствии с требованиями Б.29.8.

Б.27.4 П, Т. Проверка действия максимальных, минимальных и независимых расцепителей автоматических выключателей

Работа расцепителей должна соответствовать характеристикам срабатывания, установленным эксплуатационными документами изготовителя. При отсутствии паспорта или характеристик срабатывания в эксплуатационных документах изготовителя проверка проводится на соответствие требованиям, установленным ТНПА на конкретный тип автоматических выключателей.

Б.27.5 П, Т. Проверка работы контакторов и автоматических выключателей при пониженном напряжении оперативного тока

Проверка проводится путем:

– выполнения пяти операций включения контакторов и автоматических выключателей при напряжении на шинках оперативного тока $0{,}9 \cdot U_{ном}$;

– выполнения пяти операций отключения контакторов и автоматических выключателей при напряжении на шинках оперативного тока $0{,}8 \cdot U_{ном}$.

Б.27.6 П, Т. Проверка предохранителей, предохранителей-разъединителей

Плавкая вставка предохранителя должна быть калиброванной.

Контактное нажатие в разъемных контактах предохранителя-разъединителя должно соответствовать данным заводских испытаний и измеренному значению при приемке.

Проверка работы предохранителя-разъединителя проводится выполнением пяти циклов ВО.

Б.27.7 П, Т, М. Линии напряжением до 1000 В с устройством защитного отключения

Измерения при проверке линии напряжением до 1000 В с УЗО-Д производятся на переменном токе в следующем объеме:

– проверка устройства эксплуатационного контроля;
– измерение отключающего дифференциального тока;
– измерение времени отключения при номинальном напряжении;
– измерение сопротивления изоляции защищаемой линии;
– измерение тока утечки защищаемой электроустановки.

Средства измерений для определения величины дифференциального тока должны быть класса точности не более 2,5. При использовании специально предназначенных для проверки УЗО средств измерений заводского изготовления пределы допускаемой относительной погрешности измерения не должны превышать ±10 % от измеряемой

величины. Для измерения времени отключения относительная погрешность средств измерений должна быть не более ±10 % от измеряемой величины.

Измерение параметров УЗО-Д (отключающего дифференциального тока и времени отключения) может производиться в лабораторных условиях. Измерение сопротивления изоляции защищаемого участка цепи и тока утечки защищаемого объекта производится в месте установки УЗО-Д.

В зоне действия УЗО-Д не допускается соединение рабочего нулевого проводника N с защитным проводником PE, который соединен с корпусами электрооборудования и повторным заземлением.

Измерение тока утечки защищаемой электроустановки выполняется:

1) методом непосредственной оценки величины тока утечки при отключенном аппарате УЗО-Д и подключенной защищаемой электроустановке;

2) косвенным методом путем сравнения величины отключающего дифференциального тока УЗО-Д при подключенной защищаемой электроустановке с отключающим дифференциальным током УЗО-Д без нагрузки.

Согласно ТКП 339 все измеренные значения отключающего дифференциального тока должны находиться в пределах от 0,5 до 1 номинального отключающего дифференциального тока УЗО-Д, а ток утечки не должен превышать 1/3 номинального отключающего дифференциального тока УЗО-Д.

Согласно СТБ ГОСТ Р 50807 все измеренные значения времени отключения не должны превышать соответствующего максимального нормированного значения.

Б.28 Аккумуляторные батареи

Б.28.1 Общие положения*

* Приведенные требования к периодичности и объему испытаний действительны только в течение нормативного срока службы аккумуляторных батарей, установленного их изготовителем.

Приводятся объем, нормы и периодичность приемо-сдаточных и эксплуатационных испытаний свинцово-кислотных стационарных аккумуляторных батарей на соответствие требованиям, предъявляемым к аккумуляторным батареям, которые в зависимости от их типоисполнения разбиты на группы I–V. Классификация аккумуляторных батарей по группам в зависимости от их типоисполнения приведена в таблице Б.28.1.

Таблица Б.28.1 – Классификация аккумуляторных батарей по группам в зависимости от их типоисполнения

№ группы	Наименование группы типоисполнения аккумуляторных батарей	Классификация аккумуляторных батарей по типоисполнению положительного электрода		Контролируемые параметры*						
					при контрольных разрядах			в режиме постоянного подзаряда при t = 20 °С		
		общеевропейская маркировка	заводская маркировка	плотность электролита, г/см^3 при +20 °С	максимально допустимое напряжение, В/эл	минимально допускаемая плотность, электролита, г/см^3	ток разряда, А	напряжение аккумуляторов, В/эл	плотность заряженного аккумулятора, г/см^3	точность напряжения подзаряда аккумуляторных батарей, %
I	Открытые с жидким электролитом	GroE	C, CK	(1,2 ± 0,01)	1,80	1,15	IC10	(2,22 ± 0,02)	(1,21 ± 0,005)	±5 %
II	Закрытые со съемной фильтр-пробкой и жидким электролитом	CH	CH	(1,21 + 0,005)	1,80	–	IC10	(2,18 + 0,04)	(1,24 ± 0,005)	±2 %
III	Закрытые со съемной лабиринтной пробкой и жидким электролитом	GroE	GroE GroE-H	(1,22 ± 0,01)	1,80	1,10	IC10	(2,23 ± 0,02)	(1,22 ± 0,01)	±2 %
		OPzS	OPzS TXE	(1,24 ± 0,01)	1,80	1,12	IC10	(2,23 ± 0,02)	(1,24 ± 0,01)	±2 %
		OGi	OGi; Vb; Vb; OSP	(1,24 ± 0,01)	1,80	1,12	IC10	(2,23 ± 0,02)	(1,24 – 1,26 ± 0,01)	±2 %

Окончание таблицы Б.28.1

№ группы	Наименование группы типоисполнения аккумуляторных батарей	Классификация аккумуляторных батарей по типоисполнению положительного электрода		Контролируемые параметры*						
		общеевропейская маркировка	заводская маркировка	плотность электролита, г/см^3 при +20 °С	при контрольных разрядах			в режиме постоянного подзаряда при t = 20 °С		
					максимально допустимое напряжение, В/эл	минимально допускаемая плотность, электролита, г/см^3	ток разряда, А	напряжение аккумуляторов, В/эл	плотность заряженного аккумулятора, г/см^3	точность напряжения подзаряда аккумуляторных батарей, %
IV	Герметичные с сорбированным электролитом – AGM	OGi	OGi; Vb; Vн; SLA	–	1,85	–	IC3, IC10	(2,27 + 0,02 – 0,01)	–	1 %
V**	Герметичные с гелевым электролитом – GEL	OGi	OGiV, VbV	–	1,85	–	IC10	(2,23 ± 0,02)	–	±1 %
		OPzS	OPzV	–	1,85	–	IC10	–	–	–

* Необходимые конкретные значения тока и напряжения уточняются в процессе испытаний и наблюдения за аккумуляторными батареями и корректируются в зависимости от температуры окружающей среды в соответствии с рекомендациями изготовителя.
** Применение аккумуляторных батарей данной группы не рекомендуется.

Проводятся следующие испытания аккумуляторных батарей:

П – приемо-сдаточные испытания после окончания монтажа новой батареи на объекте, а также после капитального ремонта со сменой электродов, сепарации или в случае замены более 10 % элементов;

М – межповерочный периодический контроль параметров каждого элемента аккумуляторной батареи, работающей в штатном режиме (подзаряд), с периодичностью не реже одного раза в 3 месяца;

Т – тестирование батареи при отключенных подзарядных агрегатах с целью оценки и выявления отдельных элементов аккумуляторной батареи с неудовлетворительным техническим состоянием проводится с периодичностью, определяемой техническим руководителем потребителя на основании межповерочных измерений (М), но не реже одного раза в год;

К – контрольная диагностическая проверка с целью комплексной оценки состояния аккумуляторных батарей и доведения ее параметров до нормативных проводится с периодичностью, определяемой техническим руководителем потребителя на основании испытаний в соответствии с М, Т, но не реже одного раза в 2–3 года.

Б.28.2 Точность измерений при проведении испытаний

Пределы измерений и градуировка средств измерений, а также методы испытаний должны выбираться таким образом, чтобы гарантировать точность, установленную для каждого испытания.

Измерение напряжения необходимо проводить вольтметром класса точности не более 0,5 и с внутренним сопротивлением не менее 1000 Ом/В.

В эксплуатации измерение напряжения на отдельных элементах аккумуляторных батарей рекомендуется проводить цифровым вольтметром класса точности не более 0,1.

Измерение тока – амперметром класса точности не более 0,5 (система измерений амперметр-шунты-провода класса точности не более 0,5).

Измерение температуры – термометрами с соответствующим диапазоном измерений, у которых цена деления не более 1 °С и абсолютной точностью не более 0,5 °С.

Измерение плотности электролита – ареометром или другими средствами измерений с отградуированной шкалой и с ценой деления не более 5 кг/м^3.

В эксплуатации рекомендуется применение ареометров типа АОН-1 с ценой деления 1 кг/м^3 (0,001 г/см^3).

Результаты измерений должны быть приведены к стандартной температуре электролита 20 °С с учетом температурного градиента плотности 0,0007 г/см^3 на 1 °С, если другое значение не установлено изготовителем? по формуле

$$\rho_{20} = \rho_{tф} + 0{,}0007 \cdot (t_ф - 20\ °C), \qquad (Б.28.1)$$

где ρ_{20} – значение плотности электролита при его температуре 20 °С, г/см^3;

$\rho_{tф}$ – значение плотности электролита при фактической температуре $t_ф$, г/см^3;

$t_ф$ – значение фактической температуры электролита, °С.

Б.28.2.5 Измерение уровня электролита

На новых аккумуляторах с непрозрачными стенками баков должны быть смонтированы датчики, регистрирующие положение уровня электролита по отношению к минимальному и максимальному значениям.

Каждый аккумулятор должен быть снабжен устройством, указывающим минимальный и максимальный уровни электролита.

Измерение времени – средствами измерений с точностью измерений не более ±1 %.

Б.28.3 П, К. Испытания на емкость

Контрольный разряд аккумуляторных батарей должен проводиться не реже:

– для аккумуляторных батарей I–III групп – одного раза в 3 года,

– для IV–V групп – одного раза в 2 года.

При возникновении сомнений в емкости аккумуляторных батарей период между контрольными разрядами должен быть сокращен.

Б.28.3.1 Общие условия проведения испытаний

Испытания должны проводиться на полностью заряженных аккумуляторных батареях согласно эксплуатационным документам изготовителя перед их приемкой или на введенных в эксплуатацию.

Перед началом испытаний на каждом аккумуляторе уровень и плотность электролита должны быть доведены до нормы и поддерживаться в диапазоне допусков, установленных изготовителем.

После окончания контрольного разряда емкость аккумуляторной батареи должна быть восстановлена путем ее заряда в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

Температура окружающей среды, при которой проводят испытания аккумуляторной батареи, может быть от 15 °С до 35 °С. Рекомендуется проводить испытания при средней начальной температуре аккумуляторных батарей и температуре окружающей среды, по возможности приближенной к 20 °С, и измеренной температуре окружающей среды непосредственно перед разрядом.

Средняя начальная температура аккумуляторных батарей I–III групп типоисполнения рассчитывается как среднее арифметическое значение отдельных значений температур электролита контрольных элементов,

которых должно быть не менее 10 аккумуляторов (для аккумуляторных батарей из более 100 аккумуляторов).

Средняя начальная температура аккумуляторных батарей IV–V групп типоисполнения рассчитывается как средняя температура поверхности посередине стенок баков всех контрольных аккумуляторов или моноблоков, которых должно быть не менее 12 (для аккумуляторных батарей из более 100 аккумуляторов).

Контрольный разряд аккумуляторной батареи осуществляется продолжительностью t, ч, до конечного напряжения U_f, В, током, А:

$$I_{Rt} = \frac{C_{Rt}}{t}, \qquad (Б.28.2)$$

где C_{Rt} – значение гарантированной (номинальной) емкости в ампер-часах, устанавливаемой изготовителем для нового аккумулятора при эталонной температуре 20 °С и продолжительности разряда t (20; 10; 8; 5; 3; 2; 1; 0,5; 0,25 ч) до конечного напряжения U_f, В.

Наиболее часто используемые значения C_{Rt} находятся в интервале от 10 до 1 ч, при U_f = 1,8 В, рекомендуемые значения приведены в таблице Б.28.1, если другое не указано изготовителем или потребителем.

Ток контрольного разряда I_{Rt} должен поддерживаться в пределах ±1 % от установленного значения на протяжении всего периода разряда. Допускаются отклонения в пределах ±5 % от установленной величины I_{Rt} при ручном регулировании тока разряда.

Напряжение между выводами аккумуляторных батарей и контрольных элементов должно регистрироваться не реже чем через 25 %, 50 % и 80 % времени разряда, определенного по формуле

$$t = \frac{C_{Rt}}{I_{Rt}}, \qquad (Б.28.3)$$

а затем через интервалы времени, позволяющие обеспечить своевременную фиксацию значения конечного напряжения U_f.

Рекомендуется измерения напряжения U_f производить ежечасно, а в конце разряда при быстром уменьшении напряжения, периодичность измерений на выделенных отстающих элементах сократить до 15 мин.

Напряжение отстающих элементов в конце разряда не должно отличаться более чем на 1 % – 1,5 % от среднего напряжения остальных элементов, а количество отстающих элементов не должно превышать 5 % от количества всех элементов аккумуляторных батарей.

Замеры плотности электролита допускается проводить каждые 2 ч, минимальное значение плотности приведено в таблице Б.28.3.

Разряд считается законченным, когда напряжение аккумуляторных батарей достигнет величины $n \cdot U_f$, где n – число элементов (аккумуляторов). Время разряда должно регистрироваться.

При диагностировании аккумуляторных батарей (К) разряд рекомендуется прекратить при напряжении наихудшего элемента не ниже 1,85 В. В этом случае аккумуляторная батарея считается выдержавшей испытание при фактической отдаче 80 % номинальной емкости. Выделенные в процессе разряда элементы с напряжением (1,85–1,87) В подлежат индивидуальному десульфатирующему дозаряду от отдельного источника тока.

Контрольная емкость, полученная в результате контрольного разряда аккумуляторных батарей при начальной средней температуре γ, должна вычисляться как произведение тока разряда (в амперах) на продолжительность разряда (в часах) и приводиться к стандартной температуре (20 °С) по формуле

$$C_{\text{ф}} = \frac{I_{R(t)} \cdot t}{1 + \lambda(\gamma - 20)}, \qquad \text{(Б.28.4)}$$

где λ принимается равным 0,006, если другое не оговорено изготовителем.

Новый аккумулятор или аккумуляторные батареи должны обеспечивать при испытаниях (П) как минимум:

C_{ϕ} = 0,95 C_{Rt} на первом цикле заряда-разряда;

C_{ϕ} = C_{Rt} на пятом цикле или ранее, если другое не оговорено изготовителем.

Б.28.4 М. Испытания аккумуляторных батарей в режиме непрерывного подзаряда

Испытания рекомендуется проводить при температуре окружающей среды от 15 °С до 25 °С. Средняя температура аккумуляторных батарей должна быть по возможности близкой к температуре сравнения 20 °С.

Испытаниям подвергается каждый элемент (аккумулятор) аккумуляторной батареи, находящейся в режиме непрерывного подзаряда (буферного заряда) при значении напряжения U_{f10}, установленном изготовителем в диапазоне [(от 2,14 до 2,25 ±0,01) · n] В для аккумуляторных батарей I–III групп и в диапазоне [(2,232,30) · n] В для аккумуляторных батарей IV–V групп, где n – число элементов (аккумуляторов). Напряжение подзаряда аккумуляторных батарей (U_{f10}) рассчитывается исходя из данных таблицы Б.28.3 с учетом корректирующей поправки на температуру окружающей среды, если другое не установлено изготовителем.

Напряжение U_{f10} должно быть достаточным для поддержания батареи в состоянии, близком к состоянию полной заряженности, на протяжении всего срока службы аккумуляторных батарей.

Рекомендуемая точность стабилизации напряжения подзаряда – ±1 %, предельно допустимая точность стабилизации напряжения подзаряда – ±2 %.

Каждые 3 месяца непрерывного подзаряда должны быть измерены и записаны в журнал следующие параметры каждого аккумулятора:

– напряжение между выводами аккумулятора;

– плотность электролита (кроме аккумуляторных батарей IV–V групп);

– положение уровня электролита между максимальной и минимальной отметками (кроме аккумуляторных батарей IV группы). После 6 месяцев непрерывного подзаряда потеря электролита не должна превышать 50 % объема между минимальной и максимальной отметками уровня;

– свободное пространство между нижним краем положительных пластин и выпавшим осадком (шламом) должно быть не менее 10 мм.

Аккумулятор должен рассматриваться как отказавший, если между двумя последовательными испытаниями диапазон отклонения напряжения и (или) диапазон отклонения плотности электролита больше значений, рекомендуемых таблицей Б.28.3, если другое не установлено изготовителем. Отказавший аккумулятор, в котором после проведения уравнительного заряда в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя восстанавливаются нормативные значения напряжения, плотности и уровня электролита, допускается к дальнейшей эксплуатации.

Аккумулятор должен быть окончательно снят с эксплуатации, если указанные отклонения в плотности или напряжении вновь возникают после следующего периода испытаний (3 месяца).

Для аккумуляторных батарей IV–V групп при отклонении на элементах (аккумуляторах) напряжений от среднего напряжения подзаряда более чем на +0,2 В, или –0,1 В, или температуры поверхности t, °С, различных элементов (аккумуляторов) более 5 °С необходимо обратиться к изготовителю.

При падении плотности электролита на 0,003–0,005 г/см^3 не менее чем у 30 % элементов аккумуляторных батарей для выравнивания степени заряженности и устранения сульфатации может применяться уравнительный заряд (перезаряд) батареи до достижения паспортной плотности электролита со стабильными показателями у всех элементов в течение 3 ч.

Ток уравнительного заряда не должен превышать $0{,}05 \cdot C_{10}$ даже в начальный период, а значение напряжения к концу заряда должно быть от 2,55 до 2,7 В, если другое не установлено изготовителем.

Рекомендуется проводить дозаряд отдельных элементов (аккумуляторов) аккумуляторной батареи в индивидуальном порядке током от специального источника путем его наложения на нормальный ток подзаряда всей батареи, если общее количество выявленных отстающих элементов менее 30 % от всех элементов аккумуляторных батарей.

Б.28.5 П, К, Т. Измерение сопротивления изоляции аккумуляторной батареи

Измерение проводится путем измерения напряжения на полюсах батареи и между каждым полюсом и «землей» при отключенном вводе со стороны щита постоянного тока. Сопротивление изоляции $R_{АБ}$, кОм, вычисляется по формуле

$$R_{АБ} = R_{ВН}\left(\frac{U_{АБ}}{U_1 + U_2} - 1\right), \qquad (Б.28.5)$$

где $R_{ВН}$ – значение внутреннего сопротивления вольтметра, кОм;

$U_{АБ}$ – значение напряжения на полюсах аккумуляторной батареи, В;

U_1, U_2 – значения напряжения между положительным полюсом и «землей» и отрицательным полюсом и «землей» соответственно, В.

Если $\frac{U}{U_1 + U_2} < 1{,}1$, должен быть выбран меньший предел измерения вольтметра (меньшее значения внутреннего сопротивления).

Если $\frac{U}{U_1 + U_2} > 20$, вольтметр должен быть переключен на большие пределы измерения (большее значение $R_{ВН}$).

Сопротивление изоляции аккумуляторных батарей должно быть не менее значений, указанных в таблице Б.28.2.

Таблица Б.28.2 – Минимально допустимое сопротивление изоляции аккумуляторных батарей

Номинальное напряжение	АБ, В	24	48	110	220
Сопротивление изоляции	АБ, кОм (П)	60	60	60	150
Сопротивление изоляции	АБ, кОм (К, Т)	15	25	50	100

Б.28.6 П, К, Т. Испытания аккумуляторных батарей при толчковых токах

Проверяется работоспособность полностью заряженных аккумуляторных батарей I–III групп по падению напряжения при импульсе тока разряда, превышающем силу тока одночасового разряда не более чем в 2,5 раза длительностью не более 5 с. При этом напряжение на аккумуляторной батарее не должно снижаться более чем на 0,4 В. Результаты испытаний заносятся в формуляр и сравниваются с результатами предыдущих испытаний.

При невозможности создания требуемого импульса тока допускается проводить испытания при включении ближайшего к аккумуляторной батарее выключателя с наиболее мощным электромагнитом включения.

Б.28.7 П, К, Т. Химический анализ электролита

Б.28.7.1 Общие требования

Анализ электролита аккумуляторных батарей должен проводиться не реже:

– АБ I группы – одного раза в год;
– АБ II–III групп – одного раза в 3 года.

Б.28.7.2 Требования к электролиту для АБ, изготовленных по ГОСТ 26881 (группы I, II)

Серная кислота, предназначенная для приготовления электролита, должна отвечать требованиям ГОСТ 667 для высшего сорта, а дистиллированная вода – требованиям ГОСТ 6709.

Требования к серной кислоте и электролиту приведены в таблице Б.28.3.

Таблица Б.28.3 – Нормы на характеристики серной кислоты и электролита для аккумуляторных батарей, изготовленных по ГОСТ 26881

Показатель	Нормы для серной кислоты	Нормы для электролита	
	высшего сорта	разведенная свежая кислота для заливки в аккумуляторы	электролит из работающего аккумулятора
1. Внешний вид	Прозрачная	Прозрачная	
2. Интенсивность окраски (определяется колориметрическим способом), мл	0,6	0,6	1,0
3. Плотность при температуре 20 °С, г/см^3	(1,83 – 1,84)	(1,18 $\pm$ 0,005)	(1,20 – 1,21)
4. Содержание железа, %, не более	0,005	0,004	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	–
9. Содержание марганца, %, не более	0,00005	0,00005	–

Окончание таблицы Б.28.3

Показатель	Нормы для серной кислоты	Нормы для электролита	
	высшего сорта	разведенная свежая кислота для заливки в аккумуляторы	электролит из работающего аккумулятора
10. Содержание меди, %, не более	0,0005	0,0005	–
11. Содержание веществ, восстанавливающих марганцовокислый 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	–	–
Примечание – Для дистиллированной воды допускается наличие тех же примесей, что и по ГОСТ 667 для аккумуляторной кислоты, но в 10 раз меньшей концентрации.			

Б.28.7.3 Требования к электролиту для аккумуляторных батарей западноевропейских производителей – группа III (OPzS, GroE, OGi, OCSM)

Рекомендуемые требования к чистоте электролита для заполнения элементов и дистиллированной воде, используемой для доливки, изложены в [28] и [29].

Б.28.8 Очищенная вода для аккумуляторов*

* Рекомендации изложены в [29].

Б.28.8.1 Физические требования

Вода должна быть прозрачной, не иметь запаха и маслянистых пятен, допустимый водородный показатель pH составляет от 5 до 7, электропроводность не должна превышать 30 мС/см.

Б.28.8.2 Химические требования

Содержание примесей в очищенной воде не должно превышать значений, указанных в таблице Б.28.4.

Б.28.8.3 Хранение очищенной воды

Металлические емкости для хранения очищенной воды не должны быть использованы, так как из металла возможно высвобождение ионов.

Хранить воду необходимо в сосудах из стекла, эбонита, полиэтилена, полипропилена, поливинилхлорида или других пластмасс. Используемые шланги должны быть изготовлены из ПВХ, резины или полиэтилена.

Рекомендуется хранить очищенную воду в воздухонепроницаемых сосудах, так как из воздуха абсорбируется двуокись углерода, что повышает проводимость воды.

Таблица Б.28.4 – Содержание примесей в очищенной воде

Загрязнения	мг/л, макс
1. Накипь (невыпариваемый остаток)	10
2. Окисляемые органические соединения (рассчитано как расход $KMnO_4$)	20
3. Металлы сероводородной группы (Pb, Sb, As, Sn, Bi, Cu, Cd): отдельно по каждому	1
все вместе	2
4. Металлы аммониево-сульфидной группы: отдельно по каждому	1
все вместе	2
5. Галогены (рассчитано как хлориды)	1
6. Соединения азота в форме аммиака	50
7. Соединения азота в другой форме (рассчитано как нитраты)	10

Б.28.9 Электролит для аккумуляторов*

* Рекомендации изложены в [28].

Б.28.9.1 Физические требования

Значение плотности заливаемого электролита должно соответствовать типу используемого аккумулятора.

Б.28.9.2 Химические требования

Содержание примесей в разбавленной серной кислоте для залива или эксплуатации свинцово-кислотных аккумуляторов плотностью от 1,20 до 1,28 кг/л не должно превышать значений, указанных в таблице Б.28.5.

Не допускается использовать электролит без проведения его химического анализа на соответствие нормам, указанным в документации производителя, с обязательным протоколированием результатов анализа и извещением изготовителя (поставщика). Исключение составляет

лишь тот случай, когда электролит входил в комплект поставки аккумуляторной батареи. В противном случае изготовитель не несет гарантийных обязательств.

Б.28.10 Нейтрализация пролитого электролита

Пролитый электролит необходимо нейтрализовать. В таблице Б.28.6 приведены количества реагентов для нейтрализации 1 л электролита.

Таблица Б.28.5

Содержание примесей в разбавленной серной кислоте для залива или эксплуатации свинцово-кислотных аккумуляторов загрязнения	мг/л, макс.*
1. Металлы платиновой группы	0,05
2. Медь	0,50
3. Металлы сероводородной группы, кроме свинца (Sb, As, Sn, Bi, Cu, Cb): отдельно по каждому	1,00
все вместе	2,00
4. Марганец, хром, титан отдельно по каждому	0,20
5. Железо	30,00
6. Другие металлы аммониево-сульфидной группы, например, Co, Ni (кроме Al и Zn): отдельно по каждому	1,00
все вместе	2,00
7. Галогены	5,00
8. Азот в виде ионов аммония	50,00
9. Азот в других формах (например, азотная кислота)	10,00
10. Летучие органические кислоты (рассчитано как уксусная кислота)	20,00
11. Окисляемые органические соединения (рассчитано как расход $KMnO_4$)	30,00
12. Остаток после выпаривания, удаления дымящихся фракций и отжига	250,00
* Для заливаемого электролита.	

Таблица Б.28.6 – Количество реагентов для нейтрализации 1 л электролита

Плотность электролита	Количество используемого реагента			
	CaO, кг	Na_2CO_3, кг	NaOH, 20%-ный р-р, л	NaOH, 45%-ный р-р, л
1,22	0,21	0,40	1,50	0,66
1,24	0,23	0,44	1,65	0,73
1,26	0,25	0,48	1,80	0,80

Б.29 Заземляющие устройства

Б.29.1 Проверка выполнения элементов заземляющего устройства

Проверка конструктивного выполнения заземляющего устройства проводится после монтажа до засыпки грунта и присоединения естественных заземлителей и заземляемых элементов (оборудования, конструкций, сооружений).

Проверка заземляющих устройств на ВЛ проводится у всех опор с заземлителями.

Сечения и проводимости элементов заземляющего устройства должны соответствовать ТКП 339.

Б 29.2 П, К, М. Проверка соединений заземлителей с заземляемыми элементами

При проверке наличия цепи между заземлителями и заземляемыми элементами сопротивление заземляющих и нулевых защитных проводников не нормируется, однако не должно быть обрывов и неудовлетворительных контактов. В необходимых случаях проводится измерение переходных сопротивлений контактных соединений (при исправном состоянии сопротивление разъемного контактного соединения не должно превышать 0,05 Ом).

Проверка состояния выполненных открыто соединений заземляющего устройства, дополнительной системы уравнивания потенциалов, присоединений естественных заземлителей, а также сварных контактных соединений проводится осмотром и простукиванием сварных соединений молотком для выявления дефектов.

Проверка проводится не реже одного раза в 3 года, а также после каждой перестановки оборудования.

Б.29.3 М. Проверка коррозионного состояния

На ОРУ электростанций и подстанций проверка коррозионного состояния элементов заземляющего устройства, находящихся в земле, проводится 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 проводится с периодичностью один раз в 12 лет.

На ВЛ выборочная проверка со вскрытием грунта проводится не менее чем у 2 % опор от общего числа опор с заземлителями. Указанная проверка должна проводиться на ВЛ в населенной местности, на участ-

ках с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми и плохо проводящими грунтами.

Элемент заземлителя должен быть заменен, если разрушено более 50 % его сечения.

Проверка коррозионного состояния проводится не реже одного раза в 12 лет.

Б.29.4 П, К, М. Измерения сопротивления заземляющих устройств

Наибольшие допустимые значения сопротивления заземляющих устройств электростанций, подстанций и линий электропередачи приведены в таблице Б.29.1.

На электростанциях и подстанциях измерения проводятся после присоединения естественных заземлителей.

На воздушных линиях электропередачи измерения проводятся:

а) при напряжении выше 1000 В:

– на опорах с разрядниками, разъединителями и другим электрооборудованием – после монтажа, ремонтов, а также в эксплуатации реже одного раза в 12 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, ремонтов, а также в эксплуатации не реже одного раза в 12 лет;

– на тросовых опорах ВЛ 110 кВ и выше – при обнаружении на них следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой;

б) при напряжении до 1000 В:

– на опорах с заземлителями грозозащиты и с повторными заземлениями нулевого провода – после монтажа, ремонтов, а также в эксплуатации не реже одного 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, ремонтов, а также в эксплуатации не реже одного раза в 12 лет.

Таблица Б.29.1 – Наибольшие допустимые сопротивления заземляющих устройств

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства		Сопротивление, Ом
1. Электроустановки напряжением выше 1000 В, кроме ВЛ*	Электроустановка сети с эффективно заземленной нейтралью	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями		0,5
	Электроустановка сети с изолированной нейтралью при использовании заземляющего устройства только для установки выше 1000 В	Искусственный заземлитель вместе с подсоединенными естественными заземлителями		250/ *I***, но не более 10
	Электроустановка сети с изолированной нейтралью при использовании заземляющего устройства для электроустановки до 1000 В	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями		125/ *I***, при этом должны быть выполнены требования к заземлению установки до 1000 В
	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 на подстанции	Обособленный заземлитель		80
2. Электроустановки напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью, кроме ВЛ***	Электроустановка с глухозаземленными нейтралями генераторов или трансформаторов или выводами источников однофазного тока	Искусственный заземлитель с подключенными естественными заземлителями и учетом использования заземлителей повторных заземлений PEN- или PE-проводника ВЛ до 1000 В при количестве отходящих линий не менее двух		
		при напряжении источника, В:		2
		трехфазный	однофазный	
		660	380	

Продолжение таблицы Б.29.1

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства		Сопротивление, Ом
		380	220	4
		220	127	8
		Искусственный заземлитель, расположенный в непосредственной близости от нейтрали генератора или трансформатора или вывода источника однофазного тока при напряжении источника, В:		15
		трехфазный	однофазный	
		660	380	
		380	220	30
		220	127	60
		Заземлитель повторного заземления PE- и PEN-проводников питающих линий в ВУ или ВРУ, В[4]*:		
		трехфазный	однофазный	
		660	380	15
		380	220	30
		220	127	60

Energoeso.by

Продолжение таблицы Б.29.1

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства	Сопротивление, Ом
3. ВЛ напряжением выше 1000 В[5*]	Опоры, имеющие грозозащитный трос или другие устройства грозозащиты, железобетонные и металлические опоры ВЛ 35 кВ и такие же опоры ВЛ 3–20 кВ в населенной местности, на подходах к трансформаторным подстанциям с высшим напряжением 3–20 кВ, а также заземлители электрооборудования, установленного на опорах ВЛ 110 кВ и выше	Заземлитель опоры при удельном эквивалентном сопротивлении ρ, Ом·м:	
		до 100;	10^{6*}
		более 100 до 500;	15^{6*}
		более 500 до 1000;	20^{6*}
		более 1000 до 5000;	30^{6*}
		более 5000	$(6 \cdot 10)^{-3} \cdot \rho^{6*}$
	Электрооборудование, установленное на опорах ВЛ 3–35 кВ	Заземлитель опоры	250/*I***, но не более 10
	Железобетонные и металлические опоры ВЛ 3–20 кВ в ненаселенной местности	Заземлитель опоры при удельном сопротивлении грунта ρ, Ом·м:	30^{6*}
		до 100	
		более 100	$0{,}3 \cdot \rho^{6*}$
	Трубчатые разрядники и защитные промежутки ВЛ 3–220 кВ	Заземлитель разрядника, ОПН или защитного промежутка при удельном сопротивлении грунта ρ, Ом·м:	10
		не выше 1000	
		более 1000	15
	Разрядники и ОПН на подходах ВЛ к подстанциям с вращающимися машинами	Заземлитель разрядника, ОПН	5

Продолжение таблицы Б.29.1

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства		Сопротивление, Ом
4. ВЛ напряжением до 1000 В***	Опора ВЛ с устройством грозозащиты	Заземлитель опоры для грозозащиты		30
	Опоры с повторными заземлителями нулевого провода	Общее сопротивление заземления всех повторных заземлений при напряжении источника, В:		5
		трехфазный	однофазный	
		660	380	
		380	220	10
		220	127	20
	Опоры с повторными заземлителями нулевого провода	Заземлитель каждого из повторных заземлений при напряжении источника, В:		15
		трехфазный	однофазный	
		660	380	
		380	220	30
		220	127	60

Energodoc.by

Окончание таблицы Б.29.1

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства	Сопротивление, Ом

* Для электроустановок напряжением выше 1000 В и до 1000 В с изолированной нейтралью при удельном сопротивлении грунта ρ более 500 Ом·м допускается увеличение сопротивления в 0,002 ρ раз, но не более десятикратного.
** *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.
*** Для установок и ВЛ напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью при удельном сопротивлении грунта ρ более 100 Ом·м допускается увеличение указанных выше норм в 0,01 ρ раз, но не более десятикратного.
4* В случаях если норма не установлена разделами настоящего технического кодекса или другими НПА и ТНПА, регламентирующими требования к устройству и безопасной эксплуатации электроустановок.
5* Сопротивление заземлителей опор ВЛ на подходах к подстанциям должно соответствовать требованиям ТКП 339.
6* Для опор высотой более 40 м на участках ВЛ, защищенных тросами, сопротивление заземлителей должно быть в два раза меньше приведенных в настоящей таблице.

docs.by

Для заземляющих устройств в зависимости от их назначения устанавливается расчетный сезон:

– для рабочих и защитных заземляющих устройств расчетным является период с декабря по февраль;

– для заземляющих устройств молниезащиты расчетным является период с марта по ноябрь.

При проведении измерений не в расчетный период применяются поправочные коэффициенты к значению измеренного сопротивления заземляющих устройств, приведенные в таблице Б.29.2.

Поправочный коэффициент глубинных вертикальных заземлителей при их длине 10 м и более принимается равным 1.

Таблица Б.29.2 – Поправочные коэффициенты к значению измеренного сопротивления заземляющих устройств электроустановок напряжением 0,38–10 кВ

Длина вертикального электрода и горизонтального заземлителя в базовом элементе заземляющего устройства, м	Количество базовых элементов заземляющего устройства в конструкции заземляющего устройства, шт.							
	1	2	3	4	5	6–10	11–32	33 и более
при измерении сопротивления рабочих и защитных заземляющих устройств электроустановок напряжением 0,38–10 кВ в период с марта по ноябрь								
2,5	1,60	1,55	1,50	1,45	1,40	1,35	1,30	1,30
5,0	1,40	1,35	1,30	1,25	1,20	1,20	1,20	1,00
при измерении сопротивления заземляющих устройств молниезащиты в период с декабря по февраль								
2,5	0,60	0,65	0,67	0,69	0,70	0,74	0,77	0,77
5,0	0,70	0,75	0,77	0,80	0,83	0,83	0,83	0,83

Б.29.5 П, К, М. Измерение напряжения прикосновения

Измерение напряжения прикосновения в электроустановках, выполненных по нормам на напряжение прикосновения, проводится после монтажа, переустройства и капитального ремонта заземляющего устройства, но не реже одного раза в 6 лет. Измерение производится при присоединенных естественных заземлителях и тросах ВЛ.

Сопротивления опор ВЛ 3–35 кВ, на которых установлены трансформаторы, разъединители, должны выбираться с учетом требований таблицы Б.29.1.

Напряжение прикосновения измеряется на рабочих местах, а также в контрольных точках, в которых эти значения определены расчетом при проектировании.

Под длительностью воздействия напряжения понимается суммарное время действия релейной щиты и собственного времени отключения выключателя. За продолжительность воздействия принимается для рабочих мест время отключения ОКЗ резервными защитами, а для остальной территории – основными защитами.

Допустимые значения напряжения прикосновения приведены в таблице Б.29.3.

Таблица Б.29.3 – Допустимые значения напряжения прикосновения

Длительность воздействия напряжения, с	0,01	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Более 1,0
Напряжение прикосновения, для электроустановок 110–330 кВ	–	500	400	–	–	200	–	130	–	100	–	65
Напряжение прикосновения, для электроустановок 1–35 кВ с изолированной нейтралью и до 1000 В с любой нейтралью	550	340	160	135	120	105	95	85	75	70	60	20

Б.29.6 П, К, М. Проверка выноса потенциала

Проверка (расчетная) напряжения на заземляющем устройстве РУ и подстанций при стекании с него тока замыкания на землю проводится после монтажа, переустройства, но не реже одного раза в 12 лет для электроустановок напряжением свыше 1000 В в сети с эффективно заземленной нейтралью, а также при увеличении тока ОКЗ.

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.

Б.29.7 П, К, М. Проверка пробивных предохранителей в установках напряжением до 1000 В

Проверка исправности проводится при ремонтах оборудования, но не реже одного раза в 6 лет. Пробивные предохранители должны быть исправны и соответствовать номинальному напряжению электроустановки.

