ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС
УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

ТКП 339-ПР (33240)

Электроустановки на напряжение до 750 кВ

ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ВОЗДУШНЫЕ И ТОКОПРОВОДЫ, УСТРОЙСТВА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ И ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ, УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОСИЛОВЫЕ И АККУМУЛЯТОРНЫЕ

Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний

Электраўстаноўкі на напружанне да 750 кВ

ЛІНІІ ЭЛЕКТРАПЕРАДАЧЫ ПАВЕТРАНЫЯ І ТОКАПРАВОДЫ, УСТРОЙСТВЫ РАЗМЕРКАВАЛЬНЫЯ І ТРАНСФАРМАТАРНЫЯ ПАДСТАНЦЫІ, УСТАНОЎКІ ЭЛЕКТРАСІЛАВЫЯ І АКУМУЛЯТАРНЫЯ

Правілы ўстройства і ахоўныя меры электрабяспекі. Улік электраэнергіі. Нормы прыёма-здатачных выпрабаванняў

Настоящий проект технического кодекса
не подлежит применению до его утверждения

Минэнерго
Минск

УДК 631.37 ОГКС 27.010

Ключевые слова: электроустановки, воздушные линии электропередачи и токопроводы, распределительные устройства и подстанции напряжением до 750 кВ, электросиловые и аккумуляторные установки, правила устройства, защитные меры электробезопасности, учет электроэнергии и нормы приемо-сдаточных испытаний

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН научно-исследовательским и проектно-изыскательским республиканским унитарным предприятием «БЕЛЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ» (РУП «БЕЛЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»)

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от …… 202_ г. №….

3 ВЗАМЕН ТКП 339-2022 (33240)

© Минэнерго, 202__

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

Издан на русском языке

Содержание

1 Область применения ... 1
2 Нормативные ссылки ... 1
3 Термины и определения, обозначения и сокращения ... 6
4 Общие положения ... 15
4.1 Общие положения ... 15
4.2 Учет электроэнергии и контроль показателей качества электроэнергии ... 18
4.3 Заземление и защитные меры электробезопасности ... 24
4.4 Нормы приемо-сдаточных испытаний ... 48
5 Токопроводы и воздушные линии электропередачи ... 138
5.1 Токопроводы напряжением до 35 кВ ... 138
5.2 Токопроводы элегазовые ... 142
5.3 Воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ ... 144
5.4 Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ ... 156
6 Распределительные устройства и подстанции ... 178
6.1 Распределительные устройства напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока ... 178
6.2 Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ ... 181
6.3 Аккумуляторные установки ... 230
7 Электросиловые установки ... 232
7.1 Генераторы и синхронные компенсаторы ... 232
7.2 Электродвигатели и их аппараты управления и защиты ... 238
8 Сети электрические распределительные сельские ... 245
8.1 Область применения ... 245
8.2 Общие положения ... 245
8.3 Требования по надежности электроснабжения ... 247
8.4 Схемы электрических сетей напряжением 10 кВ ... 247
8.5 Схемы электрических сетей напряжением 0,38 кВ ... 255
8.6 Линии электропередачи напряжением 10 кВ в сельских распределительных сетях ... 256
8.7 Устройство линий электропередачи напряжением 0,38 кВ в сельских распределительных сетях ... 259
8.8 Электромагнитная совместимость применяемых технических средств ... 261
8.9 Защита от перенапряжений, заземляющие устройства, электробезопасность ... 261
8.10 Защита и автоматика ... 263
8.11 Автоматизация сельских распределительных сетей ... 264
8.12 Информационная безопасность в сельских сетях ... 264
8.13 Система связи в сельских сетях ... 265
8.14 Учет электроэнергии в сельских сетях ... 265
8.15 Охрана окружающей среды ... 266
8.16 Применение систем накопление электрической энергии ... 267
9 Требования к электроустановкам зарядных станций ... 270
Приложение А (рекомендуемое) Варианты применения арматуры и характеристики аналогов арматуры СИП ... 273
Приложение Б (рекомендуемое) Типовые узлы крепления проводов ВЛИ (СИП-2) и рекомендуемый комплект арматуры ... 280
Приложение В (рекомендуемое) Типовые узлы крепления проводов ВЛИ (СИП-4) и рекомендуемый комплект арматуры ... 284
Приложение Г (рекомендуемое) Типовые узлы крепления при устройстве четырехцепной ВЛИ-0,38 кВ ... 293
Приложение Д (рекомендуемое) Типовые узлы крепления проводов ВЛП 10 кВ ... 299
Приложение Е (рекомендуемое) Типовые узлы крепления при совместной подвеске ВЛП 10 кВ и ВЛИ 0,38 кВ ... 312
Приложение Ж (рекомендуемое) Изолирующие полимерные траверсы для ВЛЗ ... 331
Приложение К (рекомендуемое) Расчетный сезон для заземляющих устройств ... 333

Приложение Л (рекомендуемое) Методика оценки уровней напряжений в электроустановках напряжением до 1 кВ при повреждении в подстанции напряжением выше 1 кВ 335
Библиография 337

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

Электроустановки на напряжение до 750 кВ
ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ВОЗДУШНЫЕ И ТОКОПРОВОДЫ, УСТРОЙСТВА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ И ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ, УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОСИЛОВЫЕ И АККУМУЛЯТОРНЫЕ
Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний

Электраўстаноўкі на напружанне да 750 кВ
ЛІНІІ ЭЛЕКТРАПЕРАДАЧЫ ПАВЕТРАНЫЯ І ТОКАПРАВОДЫ, УСТРОЙСТВЫ РАЗМЕРКАВАЛЬНЫЯ І ТРАНСФАРМАТАРНЫЯ ПАДСТАНЦЫІ, УСТАНОЎКІ ЭЛЕКТРАСІЛАВЫЯ І АКУМУЛЯТАРНЫЯ
Правілы ўстройства і ахоўныя меры электрабяспекі. Улік электраэнергіі. Нормы прыёма-здатачных выпрабаванняў

Electrical installations for voltages to 750 kV.
Overhead power lines and bus ducts, swiching and transformer substations, electric power and battery installations.
Regulations of electrical installations and protection for safety.
Electricity metering. Acceptance tests

Дата введения _____

1 Область применения

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает правила устройства электроустановок и распространяется на электрическую (электротехническую) часть электроустановки переменного тока напряжением до 750 кВ включительно и постоянного тока напряжением до 1500 В включительно.