Б.29.8 П, К, Т, М. Проверка цепи «фаза – нуль» в электроустановках до 1000 В с глухим заземлением нейтрали (в системах TN-C, TN-S, TN-C-S)

Проверка цепи «фаза – нуль» выполняется для всех электроприемников.

При вводе в эксплуатацию нового электрооборудования и электрооборудования после восстановительного ремонта и реконструкции проверка, как правило, проводится в период пусконаладочных работ. Если измерение полного сопротивления цепи «фаза – нуль» невозможно, достаточным является подтверждение электрической непрерывности защитного проводника при условии, что имеются расчеты полного сопротивления цепи «фаза – нуль» или активного сопротивления защитных проводников, а также токов короткого замыкания. В этом случае проверка цепи «фаза – нуль» проводится в течение месяца с момента подключения к электросети по постоянной схеме.

Для электроустановок во взрывоопасных зонах проверка выполняется в соответствии с 6.4.12 и рекомендациями [12].

Для электроустановок невзрывоопасных зон испытание цепи «фаза – нуль» должно производиться при приемке линий в эксплуатацию и после подключения новых или вновь вводимых потребителей и (или) объектов электроснабжения, а также при выполнении работ, вызывающих изменение сопротивления цепи, но не реже одного раза в 6 лет. При проведении проверки необходимо руководствоваться следующими требованиями:

а) для электроустановок, введенных в эксплуатацию до 1 декабря 2011 г. и выполненных в соответствии с рекомендациями [12], а также питающих сетей по [24] ток однофазного короткого замыкания должен превышать не менее чем:

– в три раза номинальный ток плавкого элемента ближайшего предохранителя;

– в три раза номинальный ток нерегулируемого расцепителя или уставку тока регулируемого расцепителя, имеющих обратно зависимую от тока характеристику, в том числе в составе комбинированного расцепителя автоматического выключателя.

При защите сетей автоматическими выключателями, имеющими только электромагнитный расцепитель (отсечку), проводимость фазных и нулевых защитных проводников должна обеспечивать ток не менее уставки тока мгновенного срабатывания, умноженной на коэффициент, учитывающий разброс (по заводским данным), и на коэффициент запаса 1,1. При отсутствии заводских данных для автоматических выключателей с номинальным током до 100 А кратность тока КЗ относительно уставки должна приниматься не менее 1,4, а для автоматических выключателей с номинальным током более 100 А – не менее 1,25;

б) для электроустановок, введенных в эксплуатацию в период с 1 декабря 2011 г. до 20 декабря 2022 г., ток однофазного короткого замыкания должен обеспечивать срабатывание защиты в соответствии с требованиями ГОСТ 30331.3. Проверка времени срабатывания устройств защиты выполняется методом непосредственных измерений на специальных прогрузочных установках (стендах) или с использованием время-токовых характеристик, приведенных в эксплуатационных документах изготовителя аппаратов защиты;

в) для электроустановок, введенных в эксплуатацию после 20 декабря 2022 г. и выполненных в соответствии с ТКП 339, ток однофазного короткого замыкания должен обеспечивать срабатывание защиты в соответствии с требованиями ТКП 339. Проверка времени срабатывания устройств защиты выполняется методом непосредственных измерений на специальных прогрузочных установках (стендах) или с использованием время-токовых характеристик, приведенных в эксплуатационных документах изготовителя аппаратов защиты.

Б.30 Силовые кабельные линии* **

* Измерение температуры кабелей, контроль состояния антикоррозионного покрытия трубопроводов кабелей высокого давления, испытание подпитывающих агрегатов и устройств автоматического подогрева концевых муфт проводятся в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

** Кабельные линии, присоединяющие объекты электроснабжения к электрическим сетям.

Б.30.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции

Измерение проводится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В не реже одного раза в 3 года. У силовых кабелей на напряжение 1000 В и ниже значение сопротивления изоляции должно быть не менее 0,5 МОм. У силовых кабелей на напряжение свыше 1000 В сопротивление изоляции не нормируется.

Б.30.2 П, К, М. Испытание изоляции кабелей повышенным выпрямленным напряжением

Б.30.2.1 Испытательные напряжения, длительность испытаний, токи утечки и их асимметрия

Значение испытательного напряжения принимается в соответствии с таблицей Б.30.1.

Для кабелей на номинальное напряжение до 35 кВ с бумажной и пластмассовой изоляцией длительность приложения полного испытательного напряжения при приемо-сдаточных испытаниях составляет 10 мин, а в процессе эксплуатации – 5 мин.

Для кабелей с резиновой изоляцией на номинальное напряжение 3–10 кВ длительность приложения полного испытательного напряжения – 5 мин. Кабели с резиновой изоляцией на номинальное напряжение до 1000 В испытаниям повышенным напряжением не подвергаются.

Для кабелей на номинальное напряжение 110 кВ длительность приложения полного испытательного напряжения при приемо-сдаточных испытаниях и в эксплуатации составляет 15 мин.

При проведении испытаний кабелей 2–35 кВ необходимо обращать внимание на характер изменения токов утечки и асимметрии их по фазам. Абсолютное значение тока утечки и коэффициента асимметрии не являются показателями, которые свидетельствуют о невозможности дальнейшей эксплуатации кабелей, но должны учитываться при оценке состояния изоляции, увеличении времени испытаний, сокращении периодичности.

Кабели с удовлетворительной изоляцией имеют стабильные значения тока утечки. Отношение $I_{10,5\ мин}$ / $I_{1\ мин}$ должно быть не больше 1,

где $I_{10,5\ мин}$ – значение тока утечки при длительности приложения полного испытательного напряжения в течение 10,5 мин, А;

$I_{1\ мин}$ – значение тока утечки в течение 1 мин, А.

Коэффициент асимметрии I_{max} / I_{min} – (2–3),

где I_{max} – максимальный ток утечки, А;

I_{min} – минимальный ток утечки, А.

Таблица Б.30.1 – Испытательное выпрямленное напряжение, кВ, для силовых кабелей

Категория испытания	Кабели с бумажной изоляцией на номинальное напряжение, кВ							
	до 1	2	3	6	10	20	35	110
П	6	12	18	40	60	100	175	285
К	2,5	10–17	15–25	36	50	100	145	236
М	–	10–17	15–25	36	50	100	145	236

Категория испытаний	Кабели с резиновой изоляцией на номинальное напряжение, кВ		
	3	6	10
П	6	12	20
К	6	12	20
М	6**	12**	20**

* Испытание выпрямленным напряжением одножильных кабелей с пластмассовой изоляцией без брони (экранов), проложенных на воздухе, не производится.

** После ремонтов, не связанных с перемонтажом кабеля, изоляция проверяется мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В, а испытание повышенным выпрямленным напряжением не производится.

Б.30.2.2 П, К, М. Испытание кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Испытание кабелей с полимерной изоляцией на номинальное напряжение 2–35 кВ повышенным напряжением производится напряжением переменного тока частотой от 0,1 до 400 Гц в течение 15 мин. Испытательные напряжения приведены в таблице Б.30.2.

Таблица Б.30.2 – Испытательное напряжение, кВ

Категория испытаний	Кабели с полимерной изоляцией (поливинилхлоридный пластикат, сшитый вулканизированный полиэтилен, этиленпропиленовая резина) на номинальное напряжение, кВ						
	0,66	1,0	3,0	6,0	10	35	110
П	3,5	5,0	7,5	18,0	30,0	105,0*	172,0**
К	–	2,5	5,0	18,0	30,0	70,0*	164,0**
М	–	2,5	5,0	18,0	30,0	70,0*	164,0**

* Только для кабелей с изоляцией из сшитого вулканизированного полиэтилена и этиленпропиленовой резины.
** Только для кабелей 110 кВ с изоляцией из сшитого вулканизированного полиэтилена.

Испытание выпрямленным напряжением постоянного тока кабелей с полимерной изоляцией не рекомендуется.

При отсутствии установок переменного тока частотой от 0,1 до 400 Гц допускается испытание напряжением постоянного тока $4 \cdot U_0$ (рабочее напряжение на изоляции кабеля) в течение 15 мин или напряжением переменного тока $U_{ном}$ в течение 24 ч, приложенным между жилой и металлическим экраном.

Оболочка кабелей с полимерной изоляцией на номинальное напряжение 6–220 кВ после прокладки в земле должна быть испытана напряжением постоянного тока 10 кВ, приложенным между металлическим экраном и заземлителем в течение 10 мин.

Б.30.2.3 Периодичность испытаний в процессе эксплуатации

Кабели с полимерной изоляцией на номинальное напряжение 2–35 кВ:

а) один раз в 4 года;

б) во время капитальных ремонтов оборудования для кабельных линий, присоединенных к агрегатам, и кабельных перемычек 6–10 кВ между сборными шинами и трансформаторами в ТП и РП;

в) допускается не проводить испытание кабельных линий, подлежащих выводу из работы в год их замены.

Кабели на номинальное напряжение 110 кВ:

а) через 3 года после ввода в эксплуатацию и в последующем один раз в 5 лет.

Кабели на номинальное напряжение 3–10 кВ с резиновой изоляцией:

а) в стационарных установках – один раз в год;

б) в сезонных установках – перед наступлением сезона;

в) после капитального ремонта агрегата, к которому присоединен кабель.

Б.30.3 П, К. Определение целостности жил кабелей и фазировка кабельных линий

Осуществляется в эксплуатации после окончания монтажа, перемонтажа муфт или отсоединения жил кабеля.

Б.30.4 П. Определение сопротивления жил кабеля

Проводится для линий на напряжение 20 кВ и выше.

Отклонение измеренного значения сопротивления жил кабелей постоянному току, приведенного к удельному значению (на 1 мм^2 сечения, 1 м длины, при температуре 20 °С), должно быть не более ±5 % от 0,01793 Ом для медной и 0,0294 Ом для алюминиевой жил.

Б.30.5 П. Определение электрической рабочей емкости кабелей

Определение проводится для линий на напряжение 20 кВ и выше. Отклонение значений измеренной электрической емкости, приведенной к удельному значению (на 1 м длины), должно быть не более ±5 % значений, полученных при заводских испытаниях.

Б.30.6 М. Контроль степени осушения вертикальных участков

Контроль проводится 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, должна быть не более 2 °С – 3 °С.

Б.30.7 П, К, М. Измерение токораспределения по одножильным кабелям

Неравномерность распределения токов по токопроводящим жилам и оболочкам (экранам) кабелей должна быть не более 10 %.

Б.30.8 П, М. Проверка антикоррозийных защит

При приеме 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 сопротивле-

ние грунта более 20 Ом·м), при среднесуточной плотности тока утечки в землю более 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 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.

Оценка коррозионной активности грунтов и естественных вод должна производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602.

Сроки проведения измерений блуждающих токов в земле (М) определяются руководителем потребителя, но не реже одного раза в 3 года.

Б.30.9 П, К, М. Определение характеристик масла и изоляционной жидкости

Определение проводится для всех элементов маслонаполненных кабельных линий на номинальное напряжение 110 кВ и для концевых муфт (вводов в трансформаторы и КРУЭ) кабелей с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение 110 кВ.

Пробы масел марок С-220, 5-РА, МН-3 и МН-4 и изоляционной жидкости марки ПМС должны удовлетворять требованиям норм таблиц Б.30.3 и Б.30.4.

Таблица Б.30.3 – 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 ниже	45	45	35	42,5	42,5	35
Степень дегазации (растворенный газ), %, не более	0,5	1,0	–	0,5	1,0	–

Таблица Б.30.4 – Тангенс угла диэлектрических потерь масла и изоляционной жидкости (при 100 °С), %, не более, для кабелей на номинальное напряжение, кВ

Номинальное напряжение кабельных линий, кВ	110
При вводе в работу	0,5/0,8*
В эксплуатации в течение:	
– первых 10 лет	3,0
– более 10 до 20 лет	5,0
– свыше 20 лет	5,0
* В числителе указано значение для масел марок С-220 и 5-РА, в знаменателе – для МН-3, МН-4 и ПМС.	

Испытание проб масла и изоляционной жидкости проводят при вводе в эксплуатацию, через 1 год, затем через 3 года и в последующем один раз в 6 лет. Если значения электрической прочности и степени дегазации масла МН-4 соответствуют нормам, а измеренные значения $tg\delta$ по методике ГОСТ 6581 превышают указанные в таблице Б.30.4, пробу масла дополнительно выдерживают при температуре 100 °С в течение 2 ч, периодически измеряя $tg\delta$. При уменьшении значения $tg\delta$ проба масла выдерживается при температуре 100 °С до получения установившегося значения, которое принимается за контрольное значение.

Б.30.10 П, К. Проверка заземляющего устройства

Проверка заземляющего устройства проводится в соответствии с разделом Б.29.

На линиях всех напряжений измеряется сопротивление заземления концевых муфт и заделок, а на линиях на напряжение 110 кВ – также металлических конструкций кабельных колодцев и подпиточных пунктов. В эксплуатации сопротивление заземления измеряется при капитальном ремонте заземляющих устройств, а целостность металлической связи между заземлителями кабельных линий на напряжение 110 кВ и контуром подстанции – один раз в 3 года.

Б.30.11 Испытание пластмассовой оболочки (шланга) кабелей на номинальное напряжение 2–110 кВ повышенным выпрямленным напряжением

При испытаниях выпрямленное напряжение 10 кВ прикладывается между металлической оболочкой (экраном) и землей в течение10 мин при категории контроля П и К, а в эксплуатации 5 кВ в течение 5 мин. Испытания проводятся перед вводом в эксплуатацию, через 1 год после ввода в эксплуатацию, а затем рекомендуется проводить с периодичностью один раз в 3 года.

Б.30.12 П. Испытание напряжением переменного тока частотой 50 Гц

Такое испытание допускается для кабельных линий на номинальное напряжение 110–220 кВ взамен испытания выпрямленным напряжением. Испытание проводится напряжением $(1{,}0–1{,}73) \cdot U_{ном}$.

Допускается проводить испытания путем включения кабельной линии на номинальное напряжение $U_{ном}$ при отсутствии испытательной установки необходимой мощности. Длительность испытания – по рекомендациям изготовителя.

Б.30.13 М. Испытание на содержание отдельных растворенных газов

Испытание проводится для маслонаполненных кабельных линий на номинальное напряжение 110 кВ при превышении нормы на общее содержание растворенных или нерастворенных газов по Б.26.3 и Б.26.4.

Для этой цели применяется метод хроматографического анализа по газам H_2, CO и CO_2. Если наблюдается устойчивая тенденция роста содержания газа, то линия отключается и дальнейший режим ее работы определяется по рекомендациям изготовителя.

Б.31 Воздушные линии

Б.31.1 П, М. Измерения на трассе воздушных линий, проходящих в зонах древесно-кустарниковой растительности (насаждений)

Проводится измерение ширины просеки, высоты деревьев и кустарников под проводами, расстояний от элементов воздушных линий (ВЛ) до стволов деревьев и их кроны.

Расстояния и ширина просек должны соответствовать требованиям ТКП 339 или рекомендациям [12]. В противном случае должна выполняться в установленном порядке обрезка веток, стволов или удаление деревьев.

На ВЛ с неизолированными проводами измерение ширины просеки проводится не реже одного раза в 3 года, измерение высоты деревьев и кустарников под проводами – по мере необходимости, но не реже одного раза в год.

Б.31.2 Контроль расположения фундаментов опор, заделки оснований опор в грунте, состояния фундаментов

Б.31.2.1 П. Контроль расположения элементов опор

Проводятся измерение (выборочно) заглубления железобетонных опор в грунте, определение расположения фундаментов металлических

опор и железобетонных опор на оттяжках, а также заложения ригелей и расположения анкеров оттяжек.

Измеренные значения показателей на ВЛ 35–330 кВ не должны превышать допусков, приведенных в таблице Б.31.1 и в проектах конкретных ВЛ. Измерения выполняются на 2 % – 3 % общего количества установленных опор.

Заглубление в грунт железобетонных опор ВЛ 0,38–20 кВ должно соответствовать проекту ВЛ, но быть не менее 1,5 м для ВЛ 0,38 кВ и 1,7 м для ВЛ 6–20 кВ. Измерение производится на всех сложных опорах и на 20 % промежуточных опор.

Таблица Б.31.1 – Допуски на расположение сборных фундаментов и свай опор на ВЛ напряжением 35–330 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
* 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.		

Б.31.2.2 П, М. Контроль состояния фундаментов

Измеряются размеры сколов и трещин фундаментов и отклонения размещения анкерных болтов, а также их размеров.

Рекомендуемые допустимые значения указанных параметров приведены в [30].

Уменьшение диаметра анкерных болтов, зазоры между пятой опоры и фундаментом не допускаются. Периодичность измерений – один раз в 6 лет.

Б.31.3 П, К, М. Контроль положения опор

Измеряется смещение опор вдоль и перпендикулярно оси ВЛ, положение траверс на опоре.

Допустимые значения смещения опор и отклонения траверс приведены в таблице Б.31.2.

Таблица Б.31.2 – Допустимые отклонения положения опор и их элементов на ВЛ 0,38–330 кВ

Наименование	Предельные значения для опор		
	железобетонных	металлических	деревянных
1. Отношение отклонения от вертикальной оси вдоль и поперек ВЛ верхнего конца стойки опоры к ее высоте	1:100 – для портальных опор	1:200	1:100
	1:150 – для одностоечных опор		
2. Смещение опоры перпендикулярно оси ВЛ (выход из створа):			
– для одностоечных опор при длине пролета, м:			
– до 200	100 мм	100 мм	100 мм
– более 200	200 мм	–	200 мм
– от 200 до 300	–	200 мм	–
– более 300	–	300 мм	–
– для портальных металлических опор на оттяжках при длине пролета, м:			
– до 250	–	200 мм	–
– более 250	–	300 мм	–
– для портальных железобетонных опор	200 мм	–	–
3. Отклонение конца траверсы от горизонтальной оси (длина траверсы L)	1:100L – для одностоечных опор	–	1:50L
4. Отклонение конца траверсы промежуточной опоры вдоль ВЛ; для угловой опоры – относительно биссектрисы угла поворота ВЛ (длина траверсы L)	1:100L – для одностоечных опор	100 мм	1:50L
5. Отклонение от проектного расстояния между стойками портальной опоры:			
отклонение оси траверсы портальной опоры с оттяжками от горизонтальной оси (длина траверсы L):	100 мм	–	–
– до 15 м	1:150L	1:150L	–
– более 15 м	1:250L	1:250	–

Б.31.4 Контроль состояния опор

Б.31.4.1 П, М. Измерение прогибов металлоконструкций опор

Измеряются прогибы металлических опор и металлических элементов железобетонных опор. 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

Периодичность измерений – не реже одного раза в 6 лет и после воздействия на ВЛ механических нагрузок, превышающих расчетные значения.

Б.31.4.2 П, М. Контроль оттяжек опор

Измеряется тяжение в тросовых оттяжках опор. Измеренное значение тяжения при скорости ветра не более 8 м/с и отклонении положения опор в пределах, приведенных в таблице Б.31.2, не должно отличаться от предусмотренного проектом более чем на 20 %.

Контролируется целостность оттяжек. Уменьшение площади сечения троса оттяжки не должно превышать 10 %.

Измерения производятся в соответствии с рекомендациями [30].

Б.31.4.3 М. Контроль коррозионного износа металлических элементов опор

Контролю подлежат металлические опоры и траверсы, металлические элементы железобетонных и деревянных опор, металлические подножники, анкеры и тросы.

Измеряется на ВЛ в зонах V–VII степени загрязненности атмосферы поперечное сечение металлических элементов опор, уменьшившееся в результате коррозии.

При сплошной или язвенной коррозии металлоконструкций допустимое отношение фактического сечения металлического элемента (детали) к предусмотренному проектом должно быть не менее:

– 0,9 – для несущих элементов;
– 0,8 – для ненесущих элементов;
– 0,7 – для косынок.

Не допускаются сквозное коррозионное поражение, щелевая коррозия с появлением трещин и разрушением сварных швов, трещины в сварных швах и околошовной зоне, трещины в металле.

Периодичность измерений – не реже одного раза в 6 лет.

Б.31.4.4 П, М. Измерение дефектов железобетонных опор и приставок

Проводится измерение трещин, прогибов, разрушения бетона железобетонных опор и приставок.

Элементы опор признаются непригодным к эксплуатации при значениях прогибов стоек опор, размерах трещин и сквозных отверстий, превышающих приведенные в таблице Б.31.3.

Периодичность измерений – не реже одного раза в 6 лет.

Таблица Б.31.3 – Предельные значения прогибов и размеров дефектов железобетонных стоек опор и приставок

Характер дефекта	Наибольшее значение
1. Центрифугированные стойки опор и приставки на ВЛ 35–330 кВ	
1.1. Искривление стойки одностоечной свободностоящей опоры	10 см
1.2. Ширина раскрытия поперечных трещин по всей поверхности бетона стойки	0,6 мм
1.3. То же на стойках с напряженной арматурой из высокопрочной проволоки	Не допускается
1.4. Ширина раскрытия продольных трещин в бетоне при их количестве в одном сечении более двух на длине 3 м	0,3 мм
1.5. Площадь сквозного отверстия в бетоне стойки	25 $см^2$
2. Вибрированные стойки и приставки опор на ВЛ 0,38–35 кВ	При П – 20 см
2.1. Отклонение вершины стойки от вертикального положения с учетом поворота в грунте (при отсутствии ветра и гололеда)	При М – 80 см
2.2. Измерение расстояния между стойкой и основанием подкоса сложной опоры по сравнению с предусмотренным проектом	15 %
2.3. Ширина раскрытия поперечных трещин на длине 1 м	При П – не допускается При М – 0,5 мм
2.4. Ширина раскрытия продольных трещин	0,5 мм
2.5. Площадь скола бетона с обнажением продольной арматуры	100 $см^2$

Б.31.4.5 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 – –1 см;
+2 см;
по длине – ±1 см на каждый метр длины;
минусовой допуск для траверс не допускается.

Измерение проводится на 8 % – 10 % деталей опор.

Между ремонтами измеряется степень (глубина, размеры) внешнего и внутреннего загнивания деталей опор.

Периодичность измерений, а также места, в которых контролируется опора и признается пригодной к эксплуатации, принимаются в соответствии с рекомендациями [30].

Б.31.5 Контроль проводов, грозозащитных тросов

Б.31.5.1 П, К, М. Измерение расстояний от проводов и тросов

Проводится измерение расстояний от проводов и грозозащитных тросов до поверхности земли, до различных объектов и сооружений в местах сближений и пересечений, между проводами разных линий при совместной подвеске проводов.

Измеренные расстояния должны удовлетворять требованиям ТКП 339 или рекомендациям [12].

Измерения производятся после воздействия на ВЛ предельных токовых нагрузок, механических нагрузок и температуре окружающего воздуха выше расчетных значений, а также периодически не реже одного раза в 6 лет на пересечениях и сближениях.

При капитальном ремонте измерения производятся после замены, перемонтажа или перетяжки проводов (их участков).

Б.31.5.2 П, М. Контроль стрел провеса, расстояний до элементов ВЛ

Проводится измерение стрел провеса проводов и грозозащитных тросов, расстояний от них до элементов опор и между проводами.

Фактическая стрела провеса должна отличаться от предусмотренной проектом не 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 должны быть не менее 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 методу проводами фазы на ВЛ 220–330 кВ. Периодичность измерений – не реже одного раза в 6 лет: на ВЛ 6–20 кВ в 1 % – 2 % пролетов, на ВЛ 35–220 кВ в 3 % – 5 %, на ВЛ 330 кВ в 1 % пролетов.

Б.31.5.3 М. Контроль сечения проводов и грозозащитных тросов

Измеряется площадь сечения проводов и грозозащитных тросов, изменившаяся в результате обрыва отдельных проволок.

Допустимое уменьшение площади сечения проводов и грозозащитных тросов принимается в соответствии с рекомендациями [30].

Б.31.5.4 П, К, М. Контроль соединений проводов и грозозащитных тросов

Проводится в соответствии с положениями раздела Б.32.

Б.31.6 Контроль изоляторов и изолирующих подвесок

Б.31.6.1 П, К. Измерение сопротивления изоляторов

Измерение сопротивления фарфоровых подвесных изоляторов проводится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В только при положительной температуре окружающего воздуха. При монтаже изоляторов сопротивление изоляции измеряется непосредственно перед установкой изоляторов.

Сопротивление каждого подвесного изолятора должно быть не менее 300 МОм.

Необходимость испытания штыревых изоляторов на ВЛ определяется с учетом фактических показателей надежности изоляторов и местных условий эксплуатации.

Б.31.6.2 М. Измерение распределения напряжения по изоляторам

Распределение напряжения по фарфоровым изоляторам в поддерживающих и натяжных гирляндах проводится на ВЛ, находящейся под напряжением, при положительной температуре окружающего воздуха с помощью измерительной штанги или штанги с постоянным искровым промежутком. При проверке изоляторов штангой с постоянным искровым промежутком изолятор признается непригодным к эксплуатации, если пробой промежутка не происходит при напряжении, соответ-

ствующем дефектному состоянию наименее электрически нагруженного изолятора гирлянды.

Периодичность измерений принимается в соответствии с рекомендациями [30].

При положительных результатах проверки по Б.31.6.4 проверка по Б.31.6.2 может не проводиться.

Б.31.6.3 Испытания различных изоляторов

Испытания установленных на ВЛ стеклянных подвесных изоляторов, изоляторов всех типов для подвески грозозащитного троса и полимерных изоляторов не проводятся; их контроль осуществляется внешним осмотром.

Б.31.6.4 М. Дистанционная проверка (контроль) изоляторов

Дистанционный контроль исправности изоляторов с использованием тепловизоров или других средств измерений осуществляется только в электроустановках напряжением выше 1000 В. Принятие решение о дальнейшей эксплуатации проводится в соответствии с инструкциями по применению средств измерений.

Б.31.7 П, М. Контроль линейной арматуры

Контроль линейной арматуры осуществляется внешним осмотром. Линейная арматура должна подлежать замене в случаях, если:

– поверхность арматуры покрыта сплошной коррозией;

– в деталях арматуры имеются трещины, раковины, оплавы, 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 должно отличаться от проектного значения не более чем на ±25 мм.

Расстояния между группами дистанционных распорок должны отличаться от проектного не более чем на ±10 %.

Расстояния между рогами искровых промежутков на грозозащитных тросах должны отличаться от проектного не более чем на ±10 %.

Б.31.8 П, К, М. Проверка заземляющего устройства

Проверка заземляющего устройства проводится в соответствии разделом Б.29.

Б.31.9 Воздушные линии и напряжением 0,4 кВ с изолированными проводами (ВЛИ)*

* Требования к заземляющим устройствам, проверка пробивных предохранителей, испытание цепи «фаза – нуль» для ВЛИ аналогичны требованиям к воздушным линиям и выполняются в соответствии с разделом Б.29.

Б.31.9.1 П, К. Измерение сопротивления изоляции

Сопротивление изоляции жил, изоляции их соединений и ответвлений от них должно быть не менее 0,5 МОм при напряжении мегаомметра 1000 В. Сопротивление измеряется между фазными проводами; проводами (жилами) фазными и уличного освещения; проводами фазными, уличного освещения и нулевым.

Б.31.9.2 П, К. Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц

Значение испытательного напряжения принимается равным 1000 В, если иное не предусмотрено изготовителем. Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин. Допускается проводить испытание выпрямленным напряжением с использованием мегаомметра с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В или специальной установки. Измерение сопротивления изоляции в этом случае может не проводиться.

Б.31.9.3 П, К. Проверка соединений жил ВЛИ

Проверка проводится путем внешнего осмотра и измерения падения напряжения или электрического сопротивления.

Соединения жил фазных, уличного освещения и нулевой несущей признаются непригодными к эксплуатации, если:

– кривизна опрессованного зажима превышает 3 % его длины;

– на поверхности соединительного зажима имеются трещины и следы механических повреждений.

– падение напряжения или электрическое сопротивление на участке соединения или ответвления более чем в 1,2 раза превышает падение напряжения или электрическое сопротивление на участке жил той же длины.

Проверка проводится выборочно на 2 % – 5 % от общего количества соединений и ответвлений.

Б.32 Контактные соединения проводов, грозозащитных тросов (тросов), сборных и соединительных шин

Контроль контактных соединений, как правило, должен совмещаться с ремонтами оборудования (генераторы, трансформаторы, выключатели, шины и др.).

Б.32.1 М. Тепловизионный контроль контактных соединений

Проводится тепловизионный контроль контактных соединений (КС) всех исполнений выполняется в соответствии с указаниями раздела Б.37.

Б.32.2 П, К. Контроль опрессованных 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 симметрического 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).

Б.32.3 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 должно составлять не менее 4 и не более 4,5, а зажимов типа СОАС-95-3 при соединении проводов марки АЖС 70/39 – не менее 5 и не более 5,5 витков.

При приемке в эксплуатацию ВЛ контролируется выборочно не менее 2 % установленных зажимов каждого типоразмера.

Б.32.4 Контроль болтовых контактных соединений

Б.32.4.1 П, К. Контроль затяжки болтов контактных соединений

Проверяется затяжка болтов КС, выполненных с применением соединительных плашечных, петлевых переходных, соединительных переходных, ответвительных, аппаратных зажимов; проверка производится в соответствии с инструкцией по их монтажу.

Проверка затяжки болтов контактных соединений сборных и соединительных шин проводится выборочно со вскрытием 2 % – 3 % соединений.

Б.32.4.2 М. Измерение переходных сопротивлений

Измеряется переходное сопротивление всех болтовых КС неизолированных проводов ВЛ напряжением 35–750 кВ, шин и токопроводов на номинальный ток 1000 А и более, контактных соединений шин ОРУ 35 кВ и выше.

Для распределительных устройств падение напряжения или сопротивления на участке шины (0,7–0,8 м) в месте контактного соединения не должно превышать падения напряжения или сопротивления участка шины той же длины и того же сечения более чем в 1,2 раза.

Периодичность контроля – не реже одного раза в 6 лет.

При удовлетворительных результатах тепловизионного контроля контроль и проверки по Б.32.4.2 могут не проводиться.

Б.32.5 П, К. Контроль сварных контактных соединений

Б.32.5.1 Контроль контактных соединений, 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.

Б.32.5.2 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.

Б.33 Системы возбуждения синхронных генераторов (СГ) и синхронных компенсаторов

Б.33.1 Общие положения

В разделе приводятся объем, нормы и периодичность испытаний основных устройств и аппаратов в составе систем возбуждения (СВ) следующих типов:

– систем тиристорного независимого возбуждения (СТН);

– систем тиристорного самовозбуждения (СТС), в том числе резервных возбудителей (СТС-Р);

– систем бесщеточного возбуждения (БСВ);

– систем полупроводникового высокочастотного возбуждения (ВЧ);

– систем с электромашинным коллекторным возбудителем (ЭМК), в том числе резервных возбудителей (РВ).

Проверка и испытания автоматического регулятора возбуждения (АРВ), резервного регулятора возбуждения (РРВ), систем управления возбуждением (СУВ), устройств защиты, диагностики, измерений и сигнализации должны выполняться в соответствии с эксплуатационной документацией изготовителя и типовыми методическими указаниями по наладке и испытаниям системы возбуждения.

При определении норм и объемов испытаний систем возбуждения рекомендуется руководствоваться [31].

Б.34 Периодичность испытаний и измерений электрооборудования

Таблица Б.34.1

Наименование оборудования	После ввода в эксплуатацию		Очередной срок		Примечание
	через, лет	объем	через, лет	объем	
1. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и масляные реакторы:					
до 10 кВ	4	$R_{из}$, $U_{пов}$, $R_{ом}$	12	$R_{из}$, $U_{пов}$, $R_{ом}$	$U_{пов}$ обязательно для сухих трансформаторов
35 кВ	1	$R_{из}$, tgδ, $R_{ом}$	8	$R_{из}$, tgδ, $R_{ом}$	При невыполнении хроматографического контроля растворимых в масле газов испытание трансформаторов с РПН проводится один раз в 2 года
110 кВ	1	$R_{из}$, tgδ, $R_{ом}$, $P_{хх}$	4	$R_{из}$, tgδ, $R_{ом}$, $P_{хх}$	Трансформаторы 35–750 кВ в течение 3 месяцев находящиеся в резерве, перед вводом в эксплуатацию подлежат измерению $R_{из}$, tgδ
220–330 кВ	1	»	2	»	
750 кВ	1	»	1	»	
2. Масляные выключатели (МВ)					
6–10 кВ	4	V, $R_{из}$, $R_{ом}$, $U_{пов}$	8	V, $R_{из}$, $R_{ом}$, $U_{пов}$	–
Многообъемные МВ:					
35 кВ	1	V, $R_{из}$, $R_{ом}$, $U_{пов}$	8	V, $R_{из}$, $R_{ом}$, $U_{пов}$	–
110–220 кВ	1	V, $R_{из}$, $R_{ом}$	8	V, $R_{из}$, $R_{ом}$	
3. Измерительные трансформаторы					
ТН-3-10 кВ	4	$R_{из}$, $U_{инд}$	8	$R_{из}$, $U_{инд}$	При проведении работ в ячейках, где они установлены
ТН-35 кВ	1	»	8	»	

Продолжение таблицы Б.34.1

Наименование оборудования	После ввода в эксплуатацию		Очередной срок		Примечание
	через, лет	объем	через, лет	объем	
ТН-110 кВ	1	»	8	»	
ТН-220-330 кВ	1	»	4	»	
ТН-750 кВ	1	$R_{из}$, tgδ, $R_{ом}$, $P_{хх}$	4	$R_{из}$, tgδ, $R_{ом}$, $P_{хх}$	
ТТ-6-10 кВ	4	$R_{из}$, $U_{пов}$	8	$R_{из}$, $U_{пов}$	При проведении работ в ячейках, где они установлены
ТТ-35 кВ	1	$R_{из}$, tgδ	8	$R_{из}$, tgδ	
ТТ-110-220 кВ	1	$R_{из}$, tgδ	8	$R_{из}$, tgδ	ТТ с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) при неудовлетворительных результатах испытаний масла по показателям 1–3, 6 таблицы 26.4)
ТТ-330-750 кВ, не оснащенные системой контроля под рабочим напряжением	1	$R_{из}$, tgδ	4	$R_{из}$, tgδ	ТТ типа ТФКН-330 испытываются ежегодно
4. Вводы:					
мастиконаполненые и полимерные 35 кВ	1	$R_{из}$, tgδ, $U_{пов}$	4	$R_{из}$, tgδ, $U_{пов}$	У вводов 35 кВ tgδ измеряется при проведении ремонтных работ на трансформаторах, где они установлены
маслобарьерные	1	$R_{из}$, tgδ	8	$R_{из}$, tgδ	
с твердой изоляцией	1	tgδ	8	tgδ	
бумажно-масляные:					
110–330 кВ	1	$R_{из}$, tgδ	4	$R_{из}$, tgδ	
750 кВ	1	»	2	»	

Продолжение таблицы Б.34.1

Наименование оборудования	После ввода в эксплуатацию		Очередной срок		Примечание
	через, лет	объем	через, лет	объем	
5. Воздушные выключатели:					
35–220 кВ	4	$R_{из}$, $R_{о}$	8	$R_{из}$, $R_{о}$	Ежегодно проводится измерение $R_{ом}$ бетэловых резисторов после 10 лет их эксплуатации
330–750 кВ	1	»	4	»	
6. Вентильные разрядники и ОПН:					
до 330 кВ включ.	1	$R_{из}$, $I_{п}$	4	$R_{из}$, $I_{п}$	–
750 кВ	1	$R_{из}$, $I_{пр}$	2	$R_{из}$, $I_{пр}$	
имитатор	1	$R_{из}$	4	$R_{из}$	
7. Оборудование					
КРУ и КРУН	4	$R_{из}$, $U_{пов}$	4	$R_{из}$, $U_{пов}$	Для блочного оборудования допускается периодичность в соответствии со сроками выполнения капремонтов блоков
8. Заземляющие устройства спроектированные:					
по величине $R_{растекания}$	–	–	12	$R_{раст}$	–
по $U_{прикосновения}$ ($U_{прк}$)	–	–	12	$U_{прк}$	При отклонении $I_{однофазного}$ проводится перерасчет $U_{прикосновения}$
9. Конденсаторы связи	4	$R_{из}$, tgδ, C	8	$R_{из}$, tgδ, C	–
для повышения cosφ	4	»	4	»	
10. Сухие токоограничивающие реакторы	4	$R_{из}$, $U_{пов}$	8	$R_{из}$, $U_{пов}$	–

Продолжение таблицы Б.34.1

Наименование оборудования	После ввода в эксплуатацию		Очередной срок		Примечание
	через, лет	объем	через, лет	объем	
11. Сборные шины:					
опорная и подвесная изоляция 6–10 кВ	4	$R_{из}$, $U_{пов}$	4	$R_{из}$, $U_{пов}$	Для сборных шин 6–10 кВ, относящихся к генератору, допускается периодичность в соответствии со сроками выполнения капремонтов генератора
12. Штыревые изоляторы ШТ-35 (ОНШ-35-1000), ИШД-35 (ОНШ-35-2000)	–	–	1	$R_{из}$, $U_{пов}$	Испытания можно заменить контролем измерительной штангой
13. Элегазовые выключатели:					
6–10 кВ	4	V, $R_{из}$, $R_{ом}$, $U_{пов}$	8	V, $R_{из}$, $R_{ом}$, $U_{пов}$	Периодичность и объем устанавливаются в соответствии с эксплуатационной документацией изготовителя
35 кВ	4	V, $R_{из}$, $R_{ом}$	8	V, $R_{из}$, $R_{ом}$,	
110–330 кВ	4	V, $R_{из}$, $R_{ом}$, $U_{пов}$	8	V, $R_{из}$, $R_{ом}$, $U_{пов}$	
14. Вакуумные выключатели 6–10 кВ	4	V, $R_{из}$, $R_{ом}$, $U_{пов}$	8	V, $R_{из}$, $R_{ом}$, $U_{пов}$	–
15. Электродвигатели 0,4–6 кВ:					
ответственных механизмов	–	–	6	$R_{из}$, $R_{ом}$, $U_{пов}$	–
остальные	–	–	8	$R_{из}$, $R_{ом}$, $U_{пов}$	–
16. Резисторы заземления нейтрали	1	$R_{из}$, $R_{ом}$, $U_{пов}$	1	$R_{из}$, $R_{ом}$, $U_{пов}$	Если другая периодичность не оговорена в эксплуатационной документации изготовителя

Оперативно

Окончание таблицы Б.34.1

Наименование оборудования	После ввода в эксплуатацию		Очередной срок		Примечание
	через, лет	объем	через, лет	объем	
Примечания 1 Для выяснения необходимости проведения капитальных ремонтов трансформаторов по результатам испытаний периодичность проведения межремонтных испытаний – 2 года. 2 Тепловизионный контроль электрооборудования осуществляется в соответствии с приложением В. 3 Периодичность и объем межремонтных испытаний и измерений воздушных и кабельных линий приведены в разделах 30–32.					
Условные обозначения: $R_{из}$ – измерение сопротивления изоляции; tgδ – измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции; $U_{пов}$ – испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц; $R_{ом}$ – измерение сопротивления постоянному току; $P_{хх}$ – измерение потерь холостого хода; $U_{инд}$ – испытание индуктированным напряжением; V – измерение скоростных и временных характеристик выключателей; $I_{пр}$ – измерение тока проводимости; $R_{раст}$ – измерения сопротивления растекания; $U_{прк}$ – измерение напряжения прикосновения.					

elibrodoc.by

Таблица Б.34.2 – Периодичность и объем испытаний трансформаторного масла. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и масляные реакторы до и после ввода в эксплуатацию

Наименование оборудования, элемента конструкции	В течение 10 дней после прибытия трансформатора	В процессе хранения трансформаторов		При вводе в эксплуатацию		В эксплуатации						Примечание
		1 раз в 3 мес.	1 раз в 6 мес.	после заливки или доливки масла	перед вводом в эксплуатацию	через 3 сут.	через 10 дней	через 1 мес.	через 3 мес.	через 6 мес.	через 1 год после ввода в эксплуатацию	
Оборудование, элементы конструкции, поставляемые без масла (донная проба)	$U_{пр.}$, *W*	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1. Для трансформаторов с пленочной защитой масла дополнительно определяется газосодержание, содержание кислорода и азота
напряжением 6–35 кВ включ., мощностью до 630 кВ·А включ.	$U_{пр.}$	–	–	–	$U_{пр.}$	–	–	–	–	–	–	
напряжением 6–10 кВ, мощностью более 630 кВ·А без РПН	$U_{пр.}$	–	$U_{пр}$	СА, *W*, МП	СА, *W*, МП	–	–	$U_{пр.}$	–	–	СА, *W*, МП	
напряжением 6–10 кВ, мощностью более 630 кВ·А с РПН	$U_{пр.}$	–	$U_{пр.}$	СА, *W*, МП	СА, *W*, МП	ХАРГ	–	$U_{пр.}$, ХАРГ	ХАРГ	ХАРГ	СА, *W*, МП, ХАРГ	2. У трансформаторов всех напряжений масло из бака контактора РПН по содержанию влаги испытывать в соответствии с эксплуатационной документацией изготовителя

Продолжение таблицы Б.34.2

Наименование оборудования, элемента конструкции	В течение 10 дней после прибытия трансформатора	В процессе хранения трансформаторов		При вводе в эксплуатацию		В эксплуатации						Примечание
		1 раз в 3 мес.	1 раз в 6 мес.	после заливки или доливки масла	перед вводом в эксплуатацию	через 3 сут.	через 10 дней	через 1 мес.	через 3 мес.	через 6 мес.	через 1 год после ввода в эксплуатацию	
напряжением 35 кВ, мощностью более 630 кВ·А без РПН	$U_{пр.}$	–	$U_{пр.}$	СА, *W*, МП	СА, *W*, МП, tgδ	–	–	$U_{пр.}$	–	–	СА, *W*, МП	
напряжением 35 кВ, мощностью более 630 кВ·А с РПН	$U_{пр.}$	–	$U_{пр}$	СА, *W*, МП, ХАРГ	СА, *W*, МП, tgδ ХАРГ	ХАРГ	–	$U_{пр.}$, ХАРГ	ХАРГ	ХАРГ	СА, *W*, МП, ХАРГ	
напряжением 110 кВ, мощностью менее 63 МВ·А	$U_{пр.}$, tgδ, *W*	$U_{пр.}$, tgδ	–	СА, *W*, МП, tgδ, ХАРГ	СА, МП, tgδ, ХАРГ	ХАРГ	СА, *W*, МП, tgδ	СА, *W*, МП, ХАРГ, tgδ	ХАРГ	ХАРГ	СА, *W*, МП, tgδ, ХАРГ	
Контактор	$U_{пр.}$, *W*				$U_{пр}$						$U_{пр.}$, *W*	

Примечания
1 После замены сорбентов в термосифонных и адсорбционных фильтрах трансформаторов качество масла контролируется:
у трансформаторов напряжением до 110 кВ включ. – через 1 год;
у трансформаторов напряжением 220 кВ и выше – через 3–6 месяцев, 1 год, в дальнейшем согласно принятой периодичности.
2 У трансформаторов напряжением 6–10 кВ собственных нужд подстанций напряжением 220–750 кВ и станций трансформаторное масло испытывается по требованиям показателей 1, 2 таблицы Б.26.2 не реже одного раза в 4 года.

Окончание таблицы Б.34.2

Наименование оборудования, элемента конструкции	В течение 10 дней после прибытия трансформатора	В процессе хранения трансформаторов		При вводе в эксплуатацию		В эксплуатации						Примечание
		1 раз в 3 мес.	1 раз в 6 мес.	после заливки или доливки масла	перед вводом в эксплуатацию	через 3 сут.	через 10 дней	через 1 мес.	через 3 мес.	через 6 мес.	через 1 год после ввода в эксплуатацию	
3 У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно, мощностью более 630 кВ·А в эксплуатации трансформаторное масло испытывается по требованиям показателей 1–3, 5 таблицы Б.26.2, а при расширенном объеме испытаний трансформатора – и по требованиям показателей 4, 6, 7 таблицы Б.26.2. 4 У измерительных трансформаторов и негерметичных высоковольтных вводов определение влагосодержания по ГОСТ 7822 выполняется только при расширенном объеме испытаний.												
Условные обозначения: ХАРГ – хроматографический анализ растворенных в масле газов; СА – сокращенный анализ: определение пробивного напряжения, температуры вспышки в закрытом тигле, кислотного числа, реакции водной вытяжки или количественное определение водорастворимых кислот и щелочей, визуальное определение механических примесей и нерастворенной воды; $U_{пр.}$ – пробивное напряжение; МП – определение механических примесей (визуальный контроль, по ГОСТ 6370, ГОСТ 17216 или рекомендациями [32] в соответствии с требованиями для конкретного оборудования); W – определение влагосодержания (по ГОСТ 1547 или ГОСТ 7822 в соответствии с требованиями для конкретного оборудования); tgδ – тангенс угла диэлектрических потерь масла.												

Таблица Б.34.3 – Периодичность и объем испытаний трансформаторного масла. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и масляные реакторы в эксплуатации

Наименование оборудования, элемента конструкции	В эксплуатации						Примечание
	1 раз в 6 мес.	1 раз в год	1 раз в 2 года	1 раз в 4 года	при срабатывании газового реле	при отключении действием защит от внутренних повреждений	
Оборудование, элементы конструкции							
напряжением 6–35 кВ, мощностью менее 630 кВ·А	Пробы масла не отбираются						1. Для трансформаторов с пленочной защитой масла дополнительно определяется газосодержание, содержание кислорода и азота (один раз в 2 года, при срабатывании газового реле, при отключении действием защит от внутренних повреждений). 2. У трансформаторов всех напряжений масло из бака контактора РПН по содержанию влаги испытывать в соответствии с эксплуатационной документацией изготовителя. 3. Внеочередной отбор пробы масла из бака контактора РПН после выполнения числа переключений, указанного в инструкциях по эксплуатации данного переключателя
напряжением 6–35 кВ, мощностью более 630 кВ·А без РПН	–	–	–	СА, *W*, МП	–	СА, *W*, МП	
напряжением 6–35 кВ, мощностью более 630 кВ·А с РПН	ХАРГ	–	–	СА, *W*, МП	ХАРГ	СА, *W*, МП, ХАРГ	
напряжением 110–220 кВ	ХАРГ	–	–	СА, *W*, МП, tgδ	ХАРГ	СА, *W*, МП, tgδ, ХАРГ	
напряжением 330 кВ	ХАРГ	–	СА, *W*, МП, tgδ, ХАРГ	–	ХАРГ	СА, *W*, МП, tgδ, ХАРГ	
напряжением 750 кВ	ХАРГ	СА, *W*, МП, tgδ, ХАРГ	–	–	ХАРГ	–	
Бак РПН типа ЗРНОА	–	СА, *W*, ХАРГ	–	–	–	–	
Контактор	–	$U_{пр.}$, *W*	–	–	–	–	

Окончание таблицы Б.34.3

Наименование оборудования, элемента конструкции	В эксплуатации						Примечание
	1 раз в 6 мес.	1 раз в год	1 раз в 2 года	1 раз в 4 года	при срабатывании газового реле	при отключении действием защит от внутренних повреждений	

Примечания

1 После замены сорбентов в термосифонных и адсорбционных фильтрах трансформаторов качество масла контролируется:
у трансформаторов напряжением до 110 кВ включ. – через 1 год;
у трансформаторов напряжением 220 кВ и выше – через 3–6 месяцев, 1 год, в дальнейшем согласно принятой периодичности.

2 У трансформаторов напряжением 6–10 кВ собственных нужд подстанций напряжением 220–750 кВ и станций трансформаторное масло испытывается по требованиям показателей 1, 2 таблицы Б.26.2 не реже одного раза в 4 года.

3 У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно, мощностью более 630 кВ·А в эксплуатации трансформаторное масло испытывается по требованиям показателей 1–3, 5 таблицы Б.26.2, а при расширенном объеме испытаний трансформатора – и по требованиям показателей 4, 6, 7 таблицы Б.26.2.

4 У измерительных трансформаторов и негерметичных высоковольтных вводов определение влагосодержания по ГОСТ 7822 выполняется только при расширенном объеме испытаний.

Условные обозначения:

ХАРГ – хроматографический анализ растворенных в масле газов;
СА – сокращенный анализ: определение пробивного напряжения, температуры вспышки в закрытом тигле, кислотного числа, реакции водной вытяжки или количественное определение водорастворимых кислот и щелочей, визуальное определение механических примесей и нерастворенной воды;
$U_{пр.}$ – пробивное напряжение;
МП – определение механических примесей (визуальный контроль по ГОСТ 6370, ГОСТ 17216 или рекомендациями [32] в соответствии с требованиями для конкретного оборудования);
W – определение влагосодержания (по ГОСТ 1547 или ГОСТ 7822 в соответствии с требованиями для конкретного оборудования);
$\mathrm{tg}\delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь масла.

Таблица Б.34.4 – Периодичность и объем испытаний трансформаторного масла. Масляные выключатели

Наименование оборудования	Перед заливкой	После заливки	При вводе в эксплуатацию	Текущий и неплановый ремонт*	Примечание
Объемные баковые выключатели напряжением 110 кВ и выше	$U_{пр.}$, МП	$U_{пр.}$, МП	$U_{пр.}$, МП	$U_{пр.}$, МП	При капремонте выключателей ВМТУ 110–220 кВ проводится испытание трансформаторного масла в соответствии с таблицей Б.26.4 ($U_{пр.}$, МП)
Объемные баковые выключатели напряжением до 35 кВ включ.	$U_{пр.}$, МП	$U_{пр.}$, МП	$U_{пр.}$, МП	$U_{пр.}$	
Маломасляные выключатели на все классы напряжений	$U_{пр.}$, МП	–	–	–	

* При текущем ремонте баковых выключателей наружной установки испытывается пробивное напряжение масла.

Примечания
1 После замены сорбентов в термосифонных и адсорбционных фильтрах трансформаторов качество масла контролируется:
у трансформаторов напряжением до 110 кВ включ. – через 1 год;
у трансформаторов напряжением 220 кВ и выше – через 3–6 месяцев, 1 год, в дальнейшем согласно принятой периодичности.
2 У трансформаторов напряжением 6–10 кВ собственных нужд подстанций напряжением 220–750 кВ и станций трансформаторное масло испытывается по требованиям показателей 1, 2 таблицы Б.26.2 не реже одного раза в 4 года.
3 У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно, мощностью более 630 кВ·А в эксплуатации трансформаторное масло испытывается по требованиям показателей 1–3, 5 таблицы Б.26.2, а при расширенном объеме испытаний трансформатора – и по требованиям показателей 4, 6, 7 таблицы Б.26.2.
4 У измерительных трансформаторов и негерметичных высоковольтных вводов определение влагосодержания по ГОСТ 7822 выполняется только при расширенном объеме испытаний.

Условные обозначения:
ХАРГ – хроматографический анализ растворенных в масле газов;
СА – сокращенный анализ: определение пробивного напряжения, температуры вспышки в закрытом тигле, кислотного числа, реакции водной вытяжки или количественное определение водорастворимых кислот и щелочей, визуальное определение механических примесей и нерастворенной воды;
$U_{пр.}$ – пробивное напряжение;
МП – определение механических примесей (визуальный контроль по ГОСТ 6370, ГОСТ 17216 или рекомендациями [32] в соответствии с требованиями для конкретного оборудования);
W – определение влагосодержания (по ГОСТ 1547 или ГОСТ 7822 в соответствии с требованиями для конкретного оборудования);
tgδ – тангенс угла диэлектрических потерь масла.

Таблица Б.34.5 – Периодичность и объем испытаний трансформаторного масла. Измерительные трансформаторы тока

Наименование оборудования	Перед заливкой (доливкой)	После заливки (доливки)	Через 1 год после ввода в эксплуатацию	1 раз в год	1 раз в 2 года	1 раз в 4 года	При достижении предельных значений, указанных в таблице Б.9.3
Напряжением до 35 кВ	СА, *W*, МП, tgδ	СА, *W*, МП, tgδ	В процессе эксплуатации допускается не испытывать				–
Напряжением 110–220 кВ	СА, *W*, МП, tgδ	СА, *W*, МП, tgδ	СА, *W*, МП, tgδ	–		СА, *W*, tgδ, $U_{пр.}$	–
Негерметичные напряжением 330 кВ, не оснащенные системой контроля под рабочим напряжением	СА, *W*, МП, tgδ	СА, *W*, МП, tgδ	СА, *W*, МП, tgδ		$U_{пр.}$, *W*	СА, *W*, tg	
Негерметичные напряжением 330 кВ, оснащенные системой контроля под рабочим напряжением	СА, tgδ	СА, tgδ	–	–	–	–	СА, W, МП, tgδ
Напряжением 330 кВ типа ТФКН	–	–	–	ХАРГ	СА, *W*, МП, tgδ	–	–
Напряжением 330 кВ типа ТФРМ, ТФУМ, ТРН	Согласно эксплуатационной документации изготовителя		Пробы масла отбираются при неудовлетворительных результатах испытаний по Б.9.1, Б.9.2, Б.9.3 и Б. 9.4				

Окончание таблицы Б.34.5

Наименование оборудования	Перед заливкой (доливкой)	После заливки (доливки)	Через 1 год после ввода в эксплуатацию	1 раз в год	1 раз в 2 года	1 раз в 4 года	При достижении предельных значений, указанных в таблице Б.9.3
Примечания 1 После замены сорбентов в термосифонных и адсорбционных фильтрах трансформаторов качество масла контролируется: у трансформаторов напряжением до 110 кВ включ. – через 1 год; у трансформаторов напряжением 220 кВ и выше – через 3–6 месяцев, 1 год, в дальнейшем согласно принятой периодичности. 2 У трансформаторов напряжением 6–10 кВ собственных нужд подстанций напряжением 220–750 кВ и станций – трансформаторное масло испытывается по требованиям показателей 1, 2 таблицы Б.26.2 не реже одного раза в 4 года. 3 У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно, мощностью более 630 кВ·А в эксплуатации трансформаторное масло испытывается по требованиям показателей 1–3, 5 таблицы Б.26.2, а при расширенном объеме испытаний трансформатора и по требованиям показателей 4, 6, 7 таблицы Б.26.2. 4 У измерительных трансформаторов и негерметичных высоковольтных вводов определение влагосодержания по ГОСТ 7822 выполняется только при расширенном объеме испытаний.							
Условные обозначения: ХАРГ – хроматографический анализ растворенных в масле газов; СА – сокращенный анализ: определение пробивного напряжения, температуры вспышки в закрытом тигле, кислотного числа, реакции водной вытяжки или количественного определения водорастворимых кислот и щелочей, визуальное определение механических примесей и нерастворенной воды; $U_{пр.}$ – пробивное напряжение; МП – определение механических примесей (визуальный контроль по ГОСТ 6370, ГОСТ 17216 или рекомендациями [32] в соответствии с требованиями для конкретного оборудования); W – определение влагосодержания (по ГОСТ 1547 или ГОСТ 7822 в соответствии с требованиями для конкретного оборудования); tgδ – тангенс угла диэлектрических потерь масла.							

Таблица Б.34.6. – Периодичность и объем испытаний трансформаторного масла. Измерительные трансформаторы напряжения

Наименование оборудования, элемента конструкции	При вводе в эксплуатацию	Через 1 год после ввода в эксплуатацию	Через 4 года после ввода в эксплуатацию	1 раз в 3 года	1 раз в 4 года	1 раз в 6 лет
До 35 кВ включ.	В процессе эксплуатации допускается не испытывать					
Напряжением 110–220 кВ	СА, *W*, МП, tgδ	$U_{пр.}$	–	–	СА, *W*, МП, tgδ	–
Напряжением 330 кВ	СА, *W*, МП, tgδ	$U_{пр.}$, tgδ	–	СА, *W*, МП, tgδ	–	–
Электромагнитное устройство ТН-750	$U_{пр.}$	$U_{пр.}$	$U_{пр.}$	–	–	$U_{пр.}$

Примечания

1. После замены сорбентов в термосифонных и адсорбционных фильтрах трансформаторов качество масла контролируется:
у трансформаторов напряжением до 110 кВ включ. – через 1 год;
у трансформаторов напряжением 220 кВ и выше – через 3–6 месяцев, 1 год, в дальнейшем согласно принятой периодичности.
2 У трансформаторов напряжением 6–10 кВ собственных нужд подстанций напряжением 220–750 кВ и станций трансформаторное масло испытывается по требованиям показателей 1, 2 таблицы Б.26.2 не реже одного раза в 4 года.
3 У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно, мощностью более 630 кВ·А в эксплуатации трансформаторное масло испытывается по требованиям показателей 1–3, 5 таблицы Б.26.2, а при расширенном объеме испытаний трансформатора – и по требованиям показателей 4, 6, 7 таблицы Б.26.2.
4 У измерительных трансформаторов и негерметичных высоковольтных вводов определение влагосодержания по ГОСТ 7822 выполняется только при расширенном объеме испытаний.

Условные обозначения:
ХАРГ – хроматографический анализ растворенных в масле газов;
СА – сокращенный анализ: определение пробивного напряжения, температуры вспышки в закрытом тигле, кислотного числа, реакции водной вытяжки или количественное определение водорастворимых кислот и щелочей, визуальное определение механических примесей и нерастворенной воды;
$U_{пр.}$ – пробивное напряжение;
МП – определение механических примесей (визуальный контроль по ГОСТ 6370, ГОСТ 17216 или рекомендациями [32] в соответствии с требованиями для конкретного оборудования);
W – определение влагосодержания (по ГОСТ 1547 или ГОСТ 7822 в соответствии с требованиями для конкретного оборудования);
tgδ – тангенс угла диэлектрических потерь масла.

Таблица Б.34.7 – Периодичность и объем испытаний трансформаторного масла. Маслонаполненные вводы

Наименование оборудования	Перед заливкой	Через 1 год после ввода в эксплуатацию	1 раз в 2 года	1 раз в 4 года	Повышение давления во вводе	При получении неудовлетворительных результатов по Б.25.1, или (и) Б.25.2, или (и) Б.25.7
негерметичные 110–220 кВ	СА, *W*, МП, tgδ	СА, *W*, МП, tgδ	–	СА, *W*, МП, tgδ	–	–
негерметичные 330 кВ	СА, *W*, МП, tgδ	СА, *W*, МП, tgδ	СА, *W*, МП, tgδ	–	–	–
герметичные 110–750 кВ	СА, *W*, МП, tgδ	–	–	–	ХАРГ, tgδ	ХАРГ, tgδ

Примечания
1. После замены сорбентов в термосифонных и адсорбционных фильтрах трансформаторов качество масла контролируется:
у трансформаторов напряжением до 110 кВ включ. – через 1 год;
у трансформаторов напряжением 220 кВ и выше – через 3–6 месяцев, 1 год, в дальнейшем согласно принятой периодичности.
2 У трансформаторов напряжением 6–10 кВ собственных нужд подстанций напряжением 220–750 кВ и станций трансформаторное масло испытывается по требованиям показателей 1, 2 таблицы Б.26.2 не реже одного раза в 4 года.
3 У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно, мощностью более 630 кВ·А в эксплуатации трансформаторное масло испытывается по требованиям показателей 1–3, 5 таблицы Б.26.2, а при расширенном объеме испытаний трансформатора – и по требованиям показателей 4, 6, 7 таблицы Б.26.2.
4 У измерительных трансформаторов и негерметичных высоковольтных вводов определение влагосодержания по ГОСТ 7822 выполняется только при расширенном объеме испытаний.

Условные обозначения:
ХАРГ – хроматографический анализ растворенных в масле газов;
СА – сокращенный анализ: определение пробивного напряжения, температуры вспышки в закрытом тигле, кислотного числа, реакции водной вытяжки или количественного определения водорастворимых кислот и щелочей, визуальное определение механических примесей и нерастворенной воды;
$U_{пр.}$ – пробивное напряжение;
МП – определение механических примесей (визуальный контроль, по ГОСТ 6370, ГОСТ 17216 или рекомендациями [32] в соответствии с требованиями для конкретного оборудования);
W – определение влагосодержания (по ГОСТ 1547 или ГОСТ 7822 в соответствии с требованиями для конкретного оборудования);
tgδ – тангенс угла диэлектрических потерь масла.

Б.35 Нормы испытаний генераторов, синхронных компенсаторов и трансформаторов при ремонтах обмоток

Б.35.1 Испытания, проводимые при ремонтах обмоток статора

Объем и нормы пооперационных испытаний при ремонтах генераторов и синхронных компенсаторов с полной или частичной сменой обмотки статора рекомендуется использовать из [31].

По сроку эксплуатации и состоянию изоляции на момент ремонта обмотки генераторов разделены 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 $1{,}2 \cdot U_{ном}$

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 $1{,}7 \cdot U_{ном}$. 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 применяемое 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.

Б.36 Нормы испытаний электродвигателей переменного тока при ремонтах обмоток

Б.36.1 Испытания электродвигателей с жесткими катушками или со стержнями при полной смене обмоток

Б.36.1.1 Испытание стали статора

Электродвигатели мощностью 40 кВт и выше испытываются перед укладкой обмотки методами, изложенными в Б.5.12. При этом, если изготовителем не устанавливаются более жесткие требования, то при магнитной индукции 1 Тл удельные магнитные потери в стали не должны превышать 5 Вт/кг, наибольший нагрев зубцов должен быть не более 45 °С, а разность нагрева различных зубцов не должна превышать 30 °С.

Б.36.1.2 Измерение сопротивления изоляции обмоток

Измерение производится у электродвигателей на напряжение до 0,66 кВ включительно мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В, а на напряжение выше 0,66 кВ – мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В. Допустимые значения сопротивления изоляции обмоток указаны в таблицах Б.7.1–Б.7.3.

Б.36.1.3 Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Испытательное напряжение при полной смене обмотки статора принимается согласно таблице Б.36.1. Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

Таблица Б.36.1 – 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 включ.	2	3	6	10	до 3 включ.	6	10
	мощностью до 1000 кВт					мощностью свыше 1000 кВт		
1. Отдельная катушка (стержень)* перед укладкой**	4,5	11	13,5	21,5	31,5	13,5	23,5	34,0
2. Обмотки после укладки в пазы до пайки межкатушечных соединений	3,3	9	11,5	18,5	29,0	11,5	20,5	30,0
3. Обмотки после пайки и изолировки соединений	3,0	6,5	9,0	15,8	25,0	9,0	18,5	27,0

Окончание таблицы Б.36.1

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ, для электродвигателей на номинальное напряжение, кВ							
	до 0,5 включ.	2	3	6	10	до 3 включ.	6	10
	мощностью до 1000 кВт					мощностью свыше 1000 кВт		
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	***	5,0	7,0	13,0	21,0	7,0	15,0	23,0

* Если стержни катушки изолированы микалентной без компаундирования изоляцией, то испытательное напряжение, указанное в пунктах 1 и 2 таблицы Б.36.1, может быть снижено на 5 %.
** Если катушки или стержни после изготовления были испытаны данным напряжением, то при повторных испытаниях перед укладкой допускается снизить испытательное напряжение на 1 кВ.
*** Испытательное напряжение в соответствии с ГОСТ 183 устанавливается равным $(2 \cdot U_{ном} + 1000)$ В, но не ниже 1,5 кВ.

Б.36.1.4 Испытание витковой изоляции обмотки импульсным напряжением высокой частоты

Испытательные напряжения витковой изоляции после укладки новой обмотки или новых катушек принимаются по таблице Б.36.2. Продолжительность испытаний 3–10 с. Испытания проводятся при наличии аппаратуры, предназначенной для таких испытаний.

Таблица Б.36.2 – 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

Окончание таблицы Б.36.2

Номинальное напряжение обмотки, кВ	Напряжение на выводах катушки (амплитудное значение), кВ	Наибольшее допустимое значение междувиткового напряжения (амплитудное значение), В
Примечания 1 Междувитковое испытательное напряжение определяется как частное от деления значений, указанных в графе 2, на число витков в катушке. 2 Если междувитковые напряжения превышают значения, указанные в графе 3, то испытательное напряжение на выводах катушки снижается до значения, равного произведению допустимого междувиткового напряжения из графы 3 на число витков в катушке.		

Испытательные напряжения витковой изоляции катушек до укладки их в пазы должны быть выбраны по стандарту или нормам, установленным изготовителем, 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 таблице Б.36.2, если это необходимо для выполнения данного условия.

Испытания витковой изоляции оставшейся части обмотки при замене нескольких катушек производится, 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 таблице Б.36.2. 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.

Б.36.1.5. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измеренное значение сопротивления обмоток не должно отличаться от нормированного (таблица Б.5.3) более чем на 3 % для электродвигателей напряжением до 0,5 кВ включительно и более чем на ± 2 % – для остальных электродвигателей.

Таблица Б.36.3 – Испытательное напряжение частоты 50 Гц 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	$(2 \cdot U_{ном} + 1,0)$, но не ниже 1,5	$(2 \cdot U_{ном} + 1,0)$, но не ниже 1,5

Б.36.2 Испытания электродвигателей при полной смене всыпных обмоток

Б.36.2.1 Измерение сопротивления изоляции обмоток

Измерение производится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 500 или 1000 В (таблица Б.36.4).

Допустимые значения сопротивления изоляции обмоток указаны в таблицах Б.36.4 и Б.36.5.

Таблица Б.36.4 – Испытательное напряжение частоты 50 Гц обмотки статора электродвигателей при частичной смене обмотки статора

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ
1 Общая часть обмотки	$2 \cdot U_{ном}$
2 Запасные катушки (секции, стержни) перед закладкой в электродвигатель	$(2,25 \cdot U_{ном} + 2,0)$
3 То же, после закладки в пазы перед соединением со старой частью обмотки	$(2 \cdot U_{ном} + 1,0)$
4 Главная изоляция обмотки полностью собранного электродвигателя	$1,7 \cdot U_{ном}$
5 Витковая изоляция	По таблице Б.36.2

Таблица Б.36.5 – Испытательное напряжение частоты 50 Гц обмотки ротора электродвигателей при полной смене обмотки

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ
1 Стержни обмотки после изготовления, но до закладки в пазы	$(2 \cdot U_{ном} + 3{,}0)$
2 Стержни обмотки после закладки в пазы, но до соединения	$(2 \cdot U_{ном} + 2{,}0)$
3 Обмотка после соединения, пайки и бандажировки	$(2 \cdot U_{р}^{*} + 1{,}0)$
4 Контактные кольца до соединения с обмоткой	$(2 \cdot U_{р} + 2{,}2)$
5 Оставшаяся часть обмотки после выемки заменяемых катушек (секций, стержней)	$2 \cdot U_{р}$, но не ниже 1,2
6 Вся обмотка после присоединения новых катушек секций, стержней	$1{,}7 \cdot U_{р}$, но не ниже 1,0
* $U_{р}$ – напряжение на кольцах при разомкнутом и неподвижном роторе и номинальном напряжении на статоре.	

Б.36.2.2 Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытательное напряжение при полной смене обмотки статора принимается согласно таблице Б.36.5.

Б.36.2.3 Измерение сопротивления обмотки постоянному току

Измеренные значения сопротивления обмоток не должны отличаться друг от друга более чем на ±3 %.

Б.36.3 Испытание электродвигателей с жесткими катушками или со стержнями при частичной смене обмоток

Б.36.3.1 Измерение сопротивления изоляции обмоток

Измерение проводится у электродвигателей на напряжение до 0,66 кВ включительно мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В, а на напряжение выше 0,66 кВ – мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В.

Допустимые значения сопротивления изоляции обмоток указаны в таблице Б.7.2.

Б.36.3.2 Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытательное напряжение при частичной смене обмотки статора электродвигателей – согласно таблице Б.36.4.

Б.36.3.3 Измерение сопротивления обмотки постоянному току

Измеренные значения сопротивления обмоток не должны отличаться друг от друга более чем на 3 % для электродвигателей напряжением

до 0,5 кВ включительно и более чем на 2 % для остальных электродвигателей.

Б.36.4 Испытания, проводимые при ремонтах обмотки ротора асинхронных электродвигателей с фазным ротором

Значение испытательного напряжения при полной смене обмотки ротора – согласно таблице Б.36.5.

При частичной смене обмотки после соединения, пайки и бандажировки значение испытательного напряжения принимается равным $1{,}5 \cdot U_{ном}$, но не ниже 1000 В.

Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

Для роторов синхронных электродвигателей испытания проводятся по нормам для роторов синхронных явнополюсных генераторов и синхронных компенсаторов.

Б.37 Тепловизионный контроль электрооборудования и ВЛ

Б.37.1 Общие положения

При тепловизионном контроле электрооборудования и ВЛ должны применяться тепловизоры с разрешающей способностью не хуже 0,1 °С при 30 °С предпочтительно со спектральным диапазоном от 8 до 12 μм. Допускается применение тепловизоров со спектральным диапазоном от 3 до 6 μм.

В настоящем 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 измеренному превышению температуры 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.

Оценка теплового состояния электрооборудования и токоведущих частей в зависимости от условий их работы и конструкции может осу-

ществляться: 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 настоящего приложения.

Измерения не должны проводиться в условиях дождя, снега, скорости ветра более 4 м/с.

Измеренные значения температур или перегрева должны корректироваться с учетом нагрузки, излучательной способности объекта, атмосферных условий.

Допускается не корректировать измеренные значения температур для оборудования, которое не должно иметь локальных нагревов, независимо от абсолютной величины нагрева (например: плавкие вставки предохранителей, опорные изоляторы, элементы емкостных делителей напряжения, а также системы обогрева выключателей).

Предельные значения температуры нагрева и ее превышения приведены в таблице Б.37.1.

Нормативы таблицы Б.37.1 должны применяться для контактов и болтовых КС при токах нагрузки (0,6–1,0) $I_{ном}$ после соответствующего пересчета.

Таблица Б.37.1 – Допустимые значения 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:		
неизолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами	120	80
изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865:	90	50
Y		
A	100	60
E	120	80
B	130	90
F	155	115
H	180	140

Продолжение таблицы Б.37.1

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
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:		
– 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:		
6.1 соединения из меди, алюминия и их сплавов в воздухе без покрытий / с покрытием оловом:	75/95	35/55
– с разъемным контактным соединением, осуществляемым пружинами;		
– с разборным соединением (нажатие болтами или винтами), в том числе выводы предохранителя	90/105	50/65
6.2. металлические части, используемые как пружины:	75	35
– из меди;		
– из фосфористой бронзы и аналогичных сплавов	105	65

Продолжение таблицы Б.37.1

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
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 медьсодержащих 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:		
A/E/B	–	60/70/80

Окончание таблицы Б.37.1

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
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.		

Пересчет превышения измеренного значения температуры к нормированному осуществляется исходя из соотношения

$$\frac{\Delta T_{\text{ном}}}{\Delta T_{\text{раб}}} = \left(\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}} \right)^2, \qquad \text{(Б.37.1)}$$

где $\Delta T_{\text{ном}}$ – превышение температуры при $I_{\text{ном}}$; $\Delta T_{\text{раб}}$ – то же, при $I_{\text{раб}}$.

Тепловизионный контроль электрооборудования и токоведущих частей при токах нагрузки $0{,}3 \cdot I_{\text{ном}}$ и менее не способствует выявлению дефектов на ранней стадии их развития, однако выявленный нагрев указывает на наличие развивающегося дефекта.

Б.37.1.1 Для контактов и болтовых КС при токах нагрузки (0,3–0,6) $I_{\text{ном}}$ оценка их состояния проводится по избыточной температуре. В качестве норматива используется значение температуры, пересчитанное на $0{,}5\, I_{\text{ном}}$.

Для пересчета используется соотношение

$$\frac{\Delta T_{0,5}}{\Delta T_{\text{раб}}} = \left(\frac{0{,}5 I_{0,5}}{I_{\text{раб}}} \right)^2, \qquad \text{(Б.37.2)}$$

где $\Delta T_{0,5}$ – избыточная температура при токе нагрузки 0,5 $I_{\text{ном}}$.

При оценке состояния контактов и болтовых КС по избыточной температуре и токе нагрузки $0{,}5 I_{\text{ном}}$ различают следующие области по степени неисправности.

а) Избыточная температура 5 °С – 10 °С.

Начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем и принимать меры по ее устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику.

б) Избыточная температура 10 °С – 30 °С.

Развившийся дефект. Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы.

в) Избыточная температура более 30 °С.

Аварийный дефект. Требует немедленного устранения.

Оценку состояния сварных и выполненных обжатием КС рекомендуется производить по избыточной температуре или коэффициенту дефектности.

Б.37.1.2 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

Принимается следующая периодичность проведения тепловизионного контроля.

Генераторы – при проведении капитальных ремонтов.

При вводе в эксплуатацию, после ввода в эксплуатацию через 1 год и далее электрооборудование распределительных устройств на напряжение:

35–110 кВ	– один раз в 3 года;
110–330 кВ электростанций	– ежегодно;
220–330 кВ подстанций	– один раз в 2 года;
750 кВ	– два раза в год.

Перед и после капитальных ремонтов электрооборудования.

Перед и после комплексного капитального ремонта подстанций 35–110 кВ.

Распределительные устройства (РУ) всех напряжений при усиленном загрязнении электрооборудования – ежегодно.

Внеочередной ИК – контроль электрооборудования РУ всех напряжений проводится после стихийных воздействий (значительные ветровые нагрузки, КЗ на шинах РУ, землетрясения, сильный гололед и т. п.).

ВЛ напряжением выше 1000 В – проверка всех видов контактных соединений проводов:

– вновь вводимые в эксплуатацию ВЛ – в первый год ввода их в эксплуатацию;

– остальные ВЛ – не реже одного раза в 6 лет.

Б.37.2 Синхронные генераторы

В.37.2.1 Тепловизионный (инфракрасный) контроль состояния стали статора

Контроль производится в случаях, указанных в Б.5.12, при проведении испытания стали статора генератора.

Снимаются термограммы до подачи напряжения в намагничивающую обмотку, затем в течение 1–2 ч через каждые 15 мин при нагревании статора и его остывании. Термограммы снимаются для зубцовой части статора и всей внутренней поверхности расточки статора при обесточенной намагничивающей обмотке.

По снятым термограммам определяются температуры перегрева, которые не должны превышать значений, указанных в Б.5.12, выявляются локальные тепловыделения в стали статора и оценивается их допустимость.

Б.37.2.2 П, К, М. Тепловизионный контроль паек лобовых частей обмотки статора

Контроль производится при снятых торцевых щитах генератора в следующих случаях. При установившемся тепловом режиме снимаются термограммы паек лобовых частей по расточке статора при протекании по обмотке постоянного тока (0,5–75) $I_{ном}$.

В процессе тепловизионного контроля составляется тепловая карта с температурами на поверхности коробочек паяных контактных соединений.

В качестве репера используется поверхность изолирующей коробочки паяного контактного соединения, стержень которого имеет термопару на меди.

Б.37.2.3 Контроль щеточного аппарата генератора

Измеряемая температура должна быть не более значений пункта 12 таблицы Б.37.1.

Б.37.3 Электродвигатели переменного и постоянного тока

Тепловизионный контроль теплового состояния производится у электродвигателей ответственных механизмов. При тепловизионном контроле оценивается состояние подшипников по температуре нагрева (пункт 13 таблицы Б.37.1), проходимость вентиляционных каналов и отсутствие витковых замыканий в обмотках – по локальным нагревам на поверхности корпуса электродвигателя.

Б.37.4 Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы

Термографическое обследование трансформаторов, автотрансформаторов, масляных реакторов (далее – трансформаторы) напряжением 110 кВ и выше проводится при решении вопроса о необходимости их капитального ремонта. Снимаются термограммы поверхностей бака трансформатора в местах расположения отводов обмоток, по высоте бака, периметру трансформатора, верхней его части, в местах болтового крепления колокола бака, системы охлаждения и их элементов и т. п. При обработке термограмм сравниваются между собой нагревы крайних

фаз, нагревы однотипных трансформаторов, динамика изменения нагревов во времени и в зависимости от нагрузки, определяются локальные нагревы, места их расположения, сопоставляются места нагрева с расположением элементов магнитопровода, обмоток, а также определяется эффективность работы систем охлаждения.

Б.37.5 Маслонаполненные трансформаторы тока

Б.37.5.1 Внутренняя изоляция обмоток

Измеряются температуры нагрева поверхностей фарфоровых покрышек ТТ, которые не должны иметь локальных нагревов, а измеренные значения температуры в аналогичных зонах покрышек трех фаз не должны отличаться между собой более чем на 0,3 °С.

Б.37.5.2 Внутренние и внешние переключающие устройства

Оценка состояния контактных соединений внутреннего переключающего устройства ТТ проводится путем сравнения температур на поверхности расширителей трех фаз. Предельное превышение температуры на поверхности расширителя, характеризующее аварийное состояние контактных соединений переключающего устройства, при номинальном токе не должно превышать 60 °С. Температура нагрева контактных соединений внешнего переключающего устройства не должна превышать значений, указанных в пунктах 4 и 5 таблицы Б.37.1.

Б.37.5.3 Аппаратные выводы трансформаторов тока

Нагрев аппаратных выводов ТТ не должен превышать значений, приведенных в пункте 4 таблицы Б.37.1.

Б.37.6 Электромагнитные трансформаторы напряжения

Измеряются температуры нагрева на поверхности фарфоровых покрышек.

Измеренные значения температуры в одинаковых зонах покрышек трех фаз не должны отличаться между собой более чем на 1,0 °С.

Б.37.7 Выключатели

При контроле контактов и контактных соединений измеряются температуры нагрева контактов и контактных соединений (см. таблицу Б.37.2), соединений камер и модулей между собой и ошиновкой.

Работоспособность систем обогрева выключателей оценивается с учетом наличия или отсутствия двухступенчатых систем обогрева.

Таблица Б.37.2 – Объем тепловизионного контроля контактов и контактных соединений выключателей

Вид выключателя	Измеряемый контактный узел	Предельная температура нагрева*	Точка контроля
Маломасляные выключатели (6–10 кВ) серий ВМГ-133, ВМП-10 и им подобные	Шина – токоведущий вывод	Пункты 4 и 5	Болтовое КС соответствующего узла
	Вывод – гибкая связь		
	Гибкая связь – свеча		
	Шина – нижний контакт бака		
	Дугогасительная камера	**	Поверхность корпуса выключателя в зоне размещения дугогасительной камеры
Маломасляные выключатели 110 кВ и выше серий ВМТ, МГ-110 и им подобные	Шина – токоведущий вывод	Пункты 4 и 5	Болтовое КС узла
	Токопровод неподвижного контакта к фланцу выключателя		Верхний фланец выключателя
	Роликовый токосъем	**	Поверхность фарфоровой покрышки в зоне размещения токосъема и дугогасительной камеры
	Дугогасительная камера	**	
Баковые масляные выключатели	Шина – токоведущий вывод	Пункты 4 и 5	Болтовое КС узла
	Дугогасительная камера	**	Поверхность бака выключателя в зоне размещения дугогасительной камеры
Воздушные выключатели	Шина – токоведущий вывод	Пункты 4 и 5	Болтовое КС соответствующего узла
	Токоведущие соединения модулей ВВ	Пункты 4 и 5	
	Дугогасительная камера, отделитель	**	Поверхность изоляционной покрышки цилиндра в зоне размещения контактов
Элегазовые выключатели	Рабочие и дугогасительные контакты	**	»
Вакуумные выключатели	»	**	»
Выключатели нагрузки	»	**	»

Окончание таблицы Б.37.2

Вид выключателя	Измеряемый контактный узел	Предельная температура нагрева*	Точка контроля
Маломасляные выключатели 6–10 кВ серий ВМГ-133, ВМП-10 и им подобные	Шина – токоведущий вывод	Пункты 4 и 5	Болтовое КС соответствующего узла
	Вывод – гибкая связь		
	Гибкая связь – свеча		
	Шина – нижний контакт бака		
	Дугогасительная камера	**	Поверхность корпуса выключателя в зоне размещения дугогасительной камеры
Маломасляные выключатели 110 кВ и выше серий ВМТ, МГ-110 и им подобные	Шина – токоведущий вывод	Пункты 4 и 5	Болтовое КС узла
	Токопровод неподвижного контакта к фланцу выключателя		Верхний фланец выключателя
	Роликовый токосъем	**	Поверхность фарфоровой покрышки в зоне размещения токосъема и дугогасительной камеры
	Дугогасительная камера	**	
Баковые масляные выключатели	Дугогасительная камера	Пункты 4 и 5	Болтовое КС узла
		**	Поверхность бака выключателя в зоне размещения дугогасительной камеры
Воздушные выключатели	Шина – токоведущий вывод	Пункты 4 и 5	Болтовое КС соответствующего узла
	Токоведущие соединения модулей ВВ	Пункты 4 и 5	
	Дугогасительная камера, отделитель	**	Поверхность изоляционной покрышки цилиндра в зоне размещения контактов
Элегазовые выключатели	Рабочие и дугогасительные контакты	**	»
Вакуумные выключатели	»	**	»
Выключатели нагрузки	»	**	»

* Указанные пункты относятся к таблице Б.37.1.
** Оценка состояния осуществляется путем сравнения измеренных значений температур на поверхности баков (покрышек) фаз выключателей. Не должны иметь место локальные нагревы в точках контроля.

Б.37.8 Разъединители и отделители

Б.37.8.1 Контактные соединения

Предельные значения температуры нагрева КС не должны превышать данных, приведенных в пункте 5 таблицы Б.37.1.

Б.37.8.2 Контакты

Предельные значения температуры нагрева контактов не должны превышать данных, приведенных в пункте 2 таблицы Б.37.1. Рекомендуемые расстояния до объекта измерений – 30–40 м.

Б.37.8.3 Выводы разъединителей и отделителей

Предельные значения температуры нагрева выводов из меди, алюминия и их сплавов, предназначенных для соединения с внешними проводниками, не должны превышать данных, приведенных в пункте 4 таблицы Б.37.1.

Б.37.9 Закрытые и комплектные распределительные устройства и экранированные токопроводы

Б.37.9.1 Контакты и контактные соединения аппаратов и токоведущих частей ячеек КРУ и КРУН

Контроль осуществляется, если позволяет конструкция устройства. Предельные значения температуры нагрева контактов и контактных соединений аппаратов и токоведущих частей приведены в соответствующих разделах настоящего приложения.

Б.37.9.2 Выявление короткозамкнутых контуров в экранированных токопроводах

При тепловизионном контроле обращают внимание как на возникновение локальных очагов тепловыделения, так и на температуры нагрева кожухов (экранов) и мест их подсоединения к трансформаторам, генератору и металлоконструкциям.

Предельное значение температуры нагрева металлических частей токопроводов, находящихся на высоте и доступных для прикосновения человека, не должно превышать 60 °С.

Б.37.10 Сборные и соединительные шины

Б.37.10.1 Контактные соединения

Предельные значения температуры нагрева болтовых контактных соединений не должны превышать данных, приведенных в пункте 5 таблицы Б.37.1.

Оценка состояния нагрева сварных контактных соединений, выполненных методом обжатия.

Б.37.10.2 Изоляторы шинных мостов

Тепловизионный контроль изоляторов рекомендуется производить при повышенной влажности воздуха.

По высоте фарфора изолятора не должно быть локальных нагревов.

Б.37.11 Токоограничивающие сухие реакторы

Превышение температуры нагрева контактных соединений должно быть не более 65 °С.

Б.37.12 Конденсаторы

Б.37.12.1 Контактные соединения

Предельные значения температуры нагрева контактных соединений силовых конденсаторов, отдельно стоящих или соединенных в батарею, не должны превышать данных, приведенных в пункте 5 таблицы Б.37.1.

Б.37.12.2 Элементы батарей силовых конденсаторов

При контроле измеряется температура нагрева корпусов элементов конденсаторов. Измеренные значения температуры конденсаторов одинаковой мощности не должны отличаться между собой более чем в 1,2 раза.

Б.37.12.3 Оценка состояния батарей силовых конденсаторов

Оценка технического состояния батарей производится по результатам тепловизионного контроля при решении вопроса об объеме и сроках проведения капитального ремонта.

Б.37.12.4 Элементы конденсаторов связи и делительных конденсаторов

При выявлении локальных нагревов в элементах конденсаторов производится внеочередной контроль состояния их изоляции.

Б.37.13 Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений

Б.37.13.1 Элементы разрядника

Признаки исправного состояния вентильного разрядника с шунтирующими резисторами при тепловизионном контроле:

– верхние элементы в месте расположения шунтирующих резисторов нагреты одинаково во всех фазах;

– распределение температуры по элементам фазы разрядника практически одинаково (в пределах 0,5 °С – 5 °С, в зависимости от количества элементов в разряднике). А для многоэлементных разрядников может наблюдаться плавное снижение температуры нагрева шунтирующих резисторов элементов, начиная с верхнего.

Б.37.13.2 Ограничители перенапряжений и их элементы

При тепловизионном контроле фиксируются значения температуры по высоте и периметру покрышки элемента, зоны с локальными нагревами, а также распределение температуры по элементам фазы ОПН.

Оценка состояния ОПН и элементов ОПН осуществляется путем пофазного сравнения избыточных температур одноэлементных ОПН или элементов с одинаковым номером для многоэлементных ОПН.

Допускается снижение температуры по направлению от фазового фланца к заземленному, а также снижение температуры от верхнего элемента ОПН к нижнему в пределах 5 °С.

Для одноэлементных ОПН при избыточной температуре более 10 °С, а если рост температуры обнаружен сразу после включения ОПН в работу – при избыточной температуре более 5 °С необходимо:

– провести осмотр ОПН на наличие внешних повреждений;

– провести повторный тепловизионный контроль через 24 ч;

– в случае если при повторном тепловизионном контроле, проведенном через 24 ч, избыточная температура ОПН будет более 10 °С, необходимо вывести ОПН из работы и измерить ток проводимости;

– если измеренный ток проводимости после тепловизионного контроля не превысил требования эксплуатационных документов изготовителя, ввести в работу.

После этого периодичность тепловизионного контроля – через 24 ч, 72 ч, 1 неделю, 1 месяц, а затем, если рост температуры не наблюдается, – в два раза чаще нормативной периодичности. Если наблюдается дальнейший рост температуры, необходимо вновь измерять ток проводимости до достижения им предельных паспортных значений.

Для многоэлементных ОПН, при отсутствии в других фазах ОПН такого же типа, допускается в качестве избыточной температуры принимать разницу между максимальной температурой измеряемого элемента и нижнего элемента в фазе. В этом случае ОПН выводится из работы для измерения тока проводимости при температуре более 15 °С.

Б.37.14 Маслонаполненные вводы

Б.37.14.1 Оценка внутреннего состояния ввода

Проверка отсутствия короткозамкнутого контура в расширителе ввода производится у маслонаполненных герметических вводов серии ГБМТ-220/2000.

Нагрев поверхности корпуса расширителя ввода не должен отличаться от такового у вводов других фаз.

Проверка состояния внутренних контактных соединений ввода производится путем измерения температур по высоте ввода у маслобарьерных вводов 110 кВ, 220 кВ, выпущенных до 1968 г. конденсаторных негерметичных вводов 110 кВ (чертеж изготовителя № 132-0-0), 220 кВ.

Маслонаполненный ввод не должен иметь локальных нагревов в зоне расположения контактных соединений.

Проверка состояния верхней части остова производится у маслонаполненного ввода негерметичного исполнения.

Маслонаполненный ввод не должен иметь резкого изменения температуры или локальных нагревов по высоте покрышки по сравнению с вводами других фаз.

Сказанное может быть следствием опасного понижения уровня масла во вводе или увлажнения (зашламления) верхней части остова.

Б.37.14.2 Выводы вводов

Предельные значения температуры нагрева ввода из меди, алюминия и их сплавов, предназначенных для соединения с внешними проводниками, не должны превышать данных, приведенных в пункте 4 таблицы Б.37.1.

Б.37.15 Предохранители

Б.37.15.1 Контактные соединения

Предельные значения температуры нагрева КС предохранителей не должны превышать данных, приведенных в пункте 6 таблицы Б.37.1.

Б.37.15.2 Определение состояния плавкой вставки

Не должно наблюдаться локальных нагревов в средней части изоляционной трубки предохранителя.

Б.37.16 Высокочастотные заградители

При контроле контактных соединений предельные значения температуры нагрева не должны превышать данных, приведенных в пунктах 4 и 5 таблицы Б.37.1.

Б.37.17 Аппараты, вторичные цепи и электропроводка на напряжение до 1000 В

Б.37.17.1 Контакты и контактные соединения

Тепловизионный контроль осуществляется в силовых цепях, шкафах и сборках 0,4 кВ с подсоединенными коммутационными аппаратами, трансформаторами тока, кабелями и т. п.

Предельные значения температуры нагрева контактов коммутационных аппаратов не должны превышать данных, указанных в пункте 2 таблицы Б.37.1, а контактных соединений – в пунктах 4 и 5 таблицы Б.37.1.

Б.37.17.2 Оценка теплового состояния силовых кабелей 0,4 кВ

Измеренные предельные значения температуры нагрева токоведущих жил кабелей в местах их подсоединения к коммутационным аппа-

ратам (при исправном состоянии последних) в зависимости от марки кабеля не должны превышать данных, приведенных в пункте 11 таблицы Б.37.1.

Б.37.18 Электрооборудование систем возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов и высоковольтных тиристорных преобразователей

Б.37.18.1 Контактные соединения

Значения измеренных температур КС коммутационных аппаратов, силовых тиристоров, диодов, предохранителей и других элементов преобразователей и шкафов не должны превышать данных, приведенных в пунктах 4 и 5 таблицы Б.37.1.

Б.37.18.2 Силовые тиристоры и диоды

Измеренные значения температур нагрева тиристоров и диодов не должны отличаться между собой более чем на 30 %.

При тепловизионном контроле обращают внимание на равномерность нагрева тиристоров и диодов параллельных ветвей.

Б.37.19 ВЛ

Б.37.19.1 Болтовые контактные соединения проводов ВЛ

Измеренные значения температур нагрева не должны превышать значений, приведенных в пункте 5 таблицы Б.37.1.

Б.37.19.2 Сварные контактные соединения проводов ВЛ и контактные соединения, выполненные обжатием

Коэффициент дефектности у соединений проводов, выполненных из алюминия, не должен превышать значений, приведенных в Б.37.1.2.

Б.37.19.3 Грозозащитные тросы

Проверяется отсутствие нагрева в местах изоляции троса от опоры (состояние изолятора и искрового промежутка).

Приложение В
(справочное)

Объем и нормы технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электроустановок 0,4–330 кВ

В.1 Общие положения

Настоящие нормы обязательны для работников, занимающихся наладкой и эксплуатацией устройств релейной защиты и электроавтоматики (РЗА) электроустановок 0,4–330 кВ.

Нормы определяют виды, периодичность, программы и объемы технического обслуживания устройств РЗА, высокочастотных каналов релейной защиты, трансформаторов тока и напряжения.

Методика проверок и испытаний устройств и их элементов указана в методических указаниях и инструкциях, которыми следует пользоваться при проведении технического обслуживания.

Целью технического обслуживания является поддержание в работоспособном состоянии устройств РЗА на протяжении всего срока службы, с показателями надежности, предусмотренными при изготовлении аппаратуры и проектировании энергообъекта.

В.2 Система технического обслуживания устройств РЗА

В.2.1 Основные термины и их определения

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, ремонтов, хранения и транспортирования.

работоспособное состояние: Состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям ТНПА и (или) конструкторской (проектной) документации.

отказ: Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта.

Различают три характерных вида отказов аппаратуры (включая повреждения, вызванные небрежным хранением или эксплуатацией):

– приработочные отказы;
– износовые, или постепенные, отказы;
– внезапные отказы.

приработочный отказ: Отказ, происходящий в начальный период эксплуатации, вызывается недостатками технологии производства и плохим контролем качества изделий при их изготовлении. Приработочные отказы для аппаратуры непрерывного действия обычно устраняются в процессе приработков, то есть работы аппаратуры в течение нескольких часов в условиях, близких к эксплуатационным. Для устройств, действующих достаточно редко, период приработки может быть значительно более длительным. По мере выявления и устранения дефектных элементов количество приработочных отказов в единицу времени уменьшается.

износовые, или постепенные, отказы: Отказы, возникающие вследствие процессов износа или старения элементов в течение времени эксплуатации.

В устройствах РЗА к этим процессам относятся: высыхание изоляции обмоток, запыление внутренних деталей реле, появление налетов на контактных и других поверхностях, образование нагара и раковин на контактах, уход характеристик, разрегулировка механической части реле, перегорание проволочных сопротивлений, изменения электрической емкости конденсаторов и т. п. При правильной организации эксплуатации эти отказы в основном могут быть предотвращены своевременной заменой или восстановлением элементов.

внезапные отказы: Отказы, которые являются следствием одновременного воздействия на элементы устройства нескольких факторов, каждый из которых не выходит за пределы, установленные ТНПА. Совместное воздействие этих факторов в различных сочетаниях приводит к качественно новым условиям работы элементов, при которых возможно скачкообразное изменение значений одного или нескольких заданных параметров объекта. Возникновение таких сочетаний является случайным событием и происходит в произвольные моменты времени. Поэтому внезапные отказы также возникают случайно, подчиняясь общим закономерностям случайных событий.

Кроме приработочных, постепенных и внезапных отказов потеря работоспособности устройств может быть вызвана и повреждениями, которые являются следствием воздействия факторов, выходящих за пределы, установленные ТНПА. При этом потеря работоспособности может иметь характер как внезапного, так и постепенного отказа.

В.2.1.1 Приработочные и износовые отказы, как и внезапные, также являются случайными событиями, но подчиняются различным общим закономерностям.

В начальный период эксплуатации (в период приработки) параметр потока отказов уменьшается по мере выявления и устранения дефектов. После окончания периода приработки начинается период нормальной эксплуатации, в котором параметр потока отказов является постоянным и определяется внезапными отказами.

За периодом нормальной эксплуатации наступает период износа, в котором параметр потока отказов начинает резко возрастать, поскольку он определяется суммарным действием внезапных и постепенных отказов.

В.2.1.2 Приработочные отказы устраняются в период приработки путем замены отказавших элементов и устранения выявленных неисправностей. Для предотвращения износовых отказов необходима своевременная профилактическая замена (восстановление) элемента, даже если он не отказал, в конце периода нормальной эксплуатации. Внезапные отказы в общем случае не могут быть предотвращены заменой элементов в период нормальной эксплуатации.

В.2.1.3 Устройства релейной защиты (в отличие от устройств непрерывного действия) могут быть отнесены к устройствам со статической готовностью к действию. Релейная защита выполняет свои функции по требованию, которым является короткое замыкание или другое нарушение нормального режима работы защищаемого оборудования. Поэтому необходимо различать отказ устройства защиты как событие утраты работоспособности и отказ функционирования как событие невыполнения заданной функции при возникновении соответствующего требования. В общем случае отказ устройства происходит не одновременно с возникновением требования к функционированию и, следовательно, отказ функционирования может быть предотвращен, если в интервале между моментом возникновения отказа и моментом возникновения требования будет проведена профилактическая проверка.

В.2.2 Виды технического обслуживания устройств РЗА

В.2.2.1 Период эксплуатации или срок службы устройства до списания определяется моральным либо физическим износом устройства до такого состояния, когда восстановление его становится нерентабельным. В срок службы устройства, начиная с проверки при новом включении, входят, как правило, несколько межремонтных периодов, каждый из которых может быть разбит на характерные с точки зрения надежности этапы:

– период приработки;
– период нормальной эксплуатации;
– период износа.

Устанавливаются следующие виды планового технического обслуживания устройств РЗА:

– проверка при новом включении (наладка);
– первый профилактический контроль;
– профилактический контроль;
– профилактическое восстановление (ремонт);
– тестовый контроль;

– опробование;
– технический осмотр.

Кроме того, в процессе эксплуатации могут проводиться следующие виды внепланового технического обслуживания:

– внеочередная проверка;
– послеаварийная проверка.

В.2.2.2 Проверки при новом включении устройств РЗА, в том числе вторичных цепей, измерительных трансформаторов и элементов привода коммутационных аппаратов, относящихся к устройствам РЗА, проводятся:

– перед включением вновь смонтированных устройств;
– после реконструкции действующих устройств, связанной с установкой новой дополнительной аппаратуры, или после монтажа новых вторичных цепей.

Если проверка при новом включении проводилась сторонней организацией (индивидуальным предпринимателем), включение новых и реконструированных устройств без приемки их службой РЗАиТ запрещается.

В.2.2.3 Задачей технического обслуживания в период приработки с учетом особенностей релейной защиты является как можно более быстрое выявление приработочных отказов и предотвращение отказов функционирования по этой причине.

Приработочные отказы наиболее характерны в начальный период эксплуатации. В остальные межремонтные периоды они возникают значительно реже. Период приработки устройства релейной защиты начинается с проведения наладочных работ перед включением устройства в эксплуатацию, которые при тщательном их выполнении обеспечивают выявление и устранение большей части приработочных отказов.

С окончанием наладочных работ и вводом устройства в эксплуатацию период приработки не может считаться законченным. Необходимо проведение через некоторое время после наладки еще одной проверки, после которой с достаточно большой вероятностью можно считать, что приработочные отказы выявлены и устранены. Такая проверка названа первым профилактическим контролем. Срок проведения этого контроля определяется в основном двумя противоречивыми факторами:

– с одной стороны, необходимо некоторое время для проявления скрытых дефектов и, следовательно, чем больше это время, тем вероятнее их проявление;
– с другой стороны, с увеличением интервала между включением устройства в эксплуатацию и первым профилактическим контролем увеличивается вероятность неправильной работы устройства.

Для устройств РЗА на микроэлектронной элементной базе, имеющих встроенные средства ручного тестового контроля, до первого профи-

лактического контроля проводится ежегодный тестовый контроль этих устройств.

В.2.2.4 Задачей технического обслуживания в период износа является своевременное восстановление или замена изношенных элементов устройства с тем, чтобы предотвратить резкое возрастание параметра потока отказов. Соответствующий вид технического обслуживания с учетом ремонтопригодности подавляющего большинства элементов устройств релейной защиты назван профилактическим восстановлением.

Периодичность профилактического восстановления устройства определяется периодичностью восстановления его элементов, которая в свою очередь определяется ресурсом этих элементов. Ресурс различных элементов неодинаков, однако, учитывая специфику условий эксплуатации устройств РЗА, приходится совмещать сроки профилактических восстановлений разных элементов, подверженных различным по скорости процессам старения.

Периодичность профилактического восстановления устройства РЗА целесообразно определять ресурсом большей части аппаратуры и элементов этого устройства.

Для быстроизнашивающихся реле (имеющих малый ресурс или большую скорость выработки ресурса) восстановление проводится также и при проведении очередного профилактического контроля.

Перечень аппаратуры, имеющей пониженный ресурс, приведен в примечании 2 к таблице Б.2.3.1.

В.2.2.5 Задачей технического обслуживания в период нормальной эксплуатации, т. е. между двумя восстановлениями, является выявление и устранение внезапных отказов с целью предотвращения перехода этих отказов в отказы функционирования. Соответствующие виды технического обслуживания называются профилактическим контролем и тестовым контролем.

Профилактический контроль заключается в проверке работоспособности всего устройства РЗА.

Тестовый контроль как дополнительный вид технического обслуживания применяется для устройств на микроэлектронной базе, имеющих соответствующие встроенные средства. При тестовом контроле осуществляется проверка работоспособности части устройства.

Периодичность профилактического и тестового контроля определяется рядом факторов:

– параметром потока отказов;
– средним числом требований срабатывания в единицу времени;
– ущербом от отказа функционирования устройства РЗА;
– затратами на проведение профилактического контроля;

– вероятностью ошибок персонала в процессе проведения профилактического контроля.

Кроме профилактического контроля в период нормальной эксплуатации предусмотрено при необходимости проведение периодических опробований.

Периодические опробования являются дополнительной проверкой работоспособности наименее надежных элементов устройств электроавтоматики и РЗА:

– ВЧ аппаратуры противоаварийной автоматики (ВЧТО, АНКА-АВПА, АНКА, ETL...);

– реле времени с часовым механизмом;

– технологических датчиков;

– приводов коммутационных аппаратов (исполнительных механизмов).

В.2.2.6 Внеочередные проверки проводятся при:

– частичном изменении схем при реконструкции устройств РЗА;

– при восстановлении цепей, нарушенных в связи с ремонтом основного оборудования;

– необходимости изменения уставок или характеристик реле и устройств.

В.2.2.7 Послеаварийные проверки проводятся для выяснения причин отказов функционирования или неясных действий устройств РЗА. Объем и программы послеаварийной проверки устройств системного значения разрабатываются эксплуатирующей организацией и утверждаются организацией, в ведении которой находится защищаемый объект.

Периодически должны проводиться внешние технические осмотры аппаратуры и вторичных цепей, проверка положения переключающих устройств и испытательных блоков.

В.2.3 Периодичность технического обслуживания устройств РЗА

В.2.3.1 Все устройства РЗА, включая вторичные цепи, измерительные трансформаторы и элементы приводов коммутационных аппаратов, относящихся к устройствам РЗА, должны периодически подвергаться техническому обслуживанию.

В зависимости от типа устройств РЗА и условий их эксплуатации в части воздействия различных факторов внешней среды цикл технического обслуживания установлен от 3 до 8 лет.

Под циклом технического обслуживания понимается период эксплуатации устройств между двумя ближайшими профилактическими восстановлениями.

В.2.3.2 Для устройств РЗА электрических присоединений подстанции, в том числе повысительных подстанций электростанций, цикл технического обслуживания принят:

– равным 8 годам – для устройств на электромеханической элементной базе;

– равным 6 годам – для устройств на микроэлектронной и микропроцессорной базе, если другой цикл обслуживания не указан в эксплуатационной документации изготовителя.

В.2.3.3 Для устройств РЗА цикл технического обслуживания зависит от категории помещения, в котором они установлены.

К I категории относятся сухие отапливаемые помещения с наличием незначительной вибрации и запыленности, в которых отсутствуют ударные воздействия (ГЩУ, БЩУ, релейные щиты).

К II категории относятся помещения, характеризующиеся большим диапазоном колебаний температуры окружающего воздуха, незначительной вибрацией, наличием одиночных ударов, возможностью существенного запыления (панели РУ 0,4 кВ, релейные отсеки КРУ 6–10 кВ).

К III категории относятся помещения, характеризующиеся наличием постоянной большой вибрации (камера АГП, зоны вблизи вращающихся машин).

Цикл технического обслуживания устройств РЗА в зависимости от категории помещения, где установлено устройство, принят равным соответственно 8, 6 и 3 годам.

Цикл технического обслуживания расцепителей автоматических выключателей всех типов принят равным 6 годам.

Для неответственных присоединений напряжением 0,4–10 кВ продолжительность цикла технического обслуживания устройств дистанционного управления и сигнализации может быть увеличена вдвое по сравнению с продолжительностью цикла технического обслуживания устройств РЗА этих присоединений (но не более чем до 8 лет).

В.2.3.4 В отдельных обоснованных случаях продолжительность циклов технического обслуживания устройств РЗА может быть сокращена по сравнению с указанной в В.2.3.2. Решение по этому вопросу должно приниматься лицом, ответственным за электрохозяйство потребителя.

В.2.3.5 С целью совмещения проведения технического обслуживания устройств РЗА с ремонтом основного оборудования допускается перенос запланированного вида технического обслуживания на срок до года.

В.2.3.6 При трехлетней продолжительности цикла технического обслуживания профилактический контроль между профилактическими восстановлениями, как правило, не должен проводиться.

В.2.3.7 Для таких устройств вторичных соединений, как дистанционное управление, сигнализация, блокировка, проводятся только профилактические восстановления, опробование и осмотры с периодичностью, установленной для соответствующих устройств РЗА.

В.2.3.8 Первый профилактический контроль устройств РЗА, дистанционного управления и сигнализации должен проводиться через 10–15 месяцев после включения устройства в эксплуатацию.

В.2.3.9 Тестовый контроль для устройств на микроэлектронной базе производится не реже одного раза в 12 месяцев.

В.2.3.10 Для устройств РЗА на микроэлектронной базе со встроенными средствами тестового контроля, как правило, должна предусматриваться тренировка перед первым включением в эксплуатацию. Тренировка заключается в подаче на устройство на 3–5 сут оперативного тока и, при возможности, рабочих токов и напряжений; устройство при этом должно быть включено с действием на сигнал. По истечении срока тренировки должен быть проведен тестовый контроль устройства и, при отсутствии каких-либо неисправностей, перевести его на отключение.

При невозможности проведения тренировки первый тестовый контроль должен быть проведен в срок до 2 недель после ввода в эксплуатацию.

В.2.3.11 Периодичность технических осмотров аппаратуры и вторичных цепей устанавливается в соответствии с местными условиями, но не реже одного раза в 6 месяцев.

В.2.3.12 Необходимость и периодичность проведения опробования определяются по местным условиям и утверждаются решением технического руководителя потребителя.

Опробование устройств АВР питания ответственных потребителей должно проводиться оперативным персоналом не реже одного раза в 6 месяцев, а устройств АВР остальных потребителей – не реже одного раза в год. Опробование устройств ПА должно производиться один раз в год. Правильная работа устройств в период за 3 месяца до намеченного срока может быть засчитана за проведение очередного опробования.

В.2.3.13 Периодичность проведения технического обслуживания приведена в таблице В.2.3.1.

Таблица В.2.3.1 – Периодичность проведения технического обслуживания устройств РЗА

Наименование	Цикл технического обслуживания, лет	Количество лет эксплуатации																
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Устройства РЗА присоединений подстанций 110–330 кВ:																		
на электромеханической элементной базе	8	Н	К1	–	–	К	–	–	–	В	–	–	–	К	–	–	–	В
на микроэлектронной и микропроцессорной элементной базе	6	Н	К1	–	К	–	–	В	–	–	К	–	–	В	–	–	К	–
Устройства РЗА присоединений, установленных в помещениях:																		
I категории (ГЩУ, БЩУ, релейные щиты)	8	Н	К1	–	–	К	–	–	–	В	–	–	–	К	–	–	–	В
II категории (КРУ 6–10 кВ, РУ 0,4 кВ)	6	Н	К1	–	К	–	–	В	–	–	К	–	–	В	–	–	К	–
III категории (повышенная вибрация)	3	Н	К1	–	В	–	–	В	–	–	В	–	–	В	–	–	В	–
Расцепители автоматических выключателей до 1000 В, УЗО	6	Н	К1	–	–	–	–	В	–	–	–	–	–	В	–	–	–	–

Примечания
1 Условные обозначения: Н – проверка (наладка) при новом включении; К1 – первый профилактический контроль, К – профилактический контроль, В – профилактическое восстановление.
2 В объем профилактического контроля устройств РЗА входит в обязательном порядке восстановление реле серий РТ-80, РТ-90, ИТ-80, ИТ-90, РТ-40/Р, РВ-100, РВ-200, РПВ-58, РПВ-258, РТВ, РВМ, РП-8, РП-11, РП-18.
3 Периодичность тестового контроля (Т) отражена в В.2.3.9, а опробования (О) – в В.2.3.12.

Указанные в таблице циклы технического обслуживания относятся к периоду эксплуатации устройств РЗА, соответствующему полному сроку службы.

По опыту эксплуатации устройств РЗА на электромеханической элементной базе полный средний срок службы составляет 25 лет.

Технической документацией на устройства РЗА на микроэлектронной базе полный средний срок службы установлен равным 12 годам.

В технической документации на РЗА на микропроцессорной базе приводится информация о среднем сроке службы сменного элемента до капитального ремонта 8–14 лет. Следовательно, полный срок службы микропроцессорного устройства 20 лет может быть обеспечен заменой 2–3 комплектов сменных элементов.

Эксплуатация устройств РЗА сверх указанных сроков службы определяется актом о продлении срока службы. Акт составляется на основе тщательного обследования состояния аппаратуры (сохранение требуемых электрических характеристик – сопротивление изоляции, параметры блоков питания, характеристики фильтров, механических параметров – состояние изоляционного покрытия проводов, обеспечение требуемых зазоров, люфтов, состояние трущихся поверхностей, износ покрытия контактов разъемов, и т. д.). В акте должна быть указана периодичность технического обслуживания устройства до конца вновь установленного срока службы.

В.3 Программы работ при техническом обслуживании устройств РЗА

Программы являются общими для всех устройств РЗА электростанций и электроустановок 0,4–330 кВ и определяют последовательность и объемы работ при проверках этих устройств.

Объемы технического обслуживания устройств, узлов и элементов устройств РЗА и микропроцессорных устройств РЗА приведены в настоящем техническом кодексе или в эксплуатационных документах изготовителей.

В.3.1 Новое включение (Н)

В.3.1.1 Подготовительные работы:

а) подготовка необходимой документации (принятых к исполнению проектных схем, заводской документации на реле и оборудование, инструкций, уставок защит и автоматики, программ и т. п.);

б) подготовка испытательных устройств, средств измерений, соединительных проводов, запасных частей и инструмента;

в) допуск к работе;

г) отсоединение на рядах зажимов проверяемого узла (панели, шкафа и т. п.) всех цепей связи с другими устройствами.

В.3.1.2 При внешнем осмотре производится чистка кожухов аппаратуры, монтажных проводов и рядов зажимов от пыли.

При осмотре проверяется:

а) выполнение требований ТНПА, относящихся к налаживаемому устройству и к отдельным его узлам, а также соответствие проекту установленной аппаратуры и контрольных кабелей;

б) надежность крепления и правильность установки панели, шкафа, ящика, аппаратуры;

в) отсутствие механических повреждений аппаратуры, состояние изоляции выводов реле и другой аппаратуры;

г) качество окраски панелей, шкафов, ящиков и других элементов устройства;

д) состояние монтажа проводов и кабелей, контактных соединений на рядах зажимов, ответвлениях от шинок, шпильках реле, испытательных блоках, резисторах, а также надежность паек всех элементов;

е) правильность выполнения концевых разделок контрольных кабелей, уплотнение проходных отверстий;

ж) состояние уплотнений дверок шкафов, кожухов, вторичных выводов трансформаторов тока, напряжения и т. д.;

з) состояние и правильность выполнения заземлений цепей вторичных соединений и металлоконструкций;

и) состояние электромагнитов управления, блок-контактов разъединителей, выключателей, автоматических выключателей и другой коммутационной аппаратуры;

к) наличие и правильность надписей на панелях, шкафах, ящиках и аппаратуре, наличие и правильность маркировки кабелей, жил кабелей, проводов.

В.3.1.3 Проверка соответствия проекту смонтированных устройств:

а) фактическое исполнение соединений между кассетами, блоками, модулями, реле, переключателями и другими элементами на панелях, в шкафах, ящиках с одновременной проверкой правильности маркировки;

б) фактическое исполнение всех цепей связи между проверяемым устройством и другими устройствами РЗА, управления, сигнализации. Одновременно производится проверка правильности маркировки жил кабелей.

В.3.1.4 Внутренний осмотр, чистка и проверка механической части аппаратуры:

а) проверка состояния уплотнения кожухов и целости стекол;

б) проверка наличия и целости деталей, правильности их установки и надежности крепления;

в) чистка от пыли и посторонних предметов;

г) проверка надежности контактных соединений и паек (которые можно проверить без разборки элементов, узла);

д) проверка затяжки болтов, стягивающих сердечники трансформаторов, дросселей и т. п.;

е) проверка состояния изоляции соединительных проводов обмоток аппаратуры;

ж) проверка состояния контактных поверхностей;

з) проверка механических характеристик аппаратуры (люфтов, зазоров, провалов, растворов, прогибов и пр.).

В.3.1.5 Проверка сопротивления изоляции.

Указанная проверка является предварительной и состоит из измерения сопротивления изоляции отдельных узлов устройств РЗА (трансформаторов тока и напряжения, приводов коммутационных аппаратов, контрольных кабелей, панелей защит и т. д.). Измерение производится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В*:

а) относительно земли;

б) между отдельными группами электрически не связанных цепей (тока, напряжения, оперативного тока, сигнализации);

в) между фазами в токовых цепях, где имеются реле или устройства с двумя и более первичными обмотками;

г) между жилами кабеля газовой защиты;

д) между жилами кабеля от трансформаторов напряжения до автоматических выключателей или предохранителей.

---

* 1. Элементы, не рассчитанные на испытательное напряжение 1000 В между электрически не связанными цепями при измерении по 3.1.5, перечисления а), б), исключаются из схемы.
2. Измерение сопротивления изоляции цепей 24 В и ниже устройств РЗА на микроэлектронной и микропроцессорной базе производится в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя. При отсутствии таких указаний проверяется отсутствие замыкания этих цепей на землю омметром на напряжение до 15 В.

В.3.1.6 Проверка электрических характеристик.

Проверка электрических характеристик элементов устройств производится в соответствии с объемами технического обслуживания конкретных типов этих элементов, приведенными в разделе В.4. Работы по проверке электрических характеристик должны завершаться проверкой заданных уставок и режимов.

После окончания проверки производится сборка всех цепей, связывающих проверяемое устройство с другими, подключением жил кабелей к рядам зажимов панелей, шкафов и т. д., за исключением цепей связи с другими устройствами, находящимися в работе.

В.3.1.7 Проверка взаимодействия элементов устройства.

При напряжении оперативного тока, равном 0,8 номинального значения, проверяется правильность взаимодействия реле защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации. Проверка взаимодействия

реле производится в соответствии с принципиальной схемой при срабатывании или возврате реле (от руки). При проверке должны быть проверены:

а) отсутствие обходных цепей;

б) правильность работы устройства при различных положениях накладок, переключателей, испытательных блоков, рубильников и т. д.;

в) исключение возможности воздействия на устройства и коммутационные аппараты других присоединений.

Для устройства на микроэлектронной базе проверка взаимодействия элементов производится с помощью устройства тестового контроля.

Для устройства на микропроцессорной базе проверка взаимодействия элементов производится подачей тока (напряжения) на вход устройства от испытательной схемы.

После окончания проверки производится подключение жил кабелей, связывающих проверяемое устройство с другими устройствами, к рядам зажимов проверяемого устройства, за исключением цепей связи с устройствами, находящимися в работе (см. Б.3.1.10). Подключаемые жилы кабелей с противоположной стороны должны быть отключены.

В.3.1.8 Измерение и испытание изоляции устройств в полной схеме производится при закрытых кожухах, крышках, дверцах и т. д.

До и после испытания электрической прочности изоляции производится измерение сопротивления изоляции мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В относительно «земли» каждой из групп электрически не связанных цепей вторичных соединений. Испытание электрической прочности изоляции производится напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин относительно земли*.

* Испытание изоляции цепей напряжением 60 В производится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 500 В. Испытание изоляции цепей напряжением 24 В и ниже устройств на микроэлектронной и микропроцессорной базе не производится.

В.3.1.9 Комплексная проверка устройств проводится при номинальном напряжении оперативного тока при подаче на устройство параметров аварийного режима от постороннего источника и полностью собранных цепях устройств при закрытых кожухах реле, при этом возможность воздействия на другие устройства РЗА и коммутационные аппараты должна быть исключена.

При комплексной проверке производится измерение полного времени действия каждой из ступеней устройства, проверяется правильность действия сигнализации.

Ток и напряжение, соответствующие аварийному режиму, подаются на все ступени и фазы (или все комбинации фаз) проверяемого устройства и должны соответствовать нижеприведенным значениям:

– для защит максимального действия – 0,9 и 1,1 уставки срабатывания для контроля несрабатывания защиты в первом и срабатывания во втором случаях;

– для контроля времени действия – ток или напряжение, равные 1,3 уставки срабатывания.

Для защит с зависимой характеристикой проверяются две-три точки характеристики.

Для токовых направленных защит подается номинальное напряжение с фазой, обеспечивающей срабатывание реле направления мощности.

Для дифференциальных защит ток подается поочередно в каждое из плеч защиты.

Для защит минимального действия – 1,1 и 0,9 уставки срабатывания для контроля несрабатывания защиты в первом и срабатывания во втором случаях; для контроля времени действия – ток или напряжение, равные 0,8 уставки срабатывания.

Для дистанционных защит временная характеристика определяется для значений сопротивлений, равных $0Z_1$; $0{,}5Z_1$; $0{,}9Z_1$; $1{,}1Z_1$; $0{,}9Z_2$; $1{,}1Z_2$; $0{,}9Z_3$; $1{,}1Z_3$. Регулирование выдержки времени второй и третьей ступеней производится при сопротивлениях, равных соответственно $1{,}1Z_1$ и $1{,}1Z_2$. Регулирование выдержки времени в первой ступени (при необходимости) производится при сопротивлении $0{,}5Z_1$.

Проверяется правильность поведения устройств при имитации всех возможных видов КЗ в зоне и вне зоны действия устройств.

В.3.1.10 Проверка взаимодействия проверяемого устройства с другими включенными в работу устройствами защит, электроавтоматики, управления и сигнализации, действия устройства на коммутационные аппараты, а также восстановление цепей связи проверяемого устройства с другими устройствами, находящимися в работе, производится при номинальном напряжении оперативного тока по утвержденной программе.

После проверки действия проверяемого устройства на коммутационные аппараты работы во всех его цепях не должны производиться.

В.3.1.11 Проверка устройств рабочим током и напряжением является окончательной проверкой схемы переменного тока и напряжения, правильности включения и поведения устройств и производится, как правило, при снятом с устройства оперативном токе. С устройств, полноценная проверка которых при снятом оперативном токе невозможна, должны быть предварительно сняты выходные цепи отключения и воздействия на устройства ПА.

Перед проверкой устройства производится:

– осмотр всех реле, блоков, модулей, других аппаратов, рядов зажимов и перемычек на них;

– проверка наличия заземлений в соответствующих цепях: установка накладок, переключателей, испытательных блоков и других оперативных элементов в положения, при которых исключается воздействие проверяемого устройства на другие устройства и коммутационные аппараты;

– проверка целости токовых цепей (от нагрузочных устройств, от генератора на закоротку, вторичными токами и т. п.), а также правильности сборки токовых цепей дифференциальных защит генераторов и трансформаторов, токовых фильтровых защит.

При проверке рабочим током и напряжением производится:

а) проверка исправности всех токовых цепей измерением вторичных токов нагрузки в фазах и целости нулевого провода;

б) проверка исправности и правильности подключения цепей напряжения:

– измерение на ряде зажимов линейных и фазных напряжений, напряжения нулевой последовательности (измерение напряжения нулевой последовательности дополнительно производится непосредственно на выводах реле);

– проверка чередований фаз напряжения;

– проверка фазировки цепей напряжения проверяемого присоединения;

в) проверка правильности подключения цепей тока каждой группы трансформаторов тока снятием векторной диаграммы и сверкой ее с фактическим направлением мощности в первичной цепи;

г) проверка работы устройств блокировок при неисправности цепей напряжения поочередным отключением, на ряде зажимов панели каждой из фаз, двух и трех фаз одновременно, а также нуля (для тех типов блокировок, где это требуется);

д) проверка правильности работы и небалансов фильтров тока и напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей, а также комбинированных фильтров;

е) проверка правильности включения реле направления мощности и направленных реле сопротивления;

ж) проверка правильности сборки токовых цепей дифференциальных защит, измерение токов (напряжений) небалансов;

з) заключительная проверка правильности включения дифференциально-фазных защит, защит с ВЧ блокировкой, продольно-дифференциальных защит (в соответствии с объемами технического обслуживания конкретных типов устройств).

Комплексная проверка устройств РЗА генераторов и блоков генератор-трансформатор производится в соответствии с действующими Ука-

заниями по проведению комплексных испытаний генераторов и блоков генератор-трансформатор на электростанциях.

В.3.1.12 Подготовка устройств релейной защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации к включению:

а) повторный осмотр реле, режим которых изменялся при проверке рабочим током и напряжением;

б) проверка положения сигнальных элементов указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп и других устройств, которыми оперирует постоянный оперативный персонал, а также перемычек на рядах зажимов;

в) проверка показаний средств измерений ВЧ приемопередатчиков, контрольных устройств и т. п.;

г) инструктаж постоянного оперативного персонала по вводимых в работу устройствам и особенностям их эксплуатации;

д) запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу;

е) оформление паспортов-протоколов устройства.

В.3.2 Первый профилактический контроль (К1)

В.3.2.1 Подготовительные работы:

а) подготовка необходимой документации (исполнительных схем, действующих инструкций, паспортов-протоколов, рабочих тетрадей, карт уставок защит и автоматики, программ);

б) подготовка испытательных устройств, средств измерений, соединительных проводов, запасных частей и инструмента;

в) допуск к работе и принятие мер против возможности воздействия проверяемого устройства на другие устройства.

В.3.2.2 При внешнем осмотре производится чистка кожухов аппаратуры, монтажных проводов и рядов зажимов от пыли.

При осмотре проверяется:

а) надежность крепления панели, шкафа, ящика, аппаратуры панели;

б) отсутствие механических повреждений аппаратуры и ее загрязнения, состояние изоляции выводов реле и другой аппаратуры;

в) состояние монтажа проводов и кабелей, надежность контактных соединений на рядах зажимов, ответвлениях от шинок, шпильках реле, испытательных блоков, резисторах, а также надежность паек всех элементов;

г) состояние уплотнения дверок шкафов, кожухов выводов на стороне вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения и т. д.;

д) состояние электромагнитов управления и блок-контактов разъединителей, включателей, автоматических выключателей и другой коммутационной аппаратуры;

е) состояние заземления вторичных цепей;

ж) наличие и правильность надписей на панелях и аппаратуре, наличие маркировки кабелей и проводов.

В.3.2.3 Предварительная проверка заданных уставок.

Проверка производится (при закрытых кожухах) с целью определения работоспособности элементов и отклонения значений уставок от заданных.

Если при проверке уставок их значения выходят за пределы допустимых отклонений, производится анализ причин отклонения и устранение неисправности.

В.3.2.4 Внутренний осмотр и проверка механической части аппаратуры:

а) проверка состояния уплотнения кожухов и целости стекол;

б) проверка состояния деталей и надежности их крепления;

в) чистка от пыли и посторонних предметов;

г) проверка надежности контактных соединений;

д) проверка состояния изоляции соединительных проводов и обмоток аппаратуры;

е) проверка состояния контактных поверхностей. При отсутствии на них металлических повреждений, нагара, раковин, оксидной пленки чистка не производится;

ж) проверка и (при необходимости) регулирование механических характеристик аппаратуры (люфтов, зазоров, провалов, растворов, прогибов и пр.).

В.3.2.5 Проверка электрических характеристик элементов, которые не подвергались разборке, проводится в объеме, соответствующем профилактическому восстановлению, а в случае разборки или замены элементов – в объеме, соответствующем новому включению.

В.3.2.6 Проверка взаимодействия элементов устройства производится в соответствии с В.3.1.7.

В.3.2.7 Измерение и испытание изоляции производится в соответствии с В.3.1.8.

В.3.2.8 Комплексная проверка устройства производится в соответствии с В.3.1.9.

В.3.2.9 Проверка взаимодействия проверяемого устройства с другими устройствами защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации и действия устройства на коммутационную аппаратуру.

Проверка производится по утвержденной программе. Действие устройства на другие устройства или коммутационные аппараты допускается проверять при очередном техническом обслуживании или ремонте указанных устройств и аппаратов.

В.3.2.10 Проверка устройства рабочим током и напряжением производится в соответствии с В.3.1.11.

В.3.2.11 Подготовка устройств релейной защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации к включению:

а) повторный осмотр реле, блоков, модулей, режим которых изменялся при проверке рабочим током и напряжением;

б) проверка состояния указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп и других устройств, которым оперирует постоянный оперативный персонал, а также перемычек на рядах зажимов;

в) проверка показаний средств измерений ВЧ приемопередатчиков, контрольных устройств и т. п.;

г) запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состояния проверенных устройств и о возможности включения их в работу.

В.3.3 Профилактическое восстановление (В)

В.3.3.1 Подготовительные работы.

Проводятся в соответствии с В.3.2.1.

В.3.3.2 Внешний осмотр.

Производится чистка аппаратуры и монтажных проводов от пыли.

При осмотре проверяется:

а) надежность крепления панели, шкафа, ящика, аппаратуры;

б) отсутствие механических повреждений аппаратуры, состояние изоляции выводов реле и другой аппаратуры;

в) отсутствие пыли и грязи на кожухах аппаратуры и рядах зажимов;

г) состояние окраски панелей, шкафов, ящиков и других элементов устройства;

д) состояние монтажа проводов и кабелей, надежность контактных соединений на рядах зажимов, ответвлениях от шинок, шпильках реле, испытательных блоках, резисторах, а также надежность паек всех элементов;

е) состояние концевых разделок кабелей вторичных соединений;

ж) состояние уплотнения дверок шкафов, кожухов выводов на стороне вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения и т. д.;

з) состояние заземления вторичных цепей;

и) состояние электромагнитов управления и блоков-контактов разъединителей, выключателей, автоматических выключателей и другой коммутационной аппаратуры;

к) наличие надписей на панелях, шкафах, ящиках и аппаратуре, наличие маркировки кабелей, жил кабелей и проводов.

В.3.3.3 Предварительная проверка заданных уставок проводится в соответствии с В.3.2.3.

В.3.3.4 Внутренний осмотр, чистка и проверка механической части аппаратуры:

а) проверка состояния уплотнения кожухов и целости стекол;

б) проверка состояния деталей и надежности их крепления;

в) чистка от пыли;

г) проверка надежности контактных соединений и паек (которые можно проверить без разборки элементов, узла);

д) проверка затяжки болтов, стягивающих сердечники трансформаторов, дросселей и т. п.;

е) проверка состояния изоляции соединительных проводов и обмоток аппаратуры;

ж) проверка состояния контактных поверхностей. При отсутствии на них механических повреждений, нагара, раковин и оксидной пленки чистка не производится;

з) проверка и (при необходимости) регулирование механических характеристик аппаратуры (люфтов, зазоров, провалов, растворов, прогибов и пр.).

В.3.3.5 Проверка электрических характеристик проводится в соответствии с В.3.2.5.

В.3.3.6 Проверка взаимодействия элементов устройства проводится в соответствии с В.3.1.7.

В.3.3.7 Измерение и испытание изоляции проводится напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин или выпрямленным напряжением 2500 В с использованием мегаомметра или специальной установки. Цепи РЗА напряжением 60 В и ниже испытываются мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 500 В.

В.3.3.8 Комплексная проверка устройства проводится в соответствии с В.3.1.9.

В.3.3.9 Проверка действия проверяемого устройства на коммутационную аппаратуру и восстановление цепей связи с другими устройствами состоит из:

– подготовки цепей отключения и включения и проверки действия выходного реле проверяемого устройства на коммутационный аппарат;

– проверки отсутствия сигналов и подсоединения цепей связи с другими устройствами на рядах зажимов проверяемого устройства.

В.3.3.10 Проверка устройства рабочим током и напряжением проводится в соответствии с В 3.1.11.

В тех случаях, когда разборка токовых цепей и цепей напряжения производилась на испытательных зажимах, проверка выполняется в соответствии с В.3.1.11, перечисления а) и б).

В.3.3.11 Подготовка устройства к включению выполняется в соответствии с В.3.2.11.

В.3.4 Профилактический контроль (К)

В.3.4.1 Подготовительные работы выполняются в соответствии с В.3.2.1.

В.3.4.2 Внешний осмотр:

а) чистка от пыли аппаратуры и монтажа;

б) осмотр состояния аппаратуры и монтажа;

в) осмотр внутренних элементов аппаратуры и монтажа;

г) осмотр выходных реле при снятых кожухах.

В.3.4.3 Внутренний осмотр, чистка и проверка механической части аппаратуры, подлежащей восстановлению в соответствии с примечанием 2 к таблице В.2.3.13:

а) проверка состояния деталей и надежности их крепления;

б) чистка от пыли;

в) проверка надежности контактных соединений и паек;

г) проверка состояния контактных поверхностей. При отсутствии на них механических повреждений, нагара, раковин и оксидной пленки чистка не производится;

д) проверка и (при необходимости) регулирование механических характеристик аппаратуры (люфтов, зазоров, провалов, растворов, прогибов и пр.;

е) проверка электрических характеристик в соответствии с В.3.2.5.

В.3.4.4 Измерение сопротивления изоляции

Производится измерение сопротивления изоляции каждой из групп электрически не связанных вторичных цепей относительно земли мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В (см. примечание 2 к В.3.1.5.).

В.3.4.5 Комплексная проверка устройств

Производится при номинальном напряжении оперативного тока при подведении к устройству параметров аварийного режима от постороннего источника и полностью собранных цепях устройств, при закрытых кожухах реле; время действия защит при этом не измеряется.

Ток и напряжение, соответствующие аварийному режиму, подаются на все фазы (или все комбинации фаз) проверяемого устройства.

Для защит с зависимой характеристикой определяются две-три точки характеристики; для дифференциальных защит ток поочередно подается в каждое из плеч защиты; на ступенчатые защиты подаются параметры аварийного режима, соответствующие одной точке первой зоны и одной точке вне зоны срабатывания последней ступени; при этом проверяется соответственно срабатывание и несрабатывание всех ступеней защиты.

При комплексной проверке проверяется также правильность действия сигнализации.

В.3.4.6 Проверка действия выходных реле на коммутационный аппарат.

Производятся проверка исправности цепи отключения (включения) действием на коммутационный аппарат от выходных реле и восстановление цепей связи проверяемого устройства с другими устройствами.

В.3.4.7 Проверка устройств рабочим током и напряжением:

а) проверка обтекания током токовых цепей проверяемого устройства;

б) проверка наличия напряжения на проверяемом устройстве.

В.3.4.8 Подготовка устройства к включению:

а) проверка положения указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп и других элементов;

б) запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу.

В.3.5 Тестовый контроль (К)

В.3.5.1 Тестовый контроль устройств на микроэлектронной и микропроцессорной базе проводится в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

В.3.5.2 При проведении наладочных работ, первого профилактического контроля и профилактического восстановления устройств РЗА тестовый контроль проводится дважды – после проверки блока питания и после проверки устройства рабочим током и напряжением. При проведении профилактического контроля тестовый контроль проводится один раз, после проверки рабочим током и напряжением.

В.3.5.3 При проведении наладочных работ, первого профилактического контроля и профилактического восстановления устройств РЗА на микропроцессорной базе исправность устройства оценивается в стартовом режиме, подачей оперативного тока при наличии (и отсутствии) переменного тока и напряжения.

В.3.6 Периодическое опробование (О)

В.3.6.1 Подготовительные работы:

а) подготовка исполнительных схем, инструкций, паспортов-протоколов и рабочих тетрадей;

б) допуск к работе и принятие мер для исключения воздействия проверяемого устройства на другие устройства (разборка цепей).

В.3.6.2 Проверка работоспособности элементов устройства.

Проверка состоит в большинстве случаев из двух частей:

а) опробование элемента с действием на выходные реле;

б) опробование действия выходных реле на коммутационную аппаратуру.

Напряжение оперативного тока при периодическом опробовании должно быть равным 0,8 номинального значения.

В.3.6.3 Подготовка устройства к включению:

а) восстановление цепей связи проверяемого устройства с другими устройствами;

б) проверка положения указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп и других оперативных элементов.

Результаты опробования и проверки оформляются записью в журнале релейной защиты.

В.3.7 Технический осмотр (О)

При техническом осмотре визуально контролируют:

а) отсутствие внешних повреждений устройства и его элементов;

б) состояние креплений устройств на панелях, проводов на рядах зажимов и на выводах устройств;

в) наличие подписей и позиционных обозначений;

г) положение флажков указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок и других элементов, состояние сигнальных ламп.

В.4 Объемы работ при техническом обслуживании устройств РЗА

Для устройств РЗА ниже приведены лишь объемы проверок электрических характеристик.

Полный объем и последовательность проверок для каждого вида технического обслуживания устройств РЗА приведены в соответствующих программах раздела 3 и объемах работ настоящего раздела.

В.4.1 Микропроцессорные устройства защиты и автоматики SPAC 800, SPAJ-140, OPN, MICOM-122, MICOM-123, MODN, БМРЗ, МТЗ 610, МРЗС-05, ПУМА 3431, Siemens 7SJ6 и др.

Н, К1, В а) внешний осмотр: отсутствие внешних следов ударов, потеков воды, в том числе высохших, отсутствие налета окислов на металлических поверхностях, отсутствие запыленности, осмотр рядов зажимов входных и выходных сигналов, разъемов интерфейса связи в части состояния их контактных поверхностей, осмотр элементов управления на отсутствие механических повреждений, состояние пломб изготовителя (при Н);

К1, В б) внутренний осмотр: осмотр печатного монтажа (наличие следов перегревов, трещины паяных соединений, наличие окисления), контроль сочленения разъемов и механического крепления элементов, затяжка винтовых соединений, чистка от пыли;

Н, К1, К, В в) измерение сопротивления изоляции независимых цепей (кроме порта последовательной передачи данных) по отношению к корпусу и между собой:

– входных цепей тока;

– входных цепей напряжения;

– цепей питания оперативным током;

– входных цепей дискретных сигналов;

– выходных цепей дискретных сигналов от контактов выходных реле. Измерения производятся мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 500 В, сопротивление изоляции должно быть не менее 10 МОм;

Н г) испытания электрической прочности изоляции независимых цепей (кроме порта последовательной передачи данных) по отношению к корпусу и между собой. Изоляция цепей устройства защиты испытывается напряжением переменного тока 1000 В, частотой 50 Гц в течение 1 мин;

Н, К1, В д) программное задание (или проверка) требуемой конфигурации устройства защиты в соответствии с принятыми проектными решениями и техническими характеристиками (функциями) устройства;

Н, К1, В е) программное задание (или проверка) уставок устройства защиты в соответствии с заданной конфигурацией;

Н, К1, В ж) проверка отображения значений токов (напряжений), поданных от постороннего источника. Проверяется отображение фазовых углов, если такая функция предусмотрена в устройстве;

Н з) проверка срабатывания по каждому дискретному входу при напряжении питания оперативного тока, равном $0{,}8 \cdot U_{ном}$;

Н, К1, В и) проверка параметров (уставок) срабатывания и коэффициентов возврата каждого измерительного органа при подаче на входы устройства тока (напряжения) от постороннего источника; контроль состояния светодиодов при срабатывании;

Н, К1, В к) проверка времени срабатывания защиты и электроавтоматики на соответствие заданным выдержкам времени;

Н л) проверка при минимальном значении диапазонов уставок с подачей тока (напряжения), равного 0,8 тока (напряжения) срабатывания, отсутствия ложных действий при снятии и подаче оперативного тока с повторным включением через 0,5 с;

Н м) проверка срабатывания устройства защиты на рабочей уставке и определение параметров срабатывания при напряжении оперативного тока, равном $0{,}8 \cdot U_{ном}$ и $1{,}1 \cdot U_{ном}$;

Н, В н) проверка взаимодействия измерительных органов и логических цепей защиты с контролем состояния всех контактов выходных реле (и состояния светодиодов). Проверка производится при создании условий для срабатывания каждого измерительного органа и поочередной подачей всех логических сигналов на вход защиты или в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя;

Н, К1, К, В о) проверка управляющих функций устройства защиты с воздействием контактов выходного реле на модель коммутационного аппарата (например, управление двухпозиционным реле) при управлении по месту установки защиты и дистанционно через порт последовательной связи;

Н, В п) проверка функции регистрации входных параметров защиты;

Н, К1, К, В р) проверка функции самодиагностики;

Н, К1, К, В с) проверка функционирования тестового контроля;

Н, К1, В т) проверка управления по месту установки защиты коммутационным аппаратом присоединения (включить/отключить);

Н, К1, В у) проверка взаимодействия с другими устройствами защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации с воздействием на коммутационный аппарат;

Н, К1, К, В ф) проверка рабочим током:

– проверка правильности подключения цепей тока и напряжения к устройству защиты;

– контроль конфигурации и значений уставок;

– контроль значений текущих параметров и состояния устройства по дисплею и сигнальным элементам;

Н, К1, К, В х) тестовый контроль.

В.4.2 Токовая защита от однофазных замыканий на землю ЗЗП-1

Н, В а) проверка механической части и состояния контактных поверхностей;

Н, В б) определение напряжения на обмотке выходного реле при подаче напряжения в цепь напряжения нулевой последовательности;

Н, В в) определение вольт-амперных характеристик срабатывания на рабочей уставке защиты;

Н г) определение угловых характеристик срабатывания на рабочей уставке защиты;

Н д) проверка степени отстройки защиты от высших гармонических составляющих в токовой цепи на рабочей уставке защиты;

Н е) проверка защищенности трансформатора тока, вторичных токовых цепей и комплектов защиты от влияния помех и наводок;

Н, К1, В ж) опробование действия защиты на отключение выключателя;

Н з) проверка защиты при искусственном однофазном замыкании на землю.

В.4.3 Защитные приставки к автоматическим выключателям

Токовая защита от междуфазных коротких замыканий

Н, В	а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;
Н, К1, В	б) проверка состояния выводов и надежности контактного соединения с независимым расцепителем автоматического выключателя;
Н, В	в) проверка работоспособности защиты и канала максимальной токовой защиты от постороннего источника на рабочей уставке с действием на независимый расцепитель автоматического выключателя;
Н, В	г) проверка времени срабатывания защиты.

В.4.4 Токовые защиты от междуфазных коротких замыканий

Комплекты защит КЗ-1–КЗ-4; КЗ-12–КЗ-14; КЗ-31–КЗ-38

Н, К1, В	а) проверка механической части и состояния контактных поверхностей;
Н, К1, В	б) проверка электрических характеристик реле, входящих в комплект;
Н	в) проверка взаимодействия реле комплекта при напряжении оперативного переменного тока, равном 0,8 номинального значения;
Н, К1, К, В	г) комплексная проверка комплекта с действием выходного реле на коммутационный аппарат;
Н, К1, К, В	д) проверка комплекта рабочим током и напряжением в соответствии с программой работ для конкретного вида технического обслуживания.

В.4.5 Реле прямого действия и электромагниты управления переменного тока

В.4.5.1. Реле РТМ и токовые электромагниты отключения

Н, К1, В	а) проверка механической части реле;
Н, К1, К, В	б) проверка тока срабатывания на рабочей уставке;
Н	в) измерение полного сопротивления обмотки реле (электромагнита) при отпущенном и подтянутом сердечнике и токах, равных току срабатывания;
Н	г) измерение полного тока срабатывания при кратности тока 1,5.

В.4.5.2 Реле РТВ

Н, К, В	а) проверка механической части реле;
Н, К1, К, В	б) проверка тока и времени срабатывания на рабочей уставке;

Н в) измерение полного сопротивления обмотки реле при отпущенном и подтянутом сердечнике и токах, равных току срабатывания;

Н, К1, В г) настройка выдержки времени в независимой части характеристики или заданном токе;

Н, К1, В д) определение зависимости времени срабатывания от тока на рабочей уставке при трех-четырех значениях тока.

В.4.5.3 Электромагниты управления по напряжению

Н, В а) проверка механической части;

Н, К1, В б) проверка напряжения срабатывания;

Н, К1, К, В в) проверка действия электромагнита на включение или отключение привода при номинальном напряжении оперативного тока.

В.4.6 Реле тока и напряжения

В.4.6.1 Реле РТ-40, РН-50, РТ-140, РН-150, РЭ-13

Н, К1, В а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка тока (напряжения) срабатывания и возврата реле на рабочей уставке. Если уставки на реле изменяются оперативным персоналом, то проверка выполняется на соответствующих делениях шкалы;

Н, К1, В в) проверка надежности работы контактов:

– для реле максимального тока (напряжения) от 1,05 $I_{ср}$ ($U_{ср}$) до наибольшего возможного в эксплуатации значения тока (напряжения);

– для реле минимального тока (напряжения) от наибольшего возможного в эксплуатации значения тока (напряжения) до значения, при котором срабатывает реле.

В.4.6.2 Реле РТ-80, РТ-90

Н, К1, В а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка тока срабатывания отсечки на рабочей уставке;

Н, К1, В в) проверка тока срабатывания и возврата индукционного элемента реле на рабочей уставке – проверка характеристики времени действия индукционного элемента (в 4–5 точках) на рабочей уставке по шкале времени;

Н, В г) проверка надежности работы контактов при токах 1,05 тока срабатывания индукционного элемента до максимального значения тока КЗ.

energodoc.by

В.4.7 Дифференциальные реле

В.4.7.1 Реле РНТ-562, РНТ-563, РНТ-565, РНТ-566, РНТ-567

Н, К1, В	а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;
Н, К1, В	б) проверка тока и напряжения срабатывания и возврата исполнительного органа при отключенном БНТ;
Н	в) проверка правильности выполнения короткозамкнутой обмотки;
Н, К1, В	г) проверка тока срабатывания и возврата реле в каждом плече защиты на рабочей уставке;
Н	д) проверка коэффициента надежности реле;
Н, К1, В	е) проверка надежности работы контактов реле при токах от 1,05 до пятикратного тока срабатывания.

В.4.7.2 Реле ДЗТ-11, ДЗТ-14

Н, К1, В	а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;
Н, К1, В	б) проверка тока и напряжения срабатывания и возврата исполнительного органа при отключенном БНТ;
Н	в) проверка тормозных характеристик;
Н, К1, В	г) проверка тока срабатывания и возврата реле на рабочих уставках при подаче питания со стороны каждого плеча защиты и отсутствии тока в тормозной обмотке;
Н	д) проверка надежности работы контактов реле при токах от 1,05 до пятикратного тока срабатывания.

В.4.8 Реле мощности

В.4.8.1 Реле РБМ-171, РБМ-271

Н, К1, В	а) проверка механической части, состояния контактных поверхностей;
Н, К1, В	б) проверка отсутствия самохода по току при закороченной обмотке напряжения. Проверка отсутствия самохода по напряжению производится при разомкнутой токовой обмотке;
Н, К1, В	в) определение угла максимальной чувствительности;
Н, К1, В	г) проверка мощности срабатывания при угле максимальной чувствительности; для реле РБМ-271 проверка производится при работе в обе стороны;
Н, К1, В	д) проверка поведения реле при сбросе обратной мощности от десятикратной мощности срабатывания до максимально возможной обратной мощности при КЗ на шинах подстанции; для реле РБМ-271 проверка проводится при работе в обе стороны;
Н, К1, В	е) проверка надежности работы контактов при подведении к реле мощности от 1,2 мощности срабатывания до максимальной мощности, возможной при КЗ и угле максимальной чувствительности.

В.4.8.2 Реле мощности РМ-11, РМ-12

Н, К1, В а) проверка механической части и состояния контактных поверхностей реле;

Н, К1, В б) проверка отсутствия самохода по току при закороченной обмотке напряжения и подаче входного тока от нуля до $30 \cdot I_{ном}$. Проверка отсутствия самохода по напряжению при отсутствии тока в токовой обмотке и отклонении напряжения от нуля до $1{,}15 \cdot U_{ном}$;

Н, К1, В в) определение угла максимальной чувствительности при номинальных токе и напряжении;

Н г) проверка вольт-амперной характеристики при угле максимальной чувствительности (для реле РМ-12 при заданной уставке по напряжению срабатывания);

Н, К1, В д) проверка надежности работы контактов выходных реле при подведении к реле значений тока $30 \cdot I_{ном}$ и напряжения $1{,}15 \cdot U_{ном}$.

В.4.9 Реле времени

В.4.9.1 Реле РВ-100, РВ-200

Н, К1, В а) проверка механической части, состояния контактных поверхностей. При проверке механической части необходимо вынуть плунжер и убедиться в надежной посадке демпферной шайбы;

Н, К1, В б) измерение напряжения срабатывания и возврата реле;

Н, К1, В в) проверка времени срабатывания реле на рабочей уставке и на соответствующих делениях шкалы, на которых уставки изменяются оперативным персоналом;

Н, К1, В г) проверка времени срабатывания реле на рабочей уставке;

Н, К1, В д) трехкратный запуск реле и прослушивание часового механизма.

В.4.9.2 Реле ПРВ, РВ-01, РВ-03

Н, К1, В а) проверка механической части, состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка времени срабатывания обеих ступеней на рабочих уставках;

Н в) проверка напряжения срабатывания и возврата.

В.4.9.3 Реле серии ВЛ

Н, К1, В Проверка времени срабатывания на рабочих уставках.

В.4.9.4 Реле РВМ-12, РВМ-13

Н, К1, В а) проверка механической части, состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка токов начала хода и возврата контактной системы при питании реле поочередно от каждого насыщающегося трансформатора;

Н, К1, В в) проверка времени срабатывания реле на рабочей уставке;

Н, В г) проверка при пятикратном запуске;

Н, В д) проверка надежности работы контактов при токах от 1,05 тока срабатывания до максимального тока КЗ;

Н, К1, В е) проверка времени действия реле в схеме защиты на заданной уставке.

В.4.9.5 Реле РСВ-13

Н, К1, К, В а) проверка механической части, состояния контактных поверхностей;

Н, К1, К, В б) проверка времени срабатывания реле на рабочей уставке.

В.4.10 Промежуточные реле

В.4.10.1 Реле РП-21; РП-23–РП-26; РП-211–РП-215; РП-221–РП-225; РП-232; РП-233; РП-251–РП-256; РП-16–РП-18; РПУ-1; РПУ-2; РПУ-4; РП-8–РП-12

Н, К1, В а) проверка механической части, состояния контактных поверхностей;

Н б) проверка напряжения (тока) срабатывания и возврата реле по основной обмотке;

Н в) проверка тока (напряжения) удержания реле по дополнительным обмоткам;

Н г) проверка однополярных выводов основной и дополнительных обмоток;

Н, К1, В д) измерение времени действия тех реле, для которых оно задано. Если при измерении времени действия производилась регулировка реле, то повторно измеряется напряжение срабатывания, возврата и времени действия реле.

В.4.10.2 Реле РП-321, РП-341

Н, К1, В а) проверка механической части, состояния контактных поверхностей;

Н, В б) проверка тока срабатывания и возврата реле;

Н в) определение зависимости вторичного выпрямленного напряжения от тока при последовательно соединенных первичных обмотках;

Н, К1, В г) проверка надежности работы контактов при максимальном токе КЗ и дешунтировании электромагнитов отключения.

В.4.10.3 Реле РП-351, РП-352, РП-361

Н, К1, В а) проверка механической части, состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка напряжения срабатывания каждой обмотки реле.

Б.4.10.4 Реле РЭП-38Д

Н, К1, В	а) проверка механической части, состояния контактных поверхностей;
Н, К1, В	б) проверка напряжения срабатывания каждой обмотки реле.

В.4.11 Указательные реле

В.4.11.1 Реле ЭС-21, РУ-21

Н, К1, В	а) проверка механической части, состояния контактных поверхностей. При первом включении обязательна проверка затяжки винта крепления катушки на сердечнике магнитопровода;
Н, К1, В	б) проверка напряжения (тока) срабатывания реле.

В.4.11.2 Реле РУ-1, РЭУ-11, РЭПУ-11

Н, К1, В	Проверка напряжения (тока) срабатывания реле.

В.4.12 Реле повторного включения

В.4.12.1 Реле РПВ-58, РПБ-258, РПВ-358

Н, К1, В	а) проверка реле времени;
Н, К1, В	б) проверка механической части и состояния контактных поверхностей;
Н	в) проверка напряжения срабатывания параллельной обмотки и тока удерживания последовательной обмотки реле 1РП;
Н, К1	г) проверка в полной схеме АПВ правильности включения параллельной и последовательной обмоток реле 1РП;
Н, К1, В	д) проверка времени заряда конденсатора (готовности к повторному действию);
Н, К1, В	е) проверка конденсатора на сохранность заряда;
Н, К1, В	ж) проверка надежности запрета АПВ при замыкании цепи разрядного сопротивления.

В.4.12.2 Реле РПВ-01, РПВ-02

Н, К1, В	а) проверка механической части реле;
Н	б) проверка времени готовности реле;
Н, К1, В	в) проверка времени срабатывания реле на рабочих уставках (для реле РПВ-02 дополнительно проверяется время срабатывания при втором цикле АПВ);
Н	г) проверка тока удерживания реле;
Н, К1, В	д) проверка надежности запрета АПВ при наличии сигнала блокировки.

energodoc.by

В.4.12.3 Реле АПВ-2П, АПВ-2М

Н, К1, В а) проверка времени готовности к срабатыванию;

Н, К1, К, В б) проверка времени срабатывания первого и второго цикла АПВ на рабочих уставках;

Н, В в) проверка надежности вывода из работы первого и второго циклов и реле в целом;

Н, К1, В г) проверка действия реле на выключатель.

В.4.13 Реле частоты

В.4.13.1 Реле РЧ-1, РЧ-2

Н, К1, В а) проверка механической части, состояния контактных поверхностей выходного реле; проверка состояния контактных разъемов, паек и печатного монтажа;

Н, К1, В б) проверка частоты срабатывания и возврата на рабочей уставке при номинальном напряжении;

Н, К1, В в) проверка времени срабатывания на рабочей уставке при номинальном напряжении;

Н, К1, В г) проверка напряжения в контрольных точках;

Н, К1, В д) проверка частоты срабатывания и возврата на рабочей уставке:

– при $0,2 \cdot U_{ном}$ и $1,3 \cdot U_{ном}$ для реле РЧ-1;

– при $0,2 \cdot U_{ном}$ и $1,5 \cdot U_{ном}$ для реле РЧ-2.

Н, К1, В е) проверка работоспособности полупроводниковой части схемы нажатием кнопки Кн;

Н, К1, В ж) проверка поведения реле при снятии и подаче напряжения переменного тока при поданном оперативном напряжении;

Н, К1, В з) проверка поведения реле при снятии и подаче оперативного напряжения при наличии напряжения контролируемой сети.

В.4.14 Газовые и струйные реле

В.4.14.1 Реле РГЧЗ-66

Н, К1, В а) проверка герметичности поплавков и ртутных контактов;

Н, К1, В б) проверка плавучести чашек;

Н, К1, В в) проверка правильности уставки и регулировки контактов;

Н, К1, В г) проверка срабатывания отключающего и сигнального элементов понижением уровня масла в корпусе реле;

energodoc.by

Н, В д) проверка уставки срабатывания по скорости потока масла (при наличии испытательной установки);

Н, К1, В е) измерение сопротивления и испытание изоляции электрических цепей реле (по отношению к земле, между контактами и между отключающими и сигнальными цепями);

Н, К1, В ж) проверка работы установленного на трансформаторе реле нагнетанием воздуха;

Н з) проверка надежности отстройки реле от пусковых режимов циркуляционных насосов охлаждения трансформатора при всех возможных в эксплуатации переключениях вентилей в системе маслопроводов.

В.4.14.2 Реле РГТ80, РГТ50

Н а) проверка правильности установки уставки;

Н, К1, К, В б) измерение сопротивления и испытание (при Н, К1, В) изоляции между цепями и по отношению к земле;

Н, К1, К, В в) проверка срабатывания реле с помощью кнопки контроля.

В.4.14.3 Реле РСТ25

Н а) проверка правильности установки уставки;

Н, К1, К, В б) измерение сопротивления и испытание (при Н, К1, В) изоляции между цепями и по отношению к земле;

Н, К1, К, В в) проверка срабатывания и возврата реле с помощью кнопки контроля.

В.4.14.4 Реле BF 50/10, BF80/Q

Н, К1, В а) проверка правильности установки и регулировки контактов;

Н, К1, К, В б) проверка срабатывания отключающего и сигнального элементов понижением уровня масла в корпусе реле;

Н, В в) проверка уставки срабатывания по скорости потока масла (при наличии испытательной установки);

Н, К1, К, В г) измерение сопротивления и испытание (при Н, К1, В) изоляции электрических цепей реле [между цепями (при отключенных контактах реле) и по отношению к земле]. Проверка изоляции разомкнутых контактов реле мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 500 В;

Н, К1, К, В д) проверка срабатывания и возврата реле с помощью кнопки контроля.

В.4.14.5 Реле URF 25/10

Н, В а) проверка правильности установки и регулировки контактов;

Н, К1, К, В б) измерение сопротивления и испытание (при Н, К1, В) изоляции электрических цепей реле [между цепями (при отключенных контактах реле) и по отношению к земле]. Проверка изоляции разомкнутых контактов реле мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 500 В;

Н, К1, К, В в) проверка срабатывания и возврата реле с помощью кнопки возврата.

В.4.15 Реле напряжения обратной последовательности

В.4.15.1 Реле РНФ-1, РНФ-1М

Н, К1, В а) проверка механической части и состояния контактных поверхностей исполнительного органа;

Н б) проверка настройки фильтра обратной последовательности на рабочей уставке имитацией всех возможных вариантов двухфазного КЗ;

Н, К1, В в) проверка напряжения срабатывания и возврата реле на рабочей уставке подачей на вход фильтра напряжения, имитирующего двухфазное КЗ фаз С и А;

Н, К1, В г) проверка надежности работы контактов реле при подаче на вход фильтра напряжения до 110 В при имитации двухфазного КЗ фаз С и А.

В.4.15.2 Реле ЕЛ-10

Н, К1, В а) проверка напряжения срабатывания и возврата реле при подаче на вход напряжения, имитирующего двухфазное КЗ фаз А и С;

Н, К1, В б) проверка работы реле при имитации всех возможных вариантов двухфазного КЗ.

В.4.16 Реле импульсной сигнализации

В.4.16.1 Реле РИС-Э2М, РИС-Э2М-0.2, РИС-ЭЗМ, РТД-11, РТД-12

Н, В а) проверка исполнительного органа;

Н, В б) проверка чувствительности реле – определение значения импульса тока срабатывания реле при отсутствии предварительного тока в реле и при протекании во входной цепи предварительного тока, близкого по значению к максимальному;

Н в) проверка возврата реле;

Н, В г) проверка работы реле при отклонении питающего напряжения от 0,8 до 1,1 номинального;

Н, В д) проверка отсутствия ложных срабатываний реле при подаче и снятии оперативного напряжения.

В.4.17 Регуляторы

В.4.17.1 Автоматический регулятор трансформаторов АРТ-IH

Н	а) проверка правильности токовых цепей, настройка элементов измерительного органа;
Н, К1, В	б) проверка уставки по напряжению срабатывания каналов «убавить» и «прибавить»;
Н, В	в) проверка уставки в зоне нечувствительности;
Н, В	г) проверка уставки токовой компенсации;
Н, К1, В	д) проверка времени срабатывания по каналам «убавить» и «прибавить»;
Н, К1, В	е) опробование работы регулятора совместно с управляемым приводом (приводами) РПН.

В.4.17.2 Регулятор реактивной мощности Б2201

Н, К1, В	а) проверка работоспособности в режиме ручного управления;
Н, К1, В	б) проверка рабочей уставки по току срабатывания;
Н, В	в) проверка уставки по ширине зоны нечувствительности;
Н, В	г) проверка уставки по времени срабатывания регулятора;
Н, К1, В	д) проверка регулятора совместно с конденсаторной батареей.

В.4.17.3 Реле микропроцессорное регулирования напряжения трансформатора МР851

Н	а) тренировка – производится при подаче на МР (в течение 3–4 сут) напряжения оперативного тока, а также рабочих входных токов и напряжений. МР должно быть включено с действием на сигнализацию;
Н, К1, В	б) внешний осмотр;
Н, К1, В	в) измерение электрического сопротивления изоляции и испытание электрической прочности изоляции;
Н, К1, В	г) проверка и настройка конфигурации устройства в соответствии с проектом (осуществляется с клавиатуры или по линии связи);
Н, К1, В	д) проверка значений токов и напряжений, поданных от постороннего источника, являющегося контрольным средством измерений;
Н	е) проверка срабатывания по каждому дискретному входу при напряжении питания оперативного тока, равном $0{,}7 \cdot U_{ном}$;
Н, К1, В	ж) проверка диапазонов регулирования уставок;
Н, К1, В	з) проверка срабатывания автоматики РПН;

Н и) проверка устройства рабочим током и напряжением:

– проверка исправности и правильности подключения цепей напряжения путем измерения подаваемых напряжений;

– проверка исправности токовых цепей путем измерения вторичных входных токов.

В.4.18 Устройства для определения мест повреждения

В.4.18.1 Микропроцессорный фиксирующий детектор ИМФ-1М

Н, К1, В а) внешний осмотр;

К1, В б) внутренний осмотр (до окончания гарантийного срока не производится);

Н, К1, В в) измерение электрического сопротивления изоляции. Измерение сопротивления изоляции между входными цепями тока, напряжения и питания, а также между этими цепями и корпусом производится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В. Значение сопротивления изоляции должно быть не менее 10 МОм. Проверка изоляции цепей сигнализации относительно корпуса производится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 500 В. Значение сопротивления изоляции должно быть не менее 10 МОм;

Н, К1, В г) при новом включении, первом профилактическом контроле и восстановлении изоляция между входными цепями тока, напряжения и питания, а также между этими цепями и корпусом должна быть испытана напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин. При последующих проверках изоляции этих цепей испытывается напряжением 1000 В переменного тока либо мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В;

Н, К1 д) ввод и проверка уставок;

Н, К1 е) в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя производится проверка:

– работоспособности в тестовом режиме и при пробном пуске;

– точности;

– самозапуска и правильности выбора поврежденных фаз;

– работоспособности детектора при отключении оперативного напряжения в рабочем диапазоне и полном его исчезновении;

Н, К1, В ж) проверка работоспособности тестового контроля составных частей устройства при включении питания и после запуска детектора производится в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

В.4.18.2 Микропроцессорный фиксирующий детектор ИМФ-10

Н, К1, В	а) внешний осмотр;
К1, В	б) внутренний осмотр (до окончания гарантийного срока эксплуатации не производится);
Н, К1, В	в) измерение электрического сопротивления изоляции. Измерение сопротивления изоляции между входными цепями тока, напряжения и питания, а также между этими цепями и корпусом производится мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В. Значение сопротивления изоляции должно быть не менее 10 МОм. Проверка изоляции цепей сигнализации относительно корпуса производится мегаомметром на напряжение 500 В. Сопротивление изоляции должно быть не менее 10 МОм;
Н, К1, В	г) при новом включении, первом профилактическом контроле и восстановлении изоляция между входными цепями тока, напряжения и оперативными цепями, а также между этими цепями и корпусом должна быть испытана напряжением 1000 В переменного тока. При последующих проверках изоляция этих цепей испытывается напряжением 1000 В переменного тока либо мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В;
Н, К1, В	д) проверка функции ввода уставок (при Н) и вывода на табло детектора необходимой информации. Ввод рабочих уставок производится в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя;
Н, К1	е) проверка работоспособности, точности и правильности подключения устройства к сети при пробном пуске, работоспособности детектора при отключении оперативного напряжения в рабочем диапазоне и полном его исчезновении проводится в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

В.4.18.3 Детекторы ФПГ, ФПН

Н, В	а) проверка работы устройства питания ВЦП;
Н, В	б) проверка настройки фильтров обратной последовательности;
Н, К1, В	в) проверка линейности выходной характеристики;
Н, К1, В	г) настройка коэффициента коррекции тока нагрузки детектора ФПТ;
Н, К1, В	д) настройка уставки срабатывания пускового органа;
Н, К1, В	е) проверка работы блоков питания детектора исполнения 1;
Н, К1, В	ж) проверка детектора рабочим током или напряжением;
Н, К1, К, В	з) проверка работоспособности от кнопки контроля.

В.4.18.4 Указатель поврежденного направления кабельной линии УПН-КЛ

Н	а) внешний осмотр. Проверяется отсутствие механических повреждений, качество покрытий, плотность прилегания кожуха, надежность крепления магнитных датчиков и т. п.;

Н б) внутренний осмотр. Проверяется крепление элементов навесного монтажа, крепление печатной платы, трансформаторов, конденсаторов;

Н, К1, В в) при новом включении, первом профилактическом контроле и восстановлении изоляция между входом питания, магнитным датчиком, а также между этими цепями и корпусом должна быть испытана напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин. При последующих проверках изоляция этих цепей испытывается напряжением 1000 В переменного тока либо мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В;

Примечания
1 Датчик тока отключается от входов 3–4 устройства.
2 Вторичные выводы трансформатора TV (3-4-5) и входы (3-4) должны быть закорочены между собой и на корпус.

Н, К1, В г) проверка электрических параметров устройства проводится через час после включения питания в объеме:

– измерение потребляемой мощности;

– измерение вольт-амперной характеристики датчика тока;

– измерение диапазона уставок срабатывания по току;

– измерение уставок по времени;

– измерение времени сохранения энергии для работы светодиода в обесточенном состоянии.

В.4.19 Устройства сигнализации при однофазных замыканиях на землю

В.4.19.1 Устройство УСЗ-2/2

Н, К1, В а) проверка выходного реле РП 221;

Н б) проверка настройки фильтра основной гармонической составляющей;

Н в) проверка тиратрона;

Н, К1, В г) проверка токов срабатывания на рабочей уставке;

Н д) проверка коэффициента отстройки.

В.4.19.2 Устройства УСЗ-3, УСЗ-3М

Н а) проверка согласующего трансформатора Тр (для УСЗ-3М);

Н б) проверка настройки фильтра основной гармонической составляющей;

Н, К1, В в) проверка чувствительности устройства и показаний микроамперметра.

В.4.19.3 Устройство УЗГ

Н а) внешний осмотр. Проверяются отсутствие механических повреждений, качество покрытий, плотность прилегания кожуха и т. п.;

Н б) внутренний осмотр. Проверяются крепление элементов навесного монтажа, крепление печатной платы, трансформаторов, конденсаторов;

Н, К1, В в) при новом включении, первом профилактическом контроле и восстановлении изоляция между входными цепями тока и питания, а также между этими цепями и корпусом должна быть испытана напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин. При последующих проверках изоляция этих цепей испытывается напряжением 1000 В переменного тока либо мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В.

Примечание – Вторичные выводы трансформаторов ПТ и TV (3-4 и 3-4-5 соответственно) должны быть закорочены между собой и на корпус.

Н, К1, В г) проверка электрических параметров устройства проводится через час после включения питания в объеме:

– измерение потребляемой мощности;

– измерение коэффициента подавления сигнала частотой 50 Гц;

– измерение входного сопротивления устройства на частоте 50 Гц и частотах гармоник;

– проверка чувствительности устройства по показаниям микроамперметра на разных частотах тока.

В.4.20 Защиты, встроенные в коммутационные аппараты на напряжение 0,4 кВ

В.4.20.1 Тепловые и электромагнитные расцепители максимального тока, расцепители независимые и минимального напряжения автоматических выключателей серий АП-50, АК-63, АЕ 2000, А3100, ВА-300, ВА58, ВА88, А3700

Н а) проверка соответствия проекту номинального тока выключателя и теплового расцепителя, тока срабатывания или кратности тока срабатывания электромагнитного расцепителя, номинального напряжения независимого расцепителя или расцепителя минимального напряжения. Оценка состояния тепловых элементов выключателей АП-50 и проверка затяжки винтов их крепления;

Н, К1, В б) проверка работоспособности тепловых расцепителей путем прогрузки током от постороннего источника (отключение выключателем тока определенной кратности и измерение времени отключения выключателя). На тепловых расцепителях, имеющих регулировку уставки номинального тока расцепителя, проверка выполняется на рабочей уставке;

Н, К1, В в) проверка работоспособности электромагнитных расцепителей;

Н, К1, В г) проверка работоспособности независимого расцепителя и расцепителя минимального напряжения при использовании в схемах РЗА.

В.4.20.2 Полупроводниковые расцепители автоматических выключателей серии «Электрон», ВА, А3700

Н а) проверка соответствия проекту номинального тока выключателя и расцепителя, пределов регулирования уставок по току и времени срабатывания защиты от перегрузки и короткого замыкания;

Н б) проверка работоспособности полупроводникового расцепителя и калибровка рабочих уставок тока и времени срабатывания защиты с обратнозависимой от тока характеристикой, калибровка тока и времени срабатывания отсечки для селективных выключателей, для автоматических выключателей серии ВА, установленных в сетях с глухозаземленной нейтралью, калибровка уставок защиты при междуфазных и однофазных КЗ;

К1, В в) проверка тока и времени срабатывания защиты от перегрузки, проверка тока и времени срабатывания отсечки на рабочих уставках для селективных выключателей, для автоматических выключателей серии ВА, установленных в сетях с глухозаземленной нейтралью, дополнительная проверка тока и времени срабатывания защиты от однофазных КЗ.

В.4.20.3 Электромагнитные расцепители автоматических выключателей серий АВМ, АВ

Н а) проверка соответствия проекту номинального тока, номинального напряжения катушки независимого расцепителя или расцепителя минимального напряжения, рода тока;

Н, К1, В б) проверка отсутствия затирания якорей максимальных расцепителей защиты от перегрузки, короткого замыкания и механического замедлителя расцепления для селективных выключателей нажатием на якорь расцепителя;

Н в) калибровка рабочих уставок тока и времени срабатывания защиты с обратнозависимой от тока характеристикой (защиты от перегрузки), тока и времени срабатывания отсечки для селективных выключателей;

К1, В г) проверка тока и времени срабатывания защиты от перегрузки, проверка тока и времени срабатывания отсечки на рабочих уставках для селективных выключателей;

Н, К1, В д) проверка работоспособности независимого расцепителя и расцепителя минимального напряжения при использовании расцепителей в схемах РЗА.

В.4.21 Трансформаторы тока

Н, К1, В а) проверка мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В сопротивления изоляции вторичных обмоток на корпус и между собой;

Н б) определение однополярных выводов первичной и вторичной обмоток и их соответствия заводской маркировке;

Н, В в) определение вольт-амперных характеристик на рабочей отпайке в трех – пяти точках либо в одной точке при наличии типовой вольт-амперной характеристики;

Н г) проверка коэффициента трансформации на всех ответвлениях;

Н д) измерение сопротивления вторичной нагрузки трансформаторов тока и определение погрешности трансформатора тока при максимальном значении тока КЗ. Измерение сопротивления вторичной нагрузки и определение погрешности трансформаторов тока в схемах коммерческого учета.

В.4.22 Трансформаторы напряжения

Н, В а) проверка мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В сопротивления изоляции вторичных обмоток на корпус и между собой;

Н б) проверка коэффициента трансформации;

Н в) проверка реальной нагрузки на трансформатор (и сравнение с допустимой нагрузкой);

Н г) поверка допустимой потери напряжения в соединительных проводах от трансформатора напряжения до метчика (для коммерческого учета).

В.4.23 Промежуточные трансформаторы и автотрансформаторы тока

Н, К1, В а) проверка надежности креплений, состояния изоляции выводов обмоток;

Н, В б) проверка сопротивления изоляции каждой из обмоток относительно корпуса и между обмотками мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В;

Н в) проверка коэффициента трансформации;

Н г) проверка реальной нагрузки на трансформатор и сравнение с допустимой нагрузкой для максимального тока короткого замыкания. Проверка не требуется для трансформаторов тока в комплектных устройствах (например, ДЗТ-21 и других этого типа);

Н, К1, В д) проверка рабочим током.

В.4.24 Блоки питания

В.4.24.1 Блоки питания БПТ, БПН

Н, К1, В а) проверка надежности крепления элементов блоков:

– трансформаторов;

– переключателей;

– выпрямителей;

– конденсаторов;

– проверка затяжки винтовых соединений и качества паек.

Н б) проверка исправности диодов измерением их сопротивления в прямом и обратном направлениях;

Н, К1, В г) определение характеристики холостого хода и нагрузочной характеристики на рабочих уставках;

Н, К1, В д) проверка действия элементов защиты и работы электромагнитов отключения (включения) при питании оперативных цепей от блоков питания.

В.4.24.2 Блоки питания БПНС

Н, К1, В а) проверка надежности крепления трансформаторов, переключателей, конденсаторов и силовых полупроводниковых элементов;

Н б) проверка качества пайки элементов на печатных платах модулей;

Н, К1, В в) проверка сопротивления изоляции цепей блока между собой и относительно корпуса мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В;

Н, К1, В г) проверка работы стабилизатора при номинальной нагрузке и отклонении трехфазного напряжения питания от 0,5 до 1,1 номинального или двухфазного от 0,7 до 1,1 номинального;

Н, К1, В д) проверка работы элементов защиты и сигнализации блока;

Н, К1, В е) проверка блока при параллельной работе с другими блоками питания, а также действия защиты и электромагнитов отключения (включения) при питании оперативных цепей от блоков питания.

В.4.25 Зарядные устройства и блоки конденсаторов

Н, КГ, В а) проверка надежности крепления элементов блоков:

– трансформаторов;

– переключателей;

– выпрямителей;

– конденсаторов;

– затяжки всех винтовых соединений и качества паек;

Н, К1, В б) проверка механической части и контактных поверхностей реле;

Н в) проверка исправности диодов измерением их сопротивления в прямом и обратном направлениях;

Н г) проверка исправности конденсаторов с помощью мегаомметра с номинальным значением испытательного напряжения 500 В;

Н, К1, В д) измерение сопротивления изоляции цепей блока между собой и относительно корпуса мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В;

Н, В е) проверка напряжения срабатывания и возврата реле напряжения на рабочей уставке;

Н, К1, В ж) проверка напряжения срабатывания и возврата поляризованного реле при подключенной нагрузке;

Н з) определение времени заряда конденсаторов, если выключатели снабжены устройствами АПВ;

Н, К1, В и) проверка совместной работы блоков конденсаторов и зарядных устройств действием на электромагниты включения (отключения). Определение минимального напряжения заряда, необходимого для четкого срабатывания электромагнита.

В.4.26 Вторичные цепи управления

Н, К1, В а) внешний осмотр контрольных кабелей, их соединительных муфт, концевых разделок (воронок), рядов зажимов, проводов;

Н, К1, В б) контроль наличия заземлений металлических оболочек кабелей, экранов кабелей, экранированных проводов, маркировки жил и кабелей;

Н, К1, К, В в) измерение сопротивления изоляции;

Н, В г) испытание изоляции.

В.4.27 Элементы приводов коммутационных аппаратов

Н, К1, К, В а) проверка правильности регулировки блок-контактов привода и состояния контактных поверхностей;

Н, В б) измерение сопротивления постоянному току электромагнитов управления и контактора электромагнита включения;

Н, В в) проверка напряжения срабатывания электромагнитов управления, за исключением электромагнита включения электромагнитных приводов выключателей;

Н, К1, В г) измерение сопротивления изоляции цепей вторичных соединений привода мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В;

Н, К1, В д) проверка надежной работы привода при 0,9 номинального напряжения оперативного тока на включение и 0,8 номинального напряжения на отключение, если эти уровни не оговорены эксплуатационными документами изготовителя.

В.4.28 Панель защиты ЭПЗ-1636-67/1 и ЭПЗ-1636-67/2

Н, К1, В а) проверка блоков питания комплекта дистанционной защиты ДЗ-2 и комплекта реле сопротивления КРС-1 в комплекте К310 (при использовании нуль-детектора с интегральными микросхемами);

Н, К1, В б) проверка комплекта дистанционной защиты ДЗ-2 (см. В.4.8.1), комплекта реле сопротивления КРС-1, устройств блокировки при качаниях КРБ-125 и КРБ-126 соответственно, комплектов защит КЗ-9 и КЗ-10 (см. В.4.9.1), реле направления мощности РБМ-177, РБМ-178 (РМ-12) реле тока РТ-40/Р, промежуточных реле РП3, 1РПУ, 2РПУ и указательных реле РУ3, 1РУ3, 2РУ3;

Н, К1 в) проверка взаимодействия реле в схеме защиты при напряжении оперативного тока, равном 0,8 номинального значения;

Н, К1, В, К г) комплексная проверка дистанционной защиты и защиты нулевой последовательности при имитации различных видов повреждений;

Н, К1, В, К д) проверка защиты рабочим током и напряжением.

В.4.28.1 Защита ДЗ-503

Н, К1, В а) проверка реле постоянного тока, комплектов реле сопротивления I и II ступеней (аналогично комплекту реле КРС-2), комплекта реле сопротивления КРС-3, реле деблокировки РТ-40;

Н, К1, В б) проверка устройства блокировки при качаниях:

Н, К1, В – проверка настройки фильтра напряжения обратной последовательности при подведении к фильтру поочередно напряжения $U_{A\text{-}BC}$, $U_{B\text{-}CA}$, $U_{C\text{-}AB}$ или подведением напряжения обратной последовательности от испытательной установки;

Н – проверка чувствительности пускового органа по току нулевой последовательности;

Н, К1, В **Н, К1, В** – проверка чувствительности пускового органа на напряжения обратной последовательности (питание $U_{A\text{-}BC}$) и тока нулевой последовательности (питание $I_{A\text{-}0}$);

Н, В – проверка устройства компенсации на рабочих уставках;

Н, К1, В в) проверка устройства блокирования при неисправности цепей напряжения:

Н, К1, В – проверка токов срабатывания и возврата поляризованного реле 5РН1;

Н – проверка настройки устройства блокировки на минимум небаланса;

Н, К1, В г) проверка трехфазного токового органа:

Н, К1, В – проверка токов срабатывания реле 5 РТ2 при питании I_{A-0}; I_{B-0}; I_{C-0};

Н – проверка правильности включения первичных обмоток трансформатора 5Тр1 при питании током I_{AB}, I_{BC}, I_{CA};

Н – проверка исправности стабилитрона 5Д1;

Н, К1, В д) проверка взаимодействия реле в схеме защиты при напряжении оперативного тока, равном 0,8 номинального значения;

Н, К1, В, К е) комплексная проверка защиты при имитации различных видов повреждений:

– при двухфазных КЗ АВ, ВС, СА с подачей параметров аварийного режима, соответствующих $0Z_1$; $0{,}5Z_1$; $0{,}9Z_1$; $1{,}1Z_1$; $0{,}9Z_2$; $1{,}1Z_2$; $0{,}9Z_3$; $1{,}1Z_3$;

– регулирование выдержки времени второй, а также третьей ступеней при подаче параметров аварийного режима, равных соответственно $1{,}1Z_1$ и $1{,}1Z_2$;

Н, К1, В, К ж) проверка защиты рабочим током и напряжением.

Примечание – При профилактическом контроле подаются параметры аварийного режима, соответствующие одной точке 1 зоны и одной точке вне зоны срабатывания последней ступени:

– при близком двухфазном КЗ в зоне и вне зоны действия защиты в режиме двустороннего питания линии;

– при близком трехфазном КЗ вне зоны действия защиты в режиме двустороннего питания, а также в тупиковом режиме работы линии;

– при близких трехфазных КЗ в зоне действия защиты «по памяти».

В.4.29 Защиты ПДЭ 2001, ПДЭ 2001.01 (ДЗ-751)

Н, К1, В, К а) проверка блока питания:

Н, К1, В – проверка токов срабатывания электромагнитных расцепителей автоматических выключателей В1, В2;

Н, К1, В – проверка напряжения срабатывания I и II ступеней стабилизации выходных напряжений;

Н, К1, В, К – проверка значений выходных напряжений при номинальных нагрузке и напряжении питания;

Н, К1, В – проверка значений выходных напряжений блока питания при номинальной нагрузке и отклонении напряжения на входе от 0,8 до 1,1 номинального;

Н, К1, В – проверка работы устройства контроля изоляции имитацией замыкания на землю через переходное сопротивление;

Н, К1, В – проверка отключения автоматических выключателей В1 и В2 и действия схемы АПВ при имитации КЗ на выходах блока.

Н, К1, В б) проверка измерительных органов:

Н – проверка минимальных сопротивлений срабатывания реле сопротивления при смещениях характеристики;

Н, К1, В – регулирование заданных уставок и проверка характеристики-зависимости $Z_{ср} = f(\varphi)$;

Н – определение токов точной работы и определение характеристики $Z_{ср} = f(I)$.

Н, К1, В в) проверка пусковых органов блокировки при качаниях:

Н – проверка фильтра тока прямой или обратной последовательности;

Н, К1, В – проверка токов срабатывания пускового органа.

Н, К1, В г) проверка БНН:

Н – проверка балансировки входных трансформаторов БНН;

Н, К1, В – проверка напряжения срабатывания БНН при поочередном подведении фазных напряжений;

Н, К1, В – проверка чувствительности деблокировки БНН по току нулевой последовательности;

Н, В – проверка взаимодействия БНН с первой быстродействующей ступенью;

Н, В – проверка срабатывания элементов времени БНН;

Н, В д) проверка реле постоянного тока.

Н, К1, В, К е) комплексная проверка защиты при имитации различных видов повреждений:

Н, К1, В, К – проверка временных характеристик защиты при имитации двухфазных КЗ АВ, ВС, СА с подачей параметров аварийного режима, соответствующих $0Z_1$; $0{,}5Z_1$; $0{,}9Z_1$; $1{,}1Z_1$; $0{,}9Z_2$; 1, $1Z_2$,; $0{,}9Z_3$; $1{,}1Z_3$. При **К** проверяется одна точка первой зоны и одна точка вне зоны срабатывания последней ступени;

Н, К1, В – проверка действия защиты при имитации близких двухфазных и трехфазных КЗ;

Н, К1, В – проверка взаимодействия защиты с другими устройствами РЗА и действия ее на выключатели;

Н, К1, В, К ж) проверка защиты рабочим током и напряжением:

Н, К1, В, К – проверка правильности подключения цепей тока и напряжения;

Н – проверка правильности включения ФТОП пускового органа блокировки при качаниях;

Н – проверка направленности реле сопротивления.

В.4.30 Продольно-дифференциальные защиты линий

В.4.30.1 Защита ДЗЛ-2

Н, К1, В а) проверка сопротивления постоянному току и электрической емкости соединительных проводов.

Н, К1, В б) проверка устройства контроля вспомогательных проводов:

Н, К1, В – проверка поляризованного реле 2ПР1;

Н, К1, В – установка тока контроля вспомогательных проводов;

Н, К1, В – проверка зависимости тока контроля от напряжения питания;

Н – проверка градуировки микроамперметра 2Г для контроля изоляции;

Н, К1, В в) проверка основных элементов защиты:

Н, К1, В – проверка токового реле 1РТ;

Н, К1, В – проверка поляризованного реле 1ПР1;

Н – проверка тормозной характеристики реле 1ПР1;

Н, К1, В – проверка поляризованного реле 1ПР2;

Н, К1, В – проверка комбинированного фильтра;

Н – проверка стабилизаторов напряжения;

Н, В – проверка указательных реле;

Н, К1, В г) проверка взаимодействия реле в полностью собранной схеме при напряжении оперативного тока 0,8 номинального значения;

Н, К1, В, К д) комплексная проверка защиты:

– проверка действия защиты при внешнем КЗ;

– проверка действия защиты при КЗ в зоне в режимах одностороннего и двустороннего питания;

Н, К1, В, К е) проверка защиты рабочим током и напряжением:

Н, К1, В, К – проверка правильности подключения токовых цепей;

Н, К1, В – проверка правильности настройки комбинированного фильтра;

Н, К1, В – проверка совпадения фаз тока между полукомплектами защиты;

Н, К1, В – проверка правильности включения вспомогательных проводов.

В.4.31 Реле микропроцессорное дифференциальной защиты трансформатора МР801

Н а) тренировка – производится при подаче на МР (в течение 3–4 сут) напряжения оперативного тока, а также рабочих входных токов и напряжений. МР должно быть включено с действием на сигнализацию;

Н, К1, В б) внешний осмотр;

Н, К1, В в) измерение электрического сопротивления изоляции и испытание электрической прочности изоляции;

Н, К1, В г) проверка и настройка конфигурации устройства в соответствии с проектом (осуществляется с клавиатуры или по линии связи);

Н, К1, В д) проверка значений токов и напряжений, поданных от постороннего источника, являющегося контрольным средством измерений;

Н е) проверка срабатывания по каждому дискретному входу при напряжении питания оперативного тока, равном $0{,}7 \cdot U_{ном}$;

Н, К1, В ж) проверка диапазонов регулирования уставок;

Н, К1, В з) проверка срабатывания автоматики РПН;

energodoc.by

Н и) проверка устройства рабочим током и напряжением:

– проверка исправности и правильности подключения цепей напряжения путем измерения подаваемых напряжений;

– проверка исправности токовых цепей путем измерения вторичных входных токов.

В.4.32 Реле микропроцессорное дифференциальной защиты шин МР90Х

Н а) тренировка – производится при подаче на МР (в течение 3–4 сут) напряжения оперативного тока, а также рабочих входных токов и напряжений. МР должно быть включено с действием на сигнализацию;

Н, К1, В б) внешний осмотр;

Н, К1, В в) измерение электрического сопротивления изоляции и испытание электрической прочности изоляции;

Н, К1, В г) проверка и настройка конфигурации устройства в соответствии с проектом (осуществляется с клавиатуры или по линии связи);

Н, К1, В д) проверка значений токов и напряжений, поданных от постороннего источника, являющегося контрольным средством измерений;

Н е) проверка срабатывания по каждому дискретному входу при напряжении питания оперативного тока, равном $0{,}7 \cdot U_{ном}$;

Н, К1, В ж) проверка диапазонов регулирования уставок;

Н, К1, В з) проверка срабатывания автоматики РПН;

Н и) проверка устройства рабочим током и напряжением:

– проверка исправности и правильности подключения цепей напряжения путем измерения подаваемых напряжений;

– проверка исправности токовых цепей путем измерения вторичных входных токов.

В.4.33 Реле микропроцессорное дистанционной защиты линии 110 кВ МР771

Н а) тренировка – производится при подаче на МР (в течение 3–4 сут) напряжения оперативного тока, а также рабочих входных токов и напряжений. МР должно быть включено с действием на сигнализацию;

Н, К1, В б) внешний осмотр;

Н, К1, В в) измерение электрического сопротивления изоляции и испытание электрической прочности изоляции;

Н, К1, В г) проверка и настройка конфигурации устройства в соответствии с проектом (осуществляется с клавиатуры или по линии связи);

energodoc.by

Н, К1, В д) проверка значений токов и напряжений, поданных от постороннего источника, являющегося контрольным средством измерений;

Н е) проверка срабатывания по каждому дискретному входу при напряжении питания оперативного тока, равном $0{,}7 \cdot U_{ном}$;

Н, К1, В ж) проверка диапазонов регулирования уставок;

Н, К1, В з) проверка срабатывания автоматики РПН;

Н и) проверка устройства рабочим током и напряжением:

– проверка исправности и правильности подключения цепей напряжения путем измерения подаваемых напряжений;

– проверка исправности токовых цепей путем измерения вторичных входных токов.

В.4.34 Защита ДЗТ-21 (ДЗТ-23)

Н, К1, В а) проверка модуля питания и управления (МПУ):

Н, К1, В – проверка стабилизатора напряжения;

Н, К1, В – проверка выходных промежуточных реле;

Н, К1, В – проверка выходных цепей;

Н – проверка усилителей;

Н б) проверка автотрансформаторов тока АТ31 и АТ32:

– проверка коэффициента трансформации на всех ответвлениях;

– проверка коэффициента трансформации на рабочих ответвлениях при номинальном токе;

Н, В в) проверка приставки дополнительного торможения в полной схеме;

Н, К1, В г) проверка модулей реле дифференциальной защиты (1МРЗД–3МРЗД):

Н – проверка трансреактора;

Н – проверка промежуточных трансформаторов;

Н – проверка фильтра второй гармонической составляющей;

Н, К1, В – проверка выдержки времени элементов $В_в$ и $В_{ср}$ реагирующего органа;

Н, К1, В – проверка тока срабатывания чувствительного органа на рабочей уставке;

Н – проверка напряжения на вторичной обмотке трансреактора $Т_р$ при срабатывании чувствительного органа защиты;

Н, К1, В – проверка тока срабатывания и времени срабатывания отсечки;

Н, К1, В – проверка тормозной характеристики на рабочей уставке коэффициента торможения;

energodoc.by

Н, К1, В, К д) комплексная проверка:

Н, К1, В, К – проверка тока срабатывания чувствительного органа в полной схеме при поочередной подаче тока в каждое из плеч защиты;

Н, К1, В, К – проверка времени срабатывания чувствительного органа защиты;

Н – проверка правильности включения тормозных цепей защиты;

Н, К1, В е) проверка взаимодействия защиты с другими устройствами РЗА;

Н, К1, В, К ж) проверка защиты рабочим током и напряжением:

– проверка правильности подключения токовых цепей;

– проверка напряжения небаланса во вторичной обмотке трансреактора Тр в полной схеме.

В.4.35 Устройства блокировки при неисправности цепей напряжения КРБ-12

Н, В а) проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей;

Н б) проверка параметров срабатывания и возврата исполнительного органа (поляризованного реле) по постоянному току при подаче напряжения переменного тока в одну из фаз звезды сопротивлений;

Н в) проверка настройки, ветвей звезды сопротивлений при поочередном подведении к защите фазных напряжений А-ВС0, В-АС0, С-АВ0. При этом измеряется ток в обмотке поляризованного реле, который при подведении напряжения к фазам С и В должен быть в два раза меньшим, чем при подведении напряжения к фазе А;

Н г) проверка идентичности ампер-витков обмотки, включенной в нулевой провод звезды сопротивлений, и комплексной обмотки, включенной на напряжение фазы А разомкнутого треугольника трансформатора напряжения;

Н д) проверка идентичности ампер-витков компенсационных обмоток, включенных встречно, к одной из которых подводится напряжение фазы А цепи разомкнутого треугольника, а к другой – напряжение $3 \cdot U_{ном}$. Регулированием сопротивления резистора в цепи одной из обмоток добиваются отсутствия тока в обмотке поляризованного реле;

Н, К1, В, К е) проверка чувствительности устройства блокировки при обрывах в цепях напряжения. При этом контролируется надежное срабатывание исполнительного органа и ток через обмотку реле;

Н, К1, В ж) проверка правильности включения устройства блокировки имитацией однофазного КЗ исключением одной и той же фазы в цепях звезды и разомкнутого треугольника трансформатора напряжения.

В.4.36 Панели высокочастотной блокировки ЭП31643А/69, ЭП31643Б/69 (ЭП31643А/91, ЭП31643Б/91)

Н, К1, В а) проверка реле постоянного тока:

Н, К1, В – измерение времени срабатывания реле 1РП–10РП и возврата реле 6РП–8РП, 10РП;

Н – проверка напряжения срабатывания и возврата реле 1РП–10РП, напряжения срабатывания указательных реле 1РУ, 3РУ;

Н – проверка токов удержания реле 4РП, 10РП и токов срабатывания указательных реле 2РУ, 4РУ, 5РУ.

Н, К1, В б) проверка приставки блокировки ПВБ-158:

– проверка напряжения срабатывания и возврата поляризованного реле ПР1 при отсутствии торможения;

– определение минимального тока торможения реле ПР1;

Н, К1, В в) проверка реле тока РТ, дифференциального реле РТН (если используется), реле напряжения нулевой последовательности РН;

Н, К1, В г) проверка взаимодействия релейной части дистанционной защиты и токовой направленной защиты нулевой последовательности с ВЧ-частью при напряжении оперативного тока, равном 0,8 номинального значения;

Н, К1, В, К д) комплексная проверка работы защит с ВЧ-блокировкой при имитации КЗ подачей аварийных параметров – 1,1 тока срабатывания или 0,9 сопротивления срабатывания той ступени, которая ускоряется ВЧ-блокировкой;

Н, К1, В, К е) проверка рабочим током и напряжением.

В.4.37 Реле контроля трехфазного напряжения ЕЛ11, ЕЛ13, ЕЛ14

Н, К1, В а) проверка напряжения срабатывания при снижении напряжения в одной фазе;

Н, К1, В б) проверка напряжения срабатывания при симметричном снижении трехфазного напряжения;

Н, К1, В в) проверка срабатывания реле при обрыве фаз или изменении чередования фаз;

Н, К1, В, К г) проверка времени срабатывания на рабочей уставке при обрыве одной из фаз.

В.4.38 Реле РТ-2, РТФ-1, РТФ-1М

Н, К1, В а) проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей исполнительных органов;

Н б) проверка настройки фильтра обратной последовательности;

Н, К1, В в) проверка тока срабатывания и возврата реле при рабочих уставках исполнительных органов подачей тока в фазы АВ (по методике проверки ФТОП);

Н, К1, В г) проверка надежности работы контактов реле при токах от 1,05 тока срабатывания до максимального значения тока КЗ.

В.4.39 Реле РТФ-2, РТФ-7/1, РТФ-7/2

Н, К1, В а) проверка исполнительных органов – поляризованных реле;

Н б) проверка настройки фильтров обратной последовательности;

Н, К1, В в) проверка напряжения зажигания стабилитронов и напряжения на конденсаторе С3 при подаче линейного тока АВ на вход фильтра;

Н, К1, В г) проверка градуировки миллиамперметра на всех делениях шкалы;

Н д) проверка тока срабатывания и возврата реле при рабочих уставках исполнительных органов подачей токов АВ и ВС в отдельности. Одновременно контролируется ток по миллиамперметру;

Н, К1, В е) проверка надежности работы контактов исполнительных органов при токах от 1,05 тока срабатывания до тока зажигания стабилитронов.

В.4.40 Реле РНФ-1 и РНФ-1М

Н, К1, В а) проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей исполнительного органа;

Н б) проверка настройки фильтра обратной последовательности на рабочей уставке имитацией всех возможных вариантов двухфазного КЗ;

Н, К1, В в) проверка напряжения срабатывания и возврата реле на рабочей уставке подачей на вход фильтра напряжения, имитирующего двухфазное замыкание фаз С и А;

Н, К1, В г) проверка надежности работы контактов реле при подаче на вход фильтра напряжения 110 В при имитации двухфазного КЗ фаз С и А.

В.4.41 Реле напряжения нулевой последовательности РНН-57

Н, К1, В а) проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей;

Н б) проверка частотной характеристики фильтра третьей гармонической составляющей – зависимости напряжения срабатывания от частоты;

Н, К1, В в) проверка напряжения срабатывания возврата на рабочей уставке (при частоте 50 Гц);

Н, К1, В г) проверка надежности работы контактов реле при кратковременной подаче напряжения до 110 В.

В.4.42 Реле контроля синхронизма РН-55, ЭН-535

Н, К1, В	а) проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей;
Н	б) проверка полярности обмоток;
Н, К1, В	в) проверка угла срабатывания и возврата на рабочей уставке при номинальном напряжении на обмотках;
Н, К1, В	г) проверка надежности работы контактов реле во всем диапазоне (0° – 180°) изменения угла векторов напряжений, действующих на обмотки реле.

В.4.43 Реле КРС-1, КРС-2, КРС-3

Н, В	а) проверка блока питания (при использовании НИ на ИМС);
Н	б) проверка настройки фильтров вторых гармонических составляющих;
Н	в) проверка ограничивающего действия диодов, включенных параллельно магнитоэлектрическим реле;
Н	г) выравнивание комплексных сопротивлений рабочего и тормозного контуров (установка «мертвой зоны») при подаче номинального тока в первичные обмотки трансформаторов и закороченных цепях напряжения; для реле КРС-2 выравнивание комплексных сопротивлений контуров производится также при подведении напряжения 60 В к контуру подпитки 2Тр-4С при закороченных цепях напряжения рабочих фаз;
Н	д) для реле КРС-2 производится измерение напряжения на вторичных обмотках контура подпитки при подведении к первичным обмоткам напряжения 60 В и измерение угла между векторами первичного и вторичного напряжения контура подпитки;
Н, К1, В	е) определение угла максимальной чувствительности на расчетной уставке методом «засечек»;
Н, К1, В	ж) проверка заданных уставок по сопротивлению срабатывания при заданном угле в токе настройки;
Н	з) проверка наличия смещения в I квадрант для реле КРС-1 и КРС-3;
Н	и) проверка эллиптичности характеристики у реле КРС-1 (в случае использования);
Н	к) проверка смещения характеристики в III квадрант (в случае использования смещения у КРС-1 и КРС-3);
Н	л) определение характеристики зависимости сопротивления срабатывания от тока при заданном угле настройки с целью определения действительного тока точной работы реле (для КРС-2 по цепям 1 и 2 зон);
Н, К1, В	м) проверка правильности поведения реле при имитации близких двухфазных и трехфазных КЗ в зоне и вне зоны действия защиты с уменьшением напряжения до нуля.

В.4.44 Блок реле сопротивлений БРЭ2801

Н, К1, В, К а) проверка регулировки механической части выходных реле блока Р1110;

Н, К1, В б) проверка стабилизированных уровней напряжения питания ±15 В;

Н, К1, В, К в) проверка реле сопротивлении С108:

Н – проверка исправности усилителей формирователей Е4 и Е5;

Н – проверка исправности формирователя импульсов несовпадения (ФИН) и интегратора;

Н, К1, В – проверка координат особых точек Z1 и Z2 характеристики срабатывания РС при наличии смещения;

Н, К1, В – проверка и настройка органа памяти (производится только для характеристики, проходящей через начало координат);

Н, К1, В – проверка угла максимальной чувствительности на расчетной уставке методом «засечек»;

Н, К1, В – проверка заданных уставок по сопротивлению срабатывания при заданном угле максимальной чувствительности;

Н, К1, В – проверка наличия смещения характеристики в I или III квадрант;

Н, К1, В – проверка эллиптичности характеристики (если используется);

Н – проверка характеристики зависимости срабатывания от тока при заданном угле настройки с целью определения тока точной работы;

Н, К1, В, К – проверка правильности поведения при имитации близких КЗ в зоне и вне зоны действия защиты с уменьшением напряжения до нуля;

Н, К1, В г) проверка исправности блока Р1110.

В.4.45 Реле мощности обратной последовательности РМОП-1, РМОП-2

Н, К1, В а) проверка механической части и состояния контактных поверхностей;

Н б) проверка фильтра напряжения обратной последовательности (ФНОП) на холостом ходу;

Н в) проверка фильтра тока обратной последовательности (ФТОП) на рабочей уставке;

Н, К1, В г) проверка пускового токового органа на рабочей уставке при подаче тока АВ;

Н, К1, В д) проверка органа направления мощности:

Н – проверка и устранение самоходов по току и напряжению;

Н, К1, В – определение зоны действия реле и угла максимальной чувствительности;

Н, В е) проверка работы контактов реле при угле максимальной чувствительности и подведении к реле мощности от 1,2 мощности срабатывания до максимальной мощности, возможной при КЗ;

Н, К1, В, К ж) проверка рабочим током и напряжением:

Н, К1, В, К – проверка правильности подключения к реле цепей тока и напряжения;

Н, К1 – проверка правильности работы реле при имитации двухфазного КЗ ВС;

Н, В – проверка небаланса фильтров ФНОП и ФТОП.

В.4.46 Реле защиты от однофазных замыканий на землю РТЗ-50, РТЗ-51

Н, К1, В а) проверка выходного реле;

Н б) проверка входного трансформатора и ограничения входного сигнала;

Н, К1, В в) проверка стабилизатора питания;

Н г) проверка загрубления реле для высших гармонических составляющих;

Н д) проверка работы реле во всем диапазоне (дискретного и плавного) изменения уставки;

Н, К1, В е) измерение напряжения в контрольных точках при номинальном напряжении питания при отсутствии тока на входе реле, а также при подаче на вход реле тока, равного 1,1 тока срабатывания;

Н, К1, В ж) проверка реле совместно с трансформатором тока на рабочей уставке.

В.4.47 Реле защиты ротора РЗР-1М (РЗР-1)

Н, К1, В а) проверка магнитоэлектрических реле К1, К2;

Н, К1, В б) проверка промежуточных реле KL1, KL2, KL3, KL4;

Н в) проверка входного преобразовательного устройства (промежуточного и согласующего трансформаторов при отсоединении от схемы);

Н, К1, В г) проверка уровня напряжения питания и напряжения в контрольных точках;

Н д) проверка работы блокинг-генератора;

Н е) проверка работы частотного модулятора – зависимости длительности пауз на выходе частотного модулятора от значения тока на входе согласующего трансформатора (при двух-трех значениях тока);

Н ж) проверка токов срабатывания и возврата независимых органов на крайних точках шкалы и на рабочих уставках;

К1, В з) проверка токов срабатывания и возврата независимых органов на рабочих уставках;

Н	и) проверка тормозных токов в обмотках магнитоэлектрических реле при заданных уставках и при отсутствии входного тока;
Н	к) проверка рабочих токов в обмотках магнитоэлектрических реле при заданных уставках и при подаче на вход защиты тока, равного 1,2 тока срабатывания;
Н, К1, В	л) проверка временной характеристики интегрального органа при значениях переменного тока на входе защиты, соответствующих 1,1; 1,2; 1,5; 2,0 номинального тока ротора;
Н, К1, В	м) проверка характеристики, имитирующей охлаждение ротора генератора.

В.4.48 Блок защиты генераторов ЗЗГ-1

Н, К1, В	а) проверка стабилизированного напряжения питания;
Н	б) проверка зажигания тиратронов;
Н, К1, В	в) проверка тока срабатывания промежуточных реле;
Н, К1	г) проверка настройки фильтров 50 и 150 Гц;
Н	д) проверка напряжения срабатывания блока основной составляющей (БОС) по шкале уставок;
Н, К1, В	е) проверка напряжения срабатывания БОС на рабочей уставке;
Н, К1, В	ж) проверка минимального рабочего напряжения срабатывания блока третьей гармонической составляющей (БТГ);
Н	з) проверка сопротивления срабатывания БТГ при полностью введенных резисторах R26 и R27;
Н	и) настройка коэффициента надежности БТГ на холостом ходу работающего генератора и его проверка в режиме нагрузки генератора;
Н, К1, В	к) проверка коэффициента надежности БТГ на холостом ходу работающего генератора;
К	л) проверка действия БОС и БТГ от постороннего источника.

В.4.49 Блок защиты генератора БРЭ 1301.01

Н	а) проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей промежуточных реле;
Н, К1, В	б) проверка блока питания;
Н, К1, В	в) проверка напряжения срабатывания промежуточных реле;
Н	г) проверка настройки фильтров;
Н	д) проверка напряжения срабатывания блока основной составляющей (БОС) и органа блокировки по напряжению обратной последовательности (ОБН) по шкале уставок;
Н, К1, В	е) проверка напряжения срабатывания БОС, ОБН на рабочей уставке;

Н	ж) проверка сопротивления срабатывания $Z_{ср}$ блока третьей гармонической составляющей (БТГ) при изменении значений входных напряжений;
Н	з) настройка сопротивления срабатывания $Z_{ср}$ = 1;
Н	и) настройка коэффициента надежности и масштаба входных напряжений БТГ на холостом ходу работающего генератора и их проверка в режиме нагрузки генератора;
К1, В	к) проверка коэффициента надежности БТГ на холостом ходу работающего генератора;
Н, К1, В, К	л) контроль исправности БОС, БТГ, ОБН нажатием на кнопки «контр. БОО», «контр. БТГ», «контр. U2».

В.4.50 Приемопередатчики ПВЗ-90, ПВЗ-90М, ПВЗ-90М1

А. Общая проверка

Н, В	а) проверка механической части, внешний и внутренний осмотр;
Н, К1	б) проверка соответствия положения перемычек заданному режиму работы;
Н, К1, В	в) проверка сопротивления изоляции;
Н, К1, В, К	г) проверка блока питания БП;
Н, К1, В, К	д) проверка генераторной системы (ГСЧ).

Б. Проверка приемопередатчика

Н, В	а) проверка полосы пропускания и избирательности приемника (ЛФ, ПРМ-1, УВЧ);
Н, К1, В	б) проверка входного сопротивления;
Н, К1, В	в) проверка чувствительности основного и грубого приемника;
Н, В	г) проверка амплитудной характеристики и перегрузочной способности тракта приема;
Н, В	д) проверка остаточного напряжения на выходе приемопередатчика;
Н, К1, В, К	е) проверка выходной мощности и модуляции;
Н, К1, В, К	ж) проверка управления передатчиком, взаимодействия с релейной частью защиты;
Н, К1, В	з) проверка характеристики манипуляции и безынерционного пуска (при работе с ДФЗ).

В. Проверка автоконтроля

Н, К1, В, К	а) проверка режимов работы АК;
Н, В	б) проверка действия сигнализации и цепей автоматического вывода защиты.

Г. Проверка поста в канале

Н, В	а) проверка ВЧ кабеля, фильтра присоединения;

energodoc.by

Н, К1, В, К	б) выходные параметры поста при работе на нагрузку 75 Ом и линию;
Н, В	в) проверка затухания ВЧ канала;
Н, К1, В, К	г) проверка запаса по перекрываемому затуханию;
Н, В	д) определение фазной характеристики для ДФЗ;
Н, К1, В, К	е) проверка исправности АК, системы дистанционного пуска и сброса в канале.

В.4.51 Передатчик АНКА-АВПА

А. Предварительные проверки

Н, К1, В	а) проверка механической части, внешний и внутренний осмотр;
Н, К1, В	б) проверка соответствия положения перемычек заданному режиму работы;
Н, К1, К, В	в) измерение сопротивления и испытание изоляции (при К1, К – без испытания напряжением переменного тока);
Н, К1, К, В	г) проверка выходных напряжений и частот инвертора.

Б. Проверка передатчика АНКА

Н, К1, К, В	а) проверка напряжений питания (при К1, К – без изменения напряжения питания инвертора);
Н, В	б) проверка фильтра ФК1,2;
Н, К1, К, В, О	в) проверка частоты и напряжения контрольного сигнала;
Н, К1, К, В, О	г) измерение частот и напряжений сигналов-команд;
Н, В	д) проверка напряжений срабатывания и возврата реле;
Н, В	е) проверка приоритетов передачи команд;
Н, К1, В	ж) проверка работы ключей;
Н, К1, В	з) измерение длительности передачи команд;
Н, К1, К, В	и) проверка сигнализации передатчика;
Н, К1, К, В	к) проверка диаграммы уровней.

В. Проверка передатчика АВПА

Н, К1, К, В	а) проверка напряжений питания (при К1, К – без изменения напряжения питания инвертора);
Н, В	б) проверка работы термостата;
Н, К1, К, В	в) измерение частот и напряжений несущих;
Н, В	г) балансировка модуляторов;
Н, В	д) проверка чувствительности по входу;
Н, К1, К, В	е) измерение выходной мощности (при К1, К – без определения амплитудной характеристики)

Н, В	ж) проверка частотной характеристики тракта передачи (при необходимости – проверка характеристик фильтров);
Н, В	з) проверка затухания, вносимого в тракт 75 Ом;
Н, К1, К, В	и) проверка сигнализации неисправности;
Н, К1, К, В	к) проверка диаграммы уровней.
	Г. Совместная проверка комплекта аппаратуры АНКА-АВПА
Н, В	а) проверка характеристик ВЧ тракта;
Н, К1, В	б) проверка частот в канале;
Н, К1, К, В	в) проверка работы канала телепередачи фазы (при К – без проверки фильтра)
Н, В	г) проверка устройства блокировки при воздействии помех;
Н, К1, К, В	д) проверка запаса по перекрываемому затуханию;
Н, К1, К, В	е) проверка сигнализации о снижении уровня приема;
Н, В	ж) проверка влияния помех;
Н, К1, К, В, О	з) проверка диаграммы уровней во всех аппаратах;
Н, К1, К, В	и) пробная передача команд во взаимодействии с пусковыми и исполнительными органами.

В.4.52 Приемник АНКА–АВПА

	А. Предварительные проверки
Н, К1, В	а) проверка механической части, внешний и внутренний осмотр;
Н, К1, В	б) проверка соответствия положения перемычек заданному режиму работы;
Н, К1, К, В	в) измерение сопротивления и испытание изоляции (при К1, К – без испытания напряжением переменного тока)
Н, К1, К, В	г) проверка выходных напряжений и частот инвертора.
	Б. Проверка приемника АВПА
Н, К1, К, В	а) проверка напряжений питания (при К1, К – без изменения напряжения питания инвертора);
Н, В	б) проверка работы термостата;
Н, К1, К, В	в) измерение частот и напряжений несущих;
Н, В	г) проверка порога ограничения приемника;
Н, К1, К, В	д) проверка частотной характеристики тракта приема (при необходимости проверка характеристик фильтров);
Н, В	е) проверка избирательности по зеркальному каналу;
Н, В	ж) проверка избирательности по соседнему каналу;

Н, В	з) проверка затухания, вносимого в тракт 75 Ом;
Н, К1, К, В	и) проверка сигнализации неисправности;
Н, К1, К, В	к) проверка диаграммы уровней.
	В. Проверка приемника АНКА
Н, К1, К, В	а) проверка напряжений питания (при К1, К – без изменения напряжения питания инвертора);
Н, В	б) проверка характеристик входных фильтров;
Н, К1, К, В	в) проверка порога ограничения (при К1, К – без проверки частотной характеристики);
Н, В	г) проверка частот настройки и полос пропускания фильтров (при необходимости проверка характеристик фильтров Ф3,12; Ф.ВЫХ);
Н, В	д) проверка характеристик пороговых устройств;
Н, В	е) проверка порога чувствительности;
Н, В	ж) проверка работы выходных узлов и выходных реле;
Н, В	з) проверка характеристики дискриминатора;
Н, К1, К, В	и) проверка сигнализации неисправности;
Н, К1, К, В, О	к) проверка диаграммы уровней.
	Г. Совместная проверка комплекта аппаратуры АНКА–АВПА
Н, В	а) проверка характеристик ВЧ тракта;
Н, В	б) проверка частот в канале;
Н, К1, В, К	в) проверка работы канала телепередачи фазы (при К – без проверки фильтра);
Н, К1, В, К	г) проверка устройства контроля настройки приемника АНКА по частоте;
Н, В	д) проверка устройства блокировки при воздействии помех;
Н, К1, В	е) проверка работы АНКА и АПТ;
Н, К1, В, К, О	ж) проверка запаса по перекрываемому затуханию;
Н, В	з) проверка порога чувствительности приемника;
Н, К1, В, К	и) проверка влияния соседних каналов (при К1, К – без проверки влияния шунтирующих аппаратов)
Н, К1, К, В	к) проверка сигнализации о снижении уровня приема;
Н, В	л) проверка влияния помех;
Н, К1, К, В, О	м) проверка диаграммы уровней во всех аппаратах;
Н, К1, К, В	н) пробная передача команд во взаимодействии с пусковыми и исполнительными органами.

В.4.53 Передатчик АКПА-В

А. Предварительные проверки

Н, К1, В	а) проверка механической части, внешний и внутренний осмотр;
Н, К1	б) проверка соответствия положения перемычек заданному режиму работы;
Н, К1, В, К	в) проверка сопротивления изоляции (при К1, К – без испытания напряжением переменного тока);
Н, В	г) проверка характеристик фильтров;
Н, К1, В, К	д) проверка вторичных напряжений питания;
Н, К1, В, К	е) проверка напряжений и частот сигналов на тональном выходе и приоритетов команд;
Н, К1, В	ж) проверка управляющих напряжений пуска команд;
Н, К1, В	з) измерение длительности команд;
Н, К1, В, К	и) проверка частот и напряжений несущих и генератора;
Н, К1, В	к) проверка значений остатков несущих в узлах МПЧ и МВЧ;
Н, В	л) проверка амплитудно-частотной характеристики;
Н, В	м) проверка амплитудной характеристики;
Н, К1, В, К	н) проверка выходной мощности;
Н, В	о) проверка затухания, вносимого в тракт 75 Ом;
Н, К1, В, К	п) проверка действия сигнализации;
Н, К1, В, К	р) проверка диаграммы уровней.

Б. Проверка аппаратуры в канале (совместно с приемником)

Н, В	а) проверка запаса по перекрываемому затуханию;
Н, В	б) проверка влияния соседних каналов на налаживаемый канал;
Н, К1, В, К	в) проверка сигнализации о снижении уровня;
Н, В	г) проверка влияния коммутационных помех;
Н, К1, В, К	д) пробная передача сигналов автоматики во взаимодействии с пусковыми и исполнительными органами;
Н, В	е) проверка отсутствия ложных действий при коммутациях питания.

В.4.54 Приемник АКПА-В

А. Предварительные проверки

Н, К1, В	а) проверка механической части, внешний и внутренний осмотр;
Н, К1	б) проверка соответствия положения перемычек заданному режиму работы;

energodoc.by

Н, К1, В, К	в) проверка сопротивления изоляции (при К1, К – без испытания напряжением переменного тока);
Н, В	г) проверка характеристик фильтров;
Н, К1, В, К	д) проверка вторичных напряжений питания;
Н, К1, В, К	е) проверка напряжений и частот генератора и несущих;
Н, К1, В	ж) проверка значений остатков несущих;
Н, В	з) проверка амплитудно-частотной характеристики;
Н, В	и) проверка амплитудной характеристики;
Н, К1, В	к) проверка порога ограничения по ВЧ-входу;
Н, К1, В	л) проверка порога ограничения по тональному входу;
Н, В	м) проверка избирательности по соседнему каналу;
Н, В	н) проверка избирательности по зеркальному каналу;
Н, К1, В, К	о) проверка характеристик фильтров Фт В, Фт 3,12 ПРМ и пороговых устройств;
Н, К1, В	п) проверка задержек срабатывания и возврата;
Н, В	р) проверка работы дискриминатора;
Н, В	с) проверка затухания, вносимого в тракт 75 Ом;
Н, К1, В, К	с) проверка действия сигнализации;
Н, К1, В, К	т) проверка диаграммы уровней.
	Б. Проверка аппаратуры в канале (совместно с передатчиком)
Н, В	а) проверка запаса по перекрываемому затуханию;
Н, В	б) проверка влияния соседних каналов на налаживаемый канал;
Н, К1, В, К	в) проверка сигнализации о снижении уровня;
Н, В	г) проверка влияния коммутационных помех;
Н, К1, В, К	д) пробная передача сигналов автоматики во взаимодействии с пусковыми и исполнительными органами;
Н, В	е) проверка отсутствия ложных действий при коммутациях питания.

В.4.55 Высокочастотные заградители

Н, В	а) проверка механической части;
Н	б) проверка исправности конденсаторов элемента настройки на высоковольтной установке напряжением в соответствии с его номинальными параметрами;
Н	в) испытание электрической прочности изоляции элемента настройки относительно корпуса на высоковольтной установке в соответствии с техническими требованиями для данного элемента настройки;

Н, В г) проверка разрядников производится в следующем объеме:

– проверка установки в разрядниках вилитового сопротивления;

– проверка исправности разрядников мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В;

– регулирование пробивного напряжения разрядников в соответствии с техническими требованиями для конкретного типа элементов настройки;

Н, В д) проверка настройки заградителя на заданную частоту канала;

Н, В е) определение характеристики зависимости сопротивления заградителя от частоты.

В.4.56 Фильтры присоединения

Н, К1, В а) проверка механической части. При проверке особое внимание обращается на надежность соединения корпуса фильтра присоединения с заземляющим контуром подстанции и на исправность и надежность контактов заземляющего ножа конденсатора связи;

Н, К1, В б) проверка разрядников производится в следующем объеме:

Н – проверка установки в разрядниках вилитового сопротивления;

Н, К1, В – проверка исправности разрядника мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В;

Н, К1, В – проверка пробивного напряжения разрядника (в пределах 2,1–2,8 кВ$_{эфф}$);

Н в) проверка исправности конденсаторов фильтра на высоковольтной установке в соответствии с техническими требованиями для данного фильтра присоединения (при **К1, В** – проверка сопротивления изоляции мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В);

Н, К1 г) испытание электрической прочности изоляции токоведущих частей относительно корпуса на высоковольтной установке в соответствии с техническими требованиями для данного фильтра присоединения (при **К1, В** – проверка сопротивления изоляции мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В);

Н, К1, В д) измерение затухания фильтра присоединения в рабочем диапазоне частот (при **В** – только на рабочих частотах канала);

Н, К1, В е) определение зависимости затухания фильтра присоединения от частоты для совмещенных каналов во всем диапазоне рабочих частот каналов защиты, связи и телемеханики (при **В** – только на рабочих частотах каналов);

Н ж) измерение входного сопротивления фильтра присоединения со стороны ВЧ кабеля и со стороны линии.

В.4.57 Высокочастотные кабели

Н, К1, В а) проверка механического состояния ВЧ кабеля, его разделок и муфт, правильности подключения жилы и экрана. Особое внимание обращается на прокладку кабеля на подходе к фильтру присоединения;

Н, К1, В б) проверка целости жилы кабеля и его сопротивления изоляции мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В;

Н в) проверка затухания кабеля в рабочем диапазоне частот.

В.4.58 Разделительные фильтры.

Н, К1, В а) проверка механической части;

Н, К1, В б) проверка сопротивления изоляции токоведущих частей относительно корпуса мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В;

Н, К1 в) определение характеристики зависимости затухания разделительного фильтра от частоты;

Н, В г) проверка затухания, вносимого разделительным фильтром в тракт канала защиты.

В.4.59 Раздельная проверка полукомплектов

Н, К1, В а) измерение затухания ВЧ кабеля совместно с фильтром присоединения;

Н, К1, В, К б) измерение входного сопротивления ВЧ тракта, мощности, отдаваемой передатчиком на ВЧ тракт, и согласование выхода передатчика с ВЧ трактом.

В.4.60 Двусторонняя проверка в канале

Н, К1, В, К а) проверка работы переговорного устройства;

Н, К1, В б) измерение напряжений на входе приемопередатчиков при работе своего передатчика и передатчика противоположного конца;

Н в) проверка затухания ВЧ тракта поочередно в обоих направлениях (измерение затухания производится на частотах передатчиков);

Н, К1 г) измерение запаса по перекрываемому затуханию поочередно в обоих направлениях;

Н, К1, В д) проверка формы и расположения импульсов при пуске своего передатчика и передатчика противоположного конца (по экрану осциллографа);

Н, К1, В е) проверка значения тока приема при пуске своего передатчика и передатчика противоположного конца (для ВЧ канала дифференциально-фазных защит производится при наличии манипуляции).

Примечание – Для приемопередатчиков УПЗ-70 производится регулировка средства измерений И1 на шкале $U_{вх.пр.}$ при приеме манипулированного сигнала от передатчика противоположного конца линии (только для дифференциально-фазных защит).

В.4.61 Проверка работы ВЧ-канала при напряжении питания, равном 0,8 номинального значения

Проверка производится при снижении напряжения питания поочередно на каждом полукомплекте. При этом на противоположном конце линии напряжение поддерживается номинальным. На входе приемопередатчиков включаются электронные вольтметры и осциллографы.

При проверке производится:

Н, К1, В а) измерение токов приема и выхода при пуске своего передатчика;

Н, К1, В б) измерение тока приема при пуске передатчика противоположного конца линии;

Н, К1, В в) измерение тока приема при пуске обоих передатчиков;

Н, К1, В, К г) обмен ВЧ сигналами;

Н, К1, В д) наблюдение за формой импульсов с заполнением пауз (по осциллографу);

Н, К1, В е) измерение напряжений на входе приемопередатчика при пуске передатчика противоположного конца линии при снятом напряжении манипуляции с обоих приемопередатчиков;

Н, К1, В, К ж) обмен ВЧ сигналами при номинальном напряжении оперативного тока.

В.4.62 Автоматические выключатели в оперативных цепях и цепях ТН

Н а) проверка на соответствие проекту (номинальный ток, кратность тока срабатывания максимальных расцепителей, исправность тепловых расцепителей и др.);

Н, К1, В б) проверка механической части и состояния главных контактов и гасительных камер, затяжки контактных зажимов;

Н, К1, В в) проверка действия кинематических звеньев выключателя, бойков его электромагнитных расцепителей и блок-контактов при непосредственном ручном воздействии;

Н, В г) проверка электромагнитных и тепловых расцепителей их прогрузкой с измерением времени срабатывания.

В.4.63 Объемы работ при техническом обслуживании микропроцессорных РЗА

Приведен обобщенный объем работ при техническом обслуживании микропроцессорных устройств релейной защиты различных типов. Для конкретных типов устройств объем технического обслуживания должен быть уточнен в соответствии с назначением устройства и указаниями в эксплуатационной документации изготовителя.

Н, К1, В, К а) внешний осмотр:

– отсутствие внешних следов ударов, потеков воды, в том числе высохших;

– отсутствие налета окислов на металлических поверхностях;

– отсутствие запыленности;

– осмотр рядов зажимов входных и выходных сигналов, разъемов интерфейса связи в части состояния их контактных поверхностей;

– осмотр элементов управления на отсутствие механических повреждений;

– целостность пломб изготовителя;

В б) внутренний осмотр:

– чистка от пыли;

– осмотр элементов цепей и дорожек с точки зрения наличия следов перегревов;

– ослабления паяных соединений из-за появления трещин, наличия окисления (при осмотре печатных плат рекомендуется пользоваться лупой х5);

– контроль сочленения разъемов и механического крепления элементов;

– затяжка винтовых соединений;

в) измерение сопротивления изоляции независимых цепей (кроме цепей интерфейса связи) по отношению к корпусу и между собой:

– входных цепей тока;

– входных цепей напряжения; цепей питания оперативным током;

– входных цепей дискретных сигналов;

– выходных цепей дискретных сигналов от контактов выходных реле;

– измерения производятся мегаомметром с номинальным значением испытательного напряжения 1000 В, сопротивление изоляции должно быть не менее 10 Мом;

Н, В г) испытания электрической прочности изоляции независимых цепей (кроме цепей интерфейса связи) по отношению к корпусу и между собой. Изоляция цепей устройства защиты испытывается напряжением переменного тока 1000 В, частоты 50 Гц в течение 1 мин (при В допускается применение мегаомметра с номинальным значением испытательного напряжения 2500 В);

Н, В д) задание (или проверка) требуемой конфигурации устройства защиты в соответствии с принятыми проектными решениями и техническими характеристиками (функциями) устройства;

Н, К1, В е) задание (или проверка) уставок устройства защиты в соответствии с заданной конфигурацией;

Н, К1, В ж) проверка правильности отображения значений и фазовых углов токов (напряжений), поданных от постороннего источника;

з) проверка параметров (уставок) срабатывания и коэффициентов возврата каждого измерительного органа при подаче на входы устройства тока (напряжения) от постороннего источника;

и) контроль состояния светодиодов при срабатывании;

к) проверка времени срабатывания защиты и электроавтоматики на соответствие заданным уставкам по времени;

Н л) проверка отсутствия ложных действий при снятии и подаче напряжения оперативного тока с повторным включением через 0,5 с при минимальном значении диапазона уставок с подачей тока (напряжения), равного 0,8 тока (напряжения) срабатывания;

Н м) проверка срабатывания устройства защиты на рабочих уставках и определение отклонения параметров срабатывания при напряжении оперативного тока, равном 0,8 и 1,1·$U_{ном}$;

Н, В н) проверка взаимодействия измерительных органов и логических цепей защиты с контролем состояния всех контактов выходных реле и визуальным контролем состояния светодиодов и ламп сигнализации. Проверка проводится при напряжении питания оперативного тока, равном 0,8·$U_{ном}$, и создании условий для поочередного срабатывания каждого измерительного органа и подачи необходимых сигналов на дискретные входы защиты в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя;

Н, К1, В, К о) проверка управляющих функций защиты и автоматики с воздействием контактов выходного реле на цепи управления коммутационным аппаратом;

Н, В п) проверка функций регистрации событий, осциллографирования сигналов, определения места повреждения, отображения параметров защиты;

Н, К1, В, К р) проверка функционирования тестового контроля;

Н, К1, В с) проверка управления (по месту установки защиты) коммутационным аппаратом присоединения (включить/отключить);

Н, К1, В т) проверка взаимодействия с другими устройствами защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации с воздействием на коммутационный аппарат;

Н, К1, К, В у) проверка рабочим током:

– проверка правильности подключения цепей тока и напряжения к устройству защиты с использованием устройства отображения входных значений;

– проверка правильности включения блокировки при неисправности в цепях напряжения и блокировки при качаниях;

– проверка правильности подключения токовой направленной защиты;

– проверка правильности подключения дистанционной защиты;

– проверка поведения устройства при отключении цепей напряжения;

– контроль конфигурации и значений уставок;

– контроль значений текущих параметров и состояния устройства по дисплею и сигнальным элементам;

ф) тестовый контроль.

В.4.64 Допустимые значения максимальных отклонений характеристик заданных уставок устройств РЗА электрических сетей 0,4–35 кВ

В.4.64.1 Для устройств РЗА 6–35 кВ

Выдержка времени быстродействующих защит без реле времени	±0,05 с
Выдержка времени защит с независимой характеристикой	±0,01 с
Выдержка времени защит с зависимой характеристикой:	
– в зависимой части (контрольные точки)	±0,15 с
– в независимой части	±0,1 с
Выдержка времени встроенных в привод реле в независимой части (с учетом времени отключения выключателя)	±0,15 с
Сопротивление срабатывания дистанционной защиты	+5 %
Ток и напряжение срабатывания реле переменного тока и напряжения	±5 %
Ток и напряжение срабатывания реле, встроенных в привод	+5 %
Мощность срабатывания реле направления мощности переменного тока, напряжение и ток срабатывания реле постоянного тока	±5 %
Коэффициент возврата реле:	
– не встроенного в привод;	±0,05
– встроенного в привод	±0,08
Угол максимальной чувствительности реле направления мощности, эл. град.	±5

В.4.64.2 Для микропроцессорных устройств РЗА 6–35 кВ

Ток и напряжение срабатывания	±5 %
Выдержка времени защит с независимой характеристикой (до 1 с ± 20 мс)	±2 %

В.4.64.3 Для устройств РЗА 0,4 кВ

Ток срабатывания максимальных расцепителей тока автоматических выключателей серии АВМ	±10 %
Время срабатывания механического замедлителя расцепления автоматических выключателей серии АВМ	±15 %

Ток срабатывания электромагнитных расцепителей автоматических выключателей серии А3100:	
– А3120;	±20 %
– А3130, А3140	+15 %
Ток срабатывания электромагнитных расцепителей автоматических выключателей серии АП-50 с уставкой:	
– 3,5 $I_{ном}$;	+15 %
– 8,0 $I_{ном}$;	±20 %
– 11,0 $I_{ном}$	от –30 % до +15 %
Ток срабатывания электромагнитного расцепителя в нулевом проводе автоматических выключателей АП-50	от –20 % до +40 %
Ток срабатывания электромагнитных расцепителей автоматических выключателей серии АЕ 2000, А3700	±15 %
Ток срабатывания полупроводниковых расцепителей автоматических выключателей серии А3700	±20 %
Время срабатывания полупроводниковых и тепловых расцепителей автоматических выключателей серии А3700	–
Ток срабатывания встроенной МТЗ автоматических выключателей серии «Электрон»	±15 %
Время срабатывания встроенной МТЗ автоматических выключателей серии «Электрон»:	
– в зоне перегрузки;	+20 %
– в зоне токов КЗ	±15 %
Ток срабатывания тепловых расцепителей автоматических выключателей серии А3100 при колебаниях температуры окружающей среды на каждые 10 °С	±8 %
Ток срабатывания тепловых расцепителей автоматических выключателей серии АП-50 при колебаниях температуры окружающей среды на каждые 10 °С	±7 %
Ток срабатывания тепловых расцепителей автоматических выключателей серии А3700 при колебаниях температуры окружающей среды на каждые 10 °С	+5 %
Ток срабатывания электромагнитных расцепителей трехполюсных автоматических включателей серии АК-63	от –15% до +25 %
Ток срабатывания максимальных расцепителей автоматических включателей серии ВА	±20 %
Время срабатывания полупроводниковых и тепловых расцепителей автоматических выключателей серии ВА, АЕ2000	–

В.4.65 Устройства защитного отключения, управляемые дифференциальным током (УЗО-Д)

Н	а) измерение времени отключения УЗО-Д (ВДТ) при номинальном напряжении;
Н, К1, В	б) проверка дифференциального тока срабатывания УЗО-Д на переменном токе;
Н, К1, В	в) измерение сопротивления изоляции защищаемой линии напряжением до 1000 В с УЗО-Д;
Н, К1, В	г) измерение тока утечки защищаемой линии до 1000 В с УЗО-Д.

В.4.66 Устройства нулевой защиты (УНЗ)

Н, К1, В	а) проверка состояния контактных поверхностей, цепей датчика, целостности корпуса. При проверке устройства, цепей датчика необходимо отключить питающее и коммутируемое напряжения;
Н, К1, В	б) проверка соответствия проекту уставки тока и времени срабатывания, проверка тока срабатывания на рабочей уставке с учетом разброса тока срабатывания, установленного изготовителем, проверка времени срабатывания;
Н, К1, В	в) тестирование путем нажатия кнопки «Тест».

energodoc.by

Приложение Г
(обязательное)

Характеристика соединений взрывозащищенного электрооборудования

Настоящее приложение устанавливает требования к параметрам соединений взрывозащищенного электрооборудования. В таблице Г.1 приведены параметры соединений взрывозащищенного электрооборудования 1-й, 2-й, 3-й категорий по ГОСТ 22782.6.

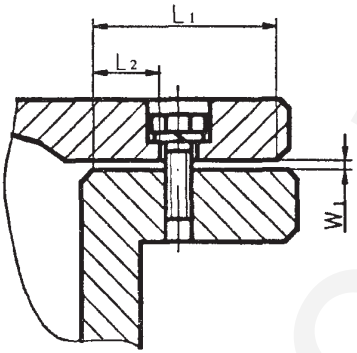

Рисунок Г.1

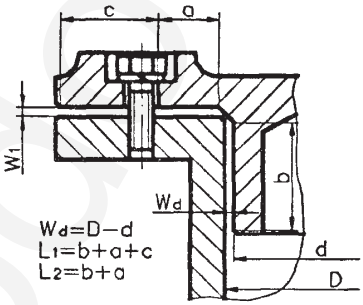

Рисунок Г.2

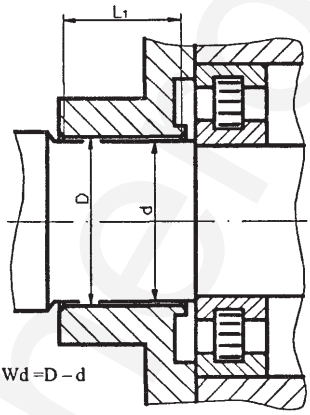

Рисунок Г.3

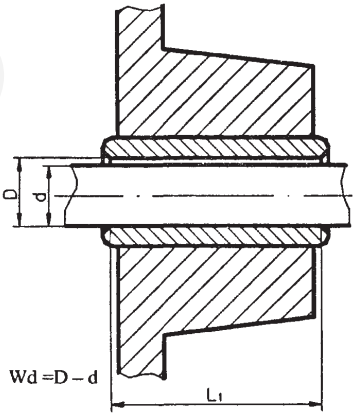

Рисунок Г.4

Таблица Г.1 – Параметры соединений взрывозащищенного электрооборудования 1-й, 2-й, 3-й категорий по ГОСТ 22782.6

Вид взрывонепроницаемого соединения	Свободный объем оболочки, см^3	1-я категория			2-я категория			3-я категория		
		Длина щели L_1, мм	Длина щели до отверстия под болт L_2, мм	Ширина щели W_1 и W_d, мм	Длина щели L_1, мм	Длина щели до отверстия под болт L_2, мм	Ширина щели W_1 и W_d, мм	Длина щели L_1, мм	Длина щели до отверстия под болт L_2, мм	Ширина щели W_1 и W_d, мм
Неподвижные взрывонепроницаемые соединения (см. рисунки Г.1 и Г.2)	До 200	5	5	0,5	5	5	0,3	5	5	0,2
	От 200 до 500	8	5	0,5	8	5	0,3	8	5	0,2
	От 500 до 2000	15	8	0,5	15	8	0,3	15	8	0,2
	Свыше 2000	25	10	0,5	25	10	0,3	25	10	0,2
Соединения подвижных сопряжений (см. рисунок Г.3)	От 500 до 2000	15	–	0,5	15	–	0,4	15	–	0,3
	Свыше 2000	25	–	0,6	25	–	0,4	25	–	0,3
		40	–	0,75	40	–	0,5	40	–	0,4
Соединения тяг управления и валиков (см. рисунок Г.4)	До 200	10	–	0,25	10	–	0,25	10	–	0,15
	От 200 до 500	15	–	0,25	15	–	0,25	15	–	0,15
	От 500 до 2000	15	–	0,25	15	–	0,25	15	–	0,15
	Свыше 2000	25	–	0,15	25	–	0,25	25	–	0,15

В таблице Г.2 приведены параметры соединений оболочек взрывозащищенного электрооборудования подгруппы II А.

Таблица Г.2 – Параметры соединений оболочек взрывозащищенного электрооборудования подгруппы II А

Вид взрывонепроницаемого соединения	Длина щели L, мм	Максимальная ширина щели, мм, для объема оболочки, см^3		
		$V < 100$	$100 < V < 2000$	$V > 2000$
Плоские и цилиндрические соединения	$6{,}0 < L < 12{,}5$	0,30	–	–
	$12{,}5 < L < 25{,}0$		0,30	0,20
	$25{,}0 < L$	0,40	0,40	0,40
Тяги управления и валики	$6{,}0 < L < 12{,}5$	0,30	–	–
	$12{,}5 < L < 25{,}0$		0,30	0,20
	$25{,}0 < L$	0,40	0,40	0,40
Валы с подшипниками скольжения	$6{,}0 < L < 12{,}5$	0,30	–	–
	$12{,}5 < L < 25{,}0$	0,40	0,40	0,40
	$25{,}0 < L < 40{,}0$	0,35	0,30	0,20
	$40{,}0 < L$	0,50	0,50	0,50
Валы с подшипниками качения	$6{,}0 < L < 12{,}5$	0,45	–	–
	$12{,}5 < L < 25{,}0$	0,50	0,45	0,30
	$25{,}0 < L < 40{,}0$	0,60	0,60	0,60
	$40{,}0 < L$	0,75	0,75	0,75

В таблице Г.3 приведены параметры соединений оболочек взрывозащищенного электрооборудования подгруппы II В.

Таблица Г.3 – Параметры соединений оболочек взрывозащищенного электрооборудования подгруппы II B

Вид взрывонепроницаемого соединения	Длина щели L, мм	Максимальная ширина щели, мм, для объема оболочки, см^3		
		$V < 100$	$100 < V < 2000$	$V > 2000$
Плоские и цилиндрические соединения	$6{,}0 < L < 12{,}5$	0,20	–	–
	$12{,}5 < L < 25{,}0$		0,20	0,15
	$25{,}0 < L$		0,20	0,20
Тяги управления и валики	$6{,}0 < L < 12{,}5$		–	–
	$12{,}5 < L < 25{,}0$		0,20	0,15
	$25{,}0 < L$			0,20
Валы с подшипниками скольжения	$6{,}0 < L < 12{,}5$		–	–
	$12{,}5 < L < 25{,}0$	0,25	0,20	0,15
	$25{,}0 < L < 40{,}0$	0,30	0,25	0,20
	$40{,}0 < L$	0,40	0,30	0,25
Валы с подшипниками качения	$6{,}0 < L < 12{,}5$	0,30	–	–
	$12{,}5 < L < 25{,}0$	0,40	0,30	0,20
	$25{,}0 < L < 40{,}0$	0,45	0,40	0,30
	$40{,}0 < L$	0,60	0,45	0,40

В таблице Г.4 приведены параметры соединений оболочек взрывозащищенного электрооборудования подгруппы II C.

Таблица Г.4 – Параметры соединений оболочек взрывозащищенного электрооборудования подгруппы II C

Вид взрывонепроницаемого соединения	Длина щели L, мм	Максимальная ширина щели, мм, для объема оболочки, см^3			
		$V < 100$	$100 < V < 500$	$500 < V < 200$	$V > 2000$
Плоские*	$6{,}0 < L < 9{,}5$	0,10	–	–	–
	$9{,}0 < L$		0,10	–	–
Цилиндрические (см. рисунки Г.5–Г.7)	$6{,}0 < L < 12{,}5$	0,10	0,10	–	–
	$12{,}5 < L < 25{,}0$	0,15	0,15	0,15	–
	$25{,}0 < L < 40{,}0$				0,15
	$40{,}0 < L$	0,20	0,20	0,20	0,20
Плоскоцилиндрические** (см. рисунок Г.8) $C > 6$ мм, $d > 0{,}5L$, $L = C + d$; $f < 1$ мм	$12{,}5 < L < 25{,}0$	0,15	0,15	0,15	–
	$25{,}0 < L < 40{,}0$	0,18	0,18	0,18	0,18
	$40{,}0 < L$	0,20	0,20	0,20	0,20
Тяги управления и валики	$6{,}0 < L < 9{,}5$	0,10	–	–	–
	$9{,}5 < L < 12{,}5$		0,10	–	–
	$12{,}5 < L < 25{,}0$	0,15	0,15	0,15	–
	$25{,}0 < L < 40{,}0$				0,15
	$40{,}0 < L$	0,20	0,20	0,20	0,20
Валы с подшипниками качения	$6{,}0 < L < 9{,}5$	0,15	–	–	–
	$9{,}5 < L < 12{,}5$		0,15	–	–
	$12{,}5 < L < 25{,}0$	0,25	0,25	0,25	–
	$25{,}0 < L < 40{,}0$				0,25
	$40{,}0 < L$	0,30	0,30	0,30	0,30

* Для взрывоопасных смесей ацетилена с воздухом плоские соединения не допускаются.
** Если размер фаски f < 0,5 мм, то вместо 0,18 и 0,20 мм допускается принимать соответственно 0,20 и 0,25 мм.

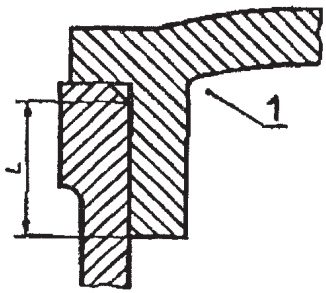

Рисунок Г.5

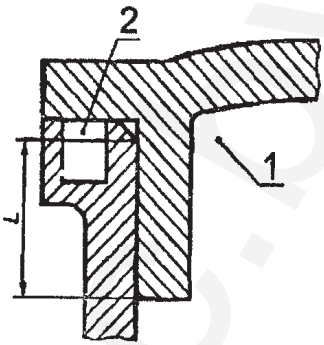

Рисунок Г.6

1 – внутренняя часть оболочки;

2 – только для подгруппы II C;

3 – металлическая или покрытая металлом упругая прокладка

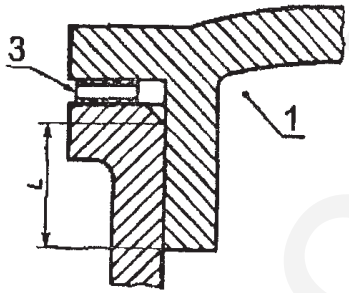

Рисунок Г.7

Рисунки Г.5–Г.7 – Цилиндрические соединения для взрывозащищенного электрооборудования подгруппы II C

$L = c + d$;

$c < 6$ мм;

$d < 0{,}5L$;

$f \leq 1$ мм

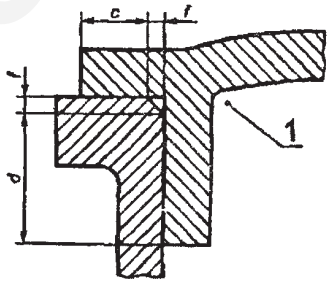

Рисунок Г.8 – Плоскоцилиндрическое соединение

В таблице Г.5 приведены параметры резьбовых соединений.

Таблица Г.5 – Параметры резьбовых соединений

Наименование параметра резьбовых соединений	Значение
Шаг резьбы, мм	<0,7
Число полных неповрежденных непрерывных ниток резьбы	<5
Осевая длина резьбы, мм, для оболочек объемом:	
$V < 100$ см^3	<5
$V > 100$ см^3	<8
Качество резьбы	Среднее и хорошее*
* Цилиндрические резьбовые соединения, которые не отвечают требованиям настоящего технического кодекса, допускаются, если они выдерживают испытания на взрывонепроницаемость при уменьшенной на одну треть осевой длине резьбы, принятой разработчиком.	

Длина соединений для металлических деталей, например, втулок, впрессованных в стенки металлических взрывонепроницаемых оболочек объемом не более 2000 см^3, может быть снижена до 5 мм, если конструкция:

– не рассчитывается только на посадку, которая предотвращает смещение детали во время типовых испытаний;

– выдерживает испытания на удар, учитывая наихудший (по допускам) вариант посадки;

– наружный диаметр запрессованной детали не превышает 60 мм.

Там, где соединения включают в себя конические поверхности, длина щели и ширина щели взрывонепроницаемого соединения, нормального к поверхностям соединения, должны соответствовать значениям, приведенным в таблицах Г.2–Г.5. Взрывонепроницаемая щель должна быть единообразной по всей конической части. Для оболочек подгруппы II C угол конуса не должен превышать 5°.

В таблице Г.6 приведены параметры соединений взрывозащищенного электрооборудования подгруппы II A и II B.

Таблица Г.6 – Параметры соединений взрывозащищенного электрооборудования подгрупп II A и II B

Вид взрывонепроницаемого соединения	Свободный объем оболочки, см^3	Подгруппа II A			Подгруппа II B		
		Длина щели L_1, мм	Длина щели до отверстия под болт L_1, мм	Ширина щели плоского и цилиндрического взрывонепроницаемых соединений W_1 и W_d, мм	Длина щели L_1, мм	Длина щели до отверстия под болт L_1, мм	Ширина щели плоского и цилиндрического взрывонепроницаемых соединений W_1 и W_d, мм
Неподвижное взрывонепроницаемое соединение, подвижное взрывонепроницаемое соединение тяг и валиков управления (см. рисунки Г.1, Г.2, Г.4)	До 100	6	6	0,3	6	6	0,2
		25	9	0,4			
	От 100	12,5	8	0,3	12,5	8	0,2
	До 2000	25	9	0,4			
	Более 2000	12,5	8	0,2	12,5	8	0,15
		25	9	0,4	25	9	0,2
Подвижное взрывонепроницаемое соединение валов электрических машин с подшипниками скольжения (см. рисунок Г.3)	До 100	6	–	0,3	6	–	0,2
		12,5	–	0,35	12,5	–	0,25
		25	–	0,4	25	–	0,3
		40	–	0,5	40	–	0,4
	От 100 до 2000	12,5	–	0,3	12,5	–	0,2
		25	–	0,4	25	–	0,25
		40	–	0,5	40	–	0,3
	Более 2000	12,5	–	0,2	25	–	0,2
		25	–	0,4	–	–	–
		40	–	0,5	40	–	0,25

Окончание таблицы Г.6

Вид взрывонепроницаемого соединения	Свободный объем оболочки, $см^3$	Подгруппа II A			Подгруппа II B		
		Длина щели L_1, мм	Длина щели до отверстия под болт L_1, мм	Ширина щели плоского и цилиндрического взрывонепроницаемых соединений W_1 и W_d, мм	Длина щели L_1, мм	Длина щели до отверстия под болт L_1, мм	Ширина щели плоского и цилиндрического взрывонепроницаемых соединений W_1 и W_d, мм
Подвижное взрывонепроницаемое соединение валов электрических машин с подшипниками качения (см. рисунок Г.3)	До 100	6	–	0,45	6	–	0,3
		12,5	–	0,5	12,5	–	0,4
		25	–	0,6	25	–	0,45
		40	–	0,75	40	–	0,6
	От 100 до 2000	12,5	–	0,45	12,5	–	0,3
		25	–	0,5	25	–	0,4
		40	–	0,6	40	–	0,45
	Более 2000	12,5	–	0,3	12,5	–	0,2
		25	–	0,6	25	–	0,3
		40	–	0,75	40	–	0,4

Oforce.by

В таблице Г.7 приведены параметры соединений взрывозащищенного электрооборудования подгруппы II С.

Таблица Г.7 – Параметры соединений взрывозащищенного электрооборудования подгруппы II С

Вид взрывонепроницаемого соединения	Свободный объем оболочки, см^3	Длина щели L_1, мм	Длина щели до отверстия под болт L_1, мм	Ширина щели плоского и цилиндрического взрывонепроницаемых соединений W_1 и W_d, мм
Плоское неподвижное взрывонепроницаемое соединение (см. рисунок Г.1)	До 100	6	6	0,1
	От 100 до 500	9,5	6	0,1
Цилиндрическое неподвижное взрывонепроницаемое соединение	До 500	6	–	0,1
		12,5	–	0,15
		40	–	0,2
	От 500 до 2000	12,5	–	0,15
		40	–	0,2
	Свыше 2000	25	–	0,5
Плоскоцилиндрическое неподвижное взрывонепроницаемое соединение (см. рисунок Г.2, $b > 0{,}5L_1$, $c + a > 6$ мм)	До 2000	12,5	8	0,15
		25	9	0,18
		40	9	0,2
	Свыше 2000	25	9	0,18
		40	9	0,2
Подвижное взрывонепроницаемое соединение тяг и валиков управления (см. рисунок Г.4)	До 100	6	–	0,1
		12,5	–	0,15
		40	–	0,2
	От 100 до 500	6	–	0,1
		12,5	–	0,15
		40	–	0,2
	От 500 до 2000	12,5	–	0,15
		40	–	0,2
	Свыше 2000	25	–	0,15
		40	–	0,2

Окончание таблицы Г.7

Вид взрывонепроницаемого соединения	Свободный объем оболочки, см^3	Длина щели L_1, мм	Длина щели до отверстия под болт L_1, мм	Ширина щели плоского и цилиндрического взрывонепроницаемых соединений W_1 и W_d, мм
Подвижное взрывонепроницаемое соединение валов электрических машин с подшипниками качения (см. рисунок Г.3)	До 100	6	–	0,15
		12,5	–	0,25
		40	–	0,3
	От 100 до 500	9,5	–	0,15
		12,5	–	0,25
		40	–	0,3
	От 500 до 2000	12,5	–	0,25
		40	–	0,3
	Свыше 2000	25	–	0,25
		40	–	0,3

energodoc.by

Приложение Д
(обязательное)

Форма журнала учета присвоения (подтверждения) электротехническому персоналу группы по электробезопасности

Номер записи	Фамилия, имя, отчество, занимаемая должность (профессия) и стаж работы в этой должности (профессии)	Дата предыдущего присвоения (подтверждения), группа по электробезопасности	Дата и причина присвоения (подтверждения)	Отметка о присвоении (подтверждении), группа по электробезопасности и заключение комиссии	Подпись лица, которому присваивается (подтверждается) группа	Дата следующего присвоения (подтверждения)
1	2	3	4	5	6	7

Председатель комиссии _____
_____
(должность, подпись, фамилия, собственное имя, отчество)

Члены комиссии: _____
_____
(должность, подпись, фамилия,
_____
_____
собственное имя, отчество)

energodoc.by

Приложение Е
(обязательное)

Форма вкладыша в удостоверение по охране труда для электротехнического персонала

Первая и вторая страницы

Результаты присвоения (подтверждения) группы по электробезопасности

Дата присвоения (подтверждения)	Причина присвоения (подтверждения)	Категория персонала, группа по электробезопасности	Присвоенная (подтвержденная), группа по электробезопасности	Дата следующего присвоения (подтверждения)	Подпись председателя комиссии / должностного лица госэнергогазнадзора	Номер записи в журнале учета
1	2	3	4	5	6	7

Третья и четвертая страницы

Результаты проверки знаний на право выполнения специальных работ

Дата проверки	Причина проверки	Наименование работ (наименование нормативных документов)	Решение комиссии	Дата следующей проверки	Подпись председателя комиссии	Протокол № ____ о проверке знаний (допуске к работам)
1	2	3	4	5	6	7

Пятая и шестая страницы

Результаты медицинского осмотра

Дата осмотра	Медицинское заключение	Дата следующего осмотра	Подпись работника, ответственного за проведение медицинского осмотра	Основание (документ) № ____, дата
1	2	3	4	5

Приложение Ж
(рекомендуемое)

Форма журнала учета дефектов и неполадок электрооборудования

№ пп	Дата и время обнаружения дефекта, неполадки	Содержание дефекта, неполадки	Кому и когда сообщено	Должность, Ф.И.О. и подпись работника, обнаружившего дефект	Содержание мероприятий по устранению дефекта, неполадки	Должность, Ф.И.О. работника, которому поручено устранение	Дата устранения дефекта, неполадки	Подпись работника, ответственного за устранение дефекта, неполадки с отметкой об устранении
1	2	3	4	5	6	7	8	9

energodoc.by

Приложение К
(рекомендуемое)

Формы протоколов измерений, испытаний

К.1 Форма протокола измерения сопротивления изоляции аппаратов, силовых и осветительных сетей, вторичных цепей переменного и постоянного тока напряжением до 1000 В

Форма к **Б.27.1 ТКП 181**

наименование лаборатории

_____

_____

наименование организации, предприятия

Заказчик _____

Юридический адрес _____

_____

_____

Объект _____

Адрес _____

_____

ПРОТОКОЛ № _____ от _____

измерения сопротивления изоляции силовых и осветительных сетей

Всего стр. ___

1 Категория контроля (согласно ТКП 181, раздел.Б.2) _____

_____

2 ТНПА, устанавливающий нормы измерений _____

_____

3 Документ, устанавливающий методы измерений _____

_____

4 Средства измерений:

наименование _____ тип _____ зав. № _____

срок очередной калибровки/поверки _____

наименование _____ тип _____ зав. № _____

срок очередной калибровки/поверки _____

5 Дата проведения измерений: _____

6 Условия проведения измерений: _____

7 Измерения условий окружающей среды проводились

наименование _____ тип _____ зав. № _____

срок очередной калибровки/поверки _____

8 Тип системы заземления _____

Продолжение протокола № _____ от «____» _____ 20___ г. стр. _____

Таблица 1 – Результаты измерений

№ п/п	Идентификация линии (обозначение линии по документу)	Раб. напряжение линии, кВ	Технические данные провода (кабеля)		Норма по ТНПА, МОм, не менее
			марка	кол-во, число жил и сечение, мм^2	
1	2	3	4	5	6

Окончание таблицы 1

Измеренное значение сопротивления изоляции, МОм										Заключение о соответствии требованиям, установленным в ТНПА
L1-L2	L2-L3	L1-L3	L1-N	L2-N	L3-N	L1-PE (L1-PEN)	L2-PE (L2-PEN)	L3-PE (L3-PEN)	N-PE	
7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Примечание – Обозначения линий приняты на основании _____ _____										

ЗАКЛЮЧЕНИЕ _____
_____

Измерения произвели

_____ / _____
подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)

_____ / _____
подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)

Протокол проверил

_____ / _____
подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)

К.2 Форма протокола измерений при испытании электрической прочности изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц

Форма к **Б.27.2 ТКП 181**

наименование лаборатории

_____

_____

наименование организации, предприятия

Заказчик _____

Юридический адрес _____

_____

_____

Объект _____

Адрес _____

_____

ПРОТОКОЛ № _____ от _____

измерения при испытании изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц

Всего стр. ___

1 Категория контроля (согласно ТКП 181, раздел Б.2) _____
2 ТНПА, устанавливающий нормы измерений _____
3 Документ, устанавливающий методы измерений _____
4 Средства измерений:
наименование _____ тип _____ зав. № ____ срок очередной калибровки/поверки _____
наименование _____ тип _____ зав. № ____ срок очередной калибровки/поверки _____
5 Дата проведения измерений: _____
6 Условия проведения измерений: _____
7 Измерения условий окружающей среды проводились
наименование _____ тип _____ зав. № ____ срок очередной калибровки/поверки _____

Продолжение протокола № _____ от «____» _____ 20___ г. стр. _____

elenodoc.by

Таблица 1 – Результаты измерений

№ п/п	Наименование электрооборудования	Номинальное напряжение, кВ	Сопротивление изоляции, МОм		Испытательное напряжение, кВ	Продолжительность испытания, мин	Заключение о соответствии требованиям, установленным в ТНПА
			до испытания	после испытания			
1	2	3	4	5	6	7	8

При испытаниях электрооборудования поз. №№ _____ пробоев и скользящих разрядов не наблюдалось.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ _____
_____

Измерения произвели
_____ / _____
подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)
_____ / _____
подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)

Протокол проверил
_____ / _____
подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)

energodoc.by

К.3 Форма протокола измерений линии напряжением до 1000 В с устройством защитного отключения, управляемым дифференциальным током (УЗО-Д)

Форма к **Б.27.7 ТКП 181**

наименование лаборатории

_____
_____
наименование организации, предприятия

Заказчик _____

Юридический адрес _____
_____
_____

Объект _____
Адрес _____
_____

ПРОТОКОЛ № _____ от _____

измерения линии напряжением до 1000 В с устройством защитного отключения, управляемым дифференциальным током (УЗО-Д)

Всего стр. ___

1 Категория контроля (согласно ТКП 181, раздел Б.2) _____
2 ТНПА, устанавливающий нормы измерений _____
3 Документ, устанавливающий методы измерений _____
4 Средства измерений:
наименование _____ тип _____ зав. № ____ срок очередной калибровки/поверки _____
наименование _____ тип _____ зав. № ____ срок очередной калибровки/поверки _____
5 Дата проведения измерений: _____
6 Условия проведения измерений: _____
7 Измерения условий окружающей среды проводились
наименование _____ тип _____ зав. № ____ срок очередной калибровки/поверки _____
8 Тип системы заземления _____

Продолжение протокола № _____ от «____» стр. _____
_____ 20___ г.

elektrodoc.by

Таблица 1 – Результаты измерений

№ п/п	Место установки устройства УЗО-Д. Наименование защищаемой линии, электроустановки	Тип и технические характеристики УЗО-Д				
		Тип. Номинальный ток I_n, А	Номинальный отключающий дифференциальный ток $I_{\Delta n}$, мА	Характеристика дифф. тока (АС, А, В)	Выдержка времени отключения (отсутствие «–»/ наличие S)	Наличие защиты от сверхтоков (да/нет)
1	2	3	4	5	6	7

Окончание таблицы 1

Результаты тестирования и измерения параметров УЗО-Д					Результаты измерений на защищаемой линии		Заключение о соответствии требованиям, установленным в ТНПА
Проверка работоспособности УЗО-Д (+/–)	Минимальный отключающий дифференциальный ток I_Δ, мА	Время отключения, мс, при дифференциальном токе			Сопротивление изоляции защищаемой линии	Ток утечки защищаемой электроустановки, мА	
		$I_{\Delta n}$	$2I_{\Delta n}$	$5\ I_{\Delta n}$			
	Норма по ТНПА	Норма по ТНПА, не более			Норма по ТНПА, не менее	Норма по ТНПА, не более	
	$0{,}5\ I_{\Delta n} \le I_\Delta \le I_{\Delta n}$	300	150	40	0,5 МОм	$1/3\ I_{\Delta n}$	
	Измерено	Измерено			Номер протокола измерения сопротивления изоляции	Измерено	
8	9	10	11	12	13	14	15

ПРИМЕЧАНИЕ – Для УЗО-Д типа S (селективные) все измеренные значения времени отключения (графы 10–12) не должны превышать максимальное значение и должны быть не менее минимального времени неотключения, указанного в ТНПА.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ _____
_____

Измерения произвели
_____ / _____
подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)
_____ / _____
подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)

Протокол проверил
_____ / _____
подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)

К.4 Форма протокола измерений при проверке соединений заземлителей с заземляемыми элементами

Форма к **Б.29.2 ТКП 181**

наименование лаборатории

_____
_____
наименование организации, предприятия

Заказчик _____
Юридический адрес _____
_____
_____
Объект _____
Адрес _____
_____

ПРОТОКОЛ № _____ от _____
измерений при проверке соединений заземлителей с заземляемыми элементами

Всего стр. ___

1 Категория контроля (согласно ТКП 181, раздел Б.2) _____
2 ТНПА, устанавливающий нормы измерений _____
3 Документ, устанавливающий методы измерений _____
4 Средства измерений:
наименование _____ тип _____ зав. № ____ срок очередной калибровки/поверки _____
наименование _____ тип _____ зав. № ____ срок очередной калибровки/поверки _____
5 Дата проведения измерений: _____
6 Условия проведения измерений: _____

elibrary.by

7 Измерения условий окружающей среды проводились
наименование _____ тип _____ зав. № ____ срок очередной калибровки/поверки _____

Продолжение протокола № _____ от «____» стр. _____
_____ 20___ г.

Таблица 1 – Результаты измерений

№ п/п	Элемент системы заземления	Наименование заземляемого оборудования: тип, марка, заводской или инвентарный номер. Точка измерения	Наличие цепи заземления (да/нет)	Переходное сопротивление контактного соединения, Ом			Заключение о соответствии требованиям, установленным в ТНПА
				Норма по ТНПА, не более	Измеренное значение		
					заземл. устройство	оборудование	
1	2	3	4	5	6	7	8

ПРИМЕЧАНИЕ – Качество сварных соединений проверено осмотром и путем простукивания мест соединений молотком.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ _____
_____

Измерения произвели
_____ / _____
подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)
_____ / _____
подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)

Протокол проверил
_____ / _____
подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)

К.5 Форма протокола измерения сопротивления заземляющего устройства и удельного сопротивления грунта

Форма к **Б.29.4 ТКП 181**

наименование лаборатории

_____

_____

наименование организации, предприятия

Заказчик _____

Юридический адрес _____

_____

_____

Объект _____

Адрес _____

_____

ПРОТОКОЛ № _____ от _____

измерений сопротивления заземляющего устройства и удельного сопротивления грунта

Всего стр. ___

1 Категория контроля (согласно ТКП 181, раздел Б.2) _____

2 ТНПА, устанавливающий нормы измерений _____

3 Документ, устанавливающий методы измерений _____

4 Средства измерений:

наименование _____ тип _____ зав. № ____ срок очередной калибровки/поверки _____

наименование _____ тип _____ зав. № ____ срок очередной калибровки/поверки _____

5 Дата проведения измерений: _____

6 Условия проведения измерений: _____

7 Измерения условий окружающей среды проводились

наименование _____ тип _____ зав. № ____ срок очередной калибровки/поверки _____

8 Наименование и характеристика заземляемого объекта: _____

_____

9 Результаты внешнего осмотра заземляющего устройства: _____

_____

10 Характеристика грунта и его состояние при измерении: _____

_____

Продолжение протокола № _____ от «____» стр. _____

_____ 20___ г.

Таблица 1 – Результаты измерений

Характеристика заземляющего устройства	Точка измерения	Удельное сопротивление грунта, Ом·м	Сезонный коэффициент (для рабочих и защитных заземляющих устройств)	Сопротивление заземляющего устройства, Ом		
				Норма по ТНПА, не более	Измеренное значение	Расчетное значение

ПРИМЕЧАНИЕ _____

_____

ЗАКЛЮЧЕНИЕ _____

_____

Измерения произвели

_____ / _____

подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)

_____ / _____

подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)

Протокол проверил

_____ / _____

подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)

К.6 Форма протокола измерений при проверке цепи «фаза – нуль» в электроустановках до 1000 В с глухим заземлением нейтрали в невзрывоопасных зонах

Форма к **Б.29.8 ТКП 181**

наименование лаборатории

_____

_____

наименование организации, предприятия

Заказчик _____

Юридический адрес _____

_____

_____

Объект _____

Адрес _____

_____

ПРОТОКОЛ № _____ от _____

измерений при проверке цепи «фаза – нуль»
в электроустановках до 1000 В с глухим заземлением нейтрали

Всего стр. ___

1 Категория контроля (согласно ТКП 181, раздел Б.2) _____
2 ТНПА, устанавливающий нормы измерений _____
3 Документ, устанавливающий методы измерений _____
4 Средства измерений:
наименование _____ тип _____ зав. № ____ срок очередной калибровки/поверки _____
наименование _____ тип _____ зав. № ____ срок очередной калибровки/поверки _____
5 Дата проведения измерений: _____
6 Условия проведения измерений: _____
7 Измерения условий окружающей среды проводились
наименование _____ тип _____ зав. № ____ срок очередной калибровки/поверки _____

Продолжение протокола № _____ от «____» стр. _____
_____ 20___ г.

Таблица 1 – Результаты измерений

№ п/п	Место установки устройства защиты. Обозначение проверяемой линии 0,4/0,23 кВ	Защищаемое электрооборудование		Устройство защиты от сверхтоков			
		Наименование, тип. Заводской или инвентарный номер (*для линии питания РП дополнительно указывается соотношение сечений защитного и фазного проводников*)	Вид электрооборудования	Тип	$I_{ном}$, А (номинальный ток РТП или плавкой вставки предохранителя)	Уставка РКЗ: $I_{РКЗ}$, А или ($K_{РКЗ} \cdot I_{ном}$), А	Для РКЗ: $I_{КЗ} > 1,1 \cdot K_{р} \times I_{РКЗ}$, А
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы 1

Результаты измерений			Время срабатывания, с		Наличие УЗО (да/нет)	Вид эл. оборудования «С»		Наличие дополнительного уравнивания потенциалов (да/нет)	Заключение о соответствии требованиям, установленным в ТНПА
						$I_{КЗ} \cdot Z_{РП\text{-}PE} < 50$ В			
Сопротивление цепи «фаза – нуль» ($Z_ц$), Ом	Ток короткого замыкания $I_{КЗ}$, А	Кратность $I_{КЗ} / I_{ном}$	Требование ТКП 339-2022 (п. 4.3.5.4), не более	Расчетное или измеренное		сопротивление $Z_{РП\text{-}PE}$, Ом	напряжение на PE-шине $I_{КЗ} \cdot Z_{РП\text{-}PE}$, В		
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

ПРИМЕЧАНИЕ _____

_____

ЗАКЛЮЧЕНИЕ _____

_____

Измерения произвели

_____ / _____

подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)

_____ / _____

подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)

Протокол проверил

_____ / _____

подпись фамилия, имя собственное, отчество (если таковое имеется)

Библиография

[1] Закон Республики Беларусь от 24 октября 2016 г. № 437-З «Об оценке соответствия техническим требованиям и аккредитации органов по оценке соответствия»

[2] Правила электроснабжения

Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394

[3] Закон Республики Беларусь от 5 сентября 1995 г. № 3848-XII «Об обеспечении единства измерений»

[4] Инструкция о порядке проведения обязательных и внеочередных медицинских осмотров работающих

Утверждена постановлением Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 29 июля 2019 г. № 74

[5] Инструкция о порядке обучения, стажировки, инструктажа и проверки знаний, работающих по вопросам охраны труда

Утверждена постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 28 ноября 2008 г. № 175

[6] Постановление Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 30 декабря 2008 г. № 210 «О порядке создания и деятельности комиссий для проверки знаний по вопросам охраны труда»

[7] Инструкция по делопроизводству в государственных органах, иных организациях

Утверждена постановлением Министерства юстиции Республики Беларусь от 19 января 2009 г. № 4

[8] Положение о порядке приемки в эксплуатацию объектов строительства

Утверждено постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 6 июня 2011 г. № 716

[9] Правила доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике

Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 2 июля 2021 г. № 381

[10] Правила доступа к услугам по передаче и (или) распределению электрической энергии

Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 2 июля 2021 г. № 381

[11] Перечень категорий средств измерений, представляющих совокупность средств измерений одинакового назначения, применяемых при измерениях в сфере законодательной метрологии, экземпляры утвержденного типа которых подлежат государственной поверке с установленной в нем периодичностью

Определен постановлением Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 20 апреля 2021 г. № 39

[12] Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986

[13] Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 21 декабря 2021 г. № 82 «Об обеспечении пожарной безопасности»

[14] Постановление Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 23 ноября 2023 г. № 178 «Об установлении перечней аптечек»

[15] Инструкция о порядке обеспечения работников средствами индивидуальной защиты

Утверждена постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 30 декабря 2008 г. № 209

[16] Правила по охране труда при выполнении строительных работ

Утверждены постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь и Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 31 мая 2019 г. № 24/33

[17] Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 21 ноября 2022 г. № 794 «Об охранных зонах электрических сетей, размерах и режиме их использования»

[18] Правила обращения с оборудованием и отходами, содержащими полихлорированные бифенилы

Утверждены постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 24 июня 2008 г. № 62

[19] Правила охраны труда при работе на высоте

Утверждены постановлением Министерства труда Республики Беларусь от 28 апреля 2001 г. № 52

[20] Правила по охране труда

Утверждены постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 1 июля 2021 г. № 53

[21] Правила по обеспечению промышленной безопасности аттракционов

Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 27 декабря 2019 г. № 67

[22] Правила по обеспечению промышленной безопасности грузоподъемных кранов

Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 22 декабря 2018 г. № 66

[23] Правила по обеспечению промышленной безопасности лифтов, строительных грузопассажирских подъемников, эскалаторов, конвейеров пассажирских

Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 30 декабря 2020 г. № 56

[24] СН 4.04.01-2019 Системы электрооборудования жилых и общественных зданий

Утверждены постановлением Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 29 ноября 2019 г. № 64

[25] Санитарные нормы и правила «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда работающих, содержанию и эксплуатации производственных объектов»

Утверждены постановлением Министерства здравоохранения Республики Беларусь 19 июля 2023 г. № 114

[26] СН 4.04.03-2020 Молниезащита зданий, сооружений и инженерных коммуникаций

Утверждены постановлением Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 13 ноября 2020 г. № 80

[27] СН 3.02.03-2019 Станции технического обслуживания транспортных средств. Гаражи-стоянки автомобилей

Утверждены постановлением Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь 17 ноября 2022 г. № 94

[28] DIN 43530-2:1987 Accumulators; electrolyte and refilling water; electrolyte for lead acid batteries

(Электролиты и доливочная вода для аккумуляторов. Электролиты для свинцовых аккумуляторов)

energodoc.by

[29] DIN 43530-4:1987 Accumulators; electrolyte and refilling water; water and refilling water for lead acid batteries and alkaline batteries

(Электролиты и доливочная вода для аккумуляторов. Вода и доливочная вода для свинцовых и щелочных аккумуляторов)

[30] РД 34.20.504.94 Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35–800 кВ

Утвержден Департаментом электрических сетей РАО «ЕЭС России» от 19 сентября 1994 г.

[31] СТП 33243.20.366-16 Нормы и объем испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы

Утвержден приказом ГПО «Белэнерго» от 12 октября 2016 г. № 268

[32] РТМ 34-70-653-83 Руководящие технические материалы. Масла трансформаторные. Методика определения содержания механических примесей

Утверждено главным техническим управлением по эксплуатации энергосистем Минэнерго СССР от 21 ноября 1983 г.

energodoc.by

ДЛЯ ЗАМЕТОК

energodoc.by

ДЛЯ ЗАМЕТОК

energodoc.by

Ответственный за выпуск *Моисеева Е.Н.*
Технический редактор *Ященко О.А.*
Корректор *Лемехова Д.Д.*

Подписано в печать 17.03.2025. Формат бумаги 60×84/16.
Бумага офсетная. Печать цифровая. Гарнитура Arial.
Усл. печ. л. 23,36. Уч.-изд. л. 24,55. Тираж 00. Заказ 00.

Открытое акционерное общество «Экономэнерго».
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий № 1/354 от 06.06.2014.
Ул. Захарова, 59, 220088, г. Минск. Тел./факс: (017) 293-46-82.

Издание документа осуществлено на основании договора предоставления правовой информации для ее дальнейшего распространения (предоставления) в печатной форме, в форме электронных изданий с Национальным центром законодательства и правовой информации Республики Беларусь. Текст издания аутентичен ТКП 181-2023 (33240), размещенному в ИПС «ЭТАЛОН» 27.02.2025. Редакция не несет ответственности за возможные опечатки и неточности в исходном тексте документа.