Требования к строительной части электроустановок регламентируются соответствующими строительными нормами и правилами.

Положения настоящего технического кодекса применяют для вновь вводимых в эксплуатацию и вводимых в эксплуатацию после реконструкции (модернизации) электроустановок. По отношению к реконструируемым электроустановкам требования настоящего технического кодекса распространяются лишь на их реконструируемую часть.

Правила настоящего технического кодекса рекомендуется применять для действующих электроустановок, если это повышает надежность электроустановки или если ее переустройство направлено на обеспечение требований безопасности.

Устройство специальных электроустановок регламентируется другими техническими нормативными правовыми актами. Отдельные положения настоящего технического кодекса могут применяться для таких электроустановок в той мере, в какой они по исполнению и условиям работы аналогичны электроустановкам, оговоренным в настоящем техническом кодексе.

Правила настоящего технического кодекса разработаны с учетом обязательного проведения в условиях эксплуатации технического обслуживания и ремонтов электроустановок и их электрооборудования.

Положения настоящего технического кодекса не распространяются на устройство линий электропередачи контактной сети электрифицированных железных дорог и электрифицированного транспорта; линий для электроснабжения цепей сигнализации, централизации и блокировки железных дорог и транспорта; линий электропередачи напряжением 6-35 кВ, смонтированных на опорах контактной сети.

2 Нормативные ссылки

ТР ТС 004/2011 О безопасности низковольтного оборудования
ТР ТС 020/2011 Электромагнитная совместимость технических средств
ТР ТС 030/2012 О требованиях к смазочным материалам, маслам и специальным жидкостям
ТКП 45-3.03-96-2008 (02250) Автомобильные дороги низших категорий. Правила проектирования
ТКП 181-2023 (33240) Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей

Проект, первая редакция

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

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

ТКП 474-2013 (02300) Категорирование помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

СТБ 1247-2000 Стойки железобетонные для опор линий электропередачи напряжением 0,38 кВ и от 6 до 10 кВ. Технические условия

СТБ 2096-2023 Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии. Общие технические требования

СТБ 2574-2020 Электроэнергетика. Основные термины и определения

СТБ ГОСТ Р 50807-2003 (МЭК 755-83) Устройства защитные, управляемые дифференциальным (остаточным) током. Общие требования и методы испытаний

СТБ ИСО 12185-2007 Нефть и нефтепродукты. Определение плотности с использованием плотномера с осциллирующей U-образной трубкой

СТБ IEC 60229-2018 Кабели электрические. Испытания наружных экструдированных оболочек, выполняющих специальную защитную функцию

СТБ IEC 60502-1-2012 Кабели силовые с экструдированной изоляцией и кабельная арматура на номинальное напряжение от 1 кВ (U_m = 1,2 кВ) до 30 кВ (U_m = 36 кВ). Часть 1 Кабели на номинальное напряжение 1 кВ (U_m = 1,2 кВ) и 3 кВ (U_m = 3,6 кВ)

СТБ IEC 60502-2-2018 Кабели силовые с экструдированной изоляцией и кабельная арматура на номинальное напряжение от 1 кВ (U_m = 1,2 кВ) до 30 кВ (U_m = 36 кВ). Часть 2: Кабели на номинальное напряжение от 6 кВ (U_m = 7,2 кВ) до 30 кВ (U_m = 36 кВ)

СТБ IEC 60840-2018 Кабели силовые с экструдированной изоляцией и кабельная арматура на номинальное напряжение от 30 (U_m = 36 кВ) и до 150 кВ (U_m = 170 кВ). Методы испытаний и требования

СТБ IEC 62067-2018 Кабели силовые с экструдированной изоляцией и их кабельная арматура на номинальное напряжение свыше 150 кВ (U_m = 170 кВ) до 500 кВ (U_m = 550 кВ). Методы испытаний и требования

СТБ ISO 6469-1-2021 Транспорт дорожный на электрической тяге. Требования безопасности. Часть 1. Подзаряжаемые системы аккумулирования энергии

ГОСТ 9.307-2021 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия цинковые горячие. Общие требования и методы контроля

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

ГОСТ 12.1.002-84 Система стандартов безопасности труда. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах

ГОСТ 12.1.009-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Термины и определения

ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

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

ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.3.019-80 Система стандартов безопасности труда. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний

ГОСТ 33-2016 Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости

ГОСТ 183-74 Машины электрические вращающиеся. Общие технические условия

ГОСТ 403-73 Аппараты электрические на напряжение до 1000 В. Допустимые температуры нагрева частей аппаратов

ГОСТ 433-73 Кабели силовые с резиновой изоляцией. Технические условия

ГОСТ 667-73 Кислота серная аккумуляторная. Технические условия

ГОСТ 839-2019 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия

ГОСТ 859-2014 Медь. Марки

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

ГОСТ 982-80 Масла трансформаторные. Технические условия

ГОСТ 1232-2017 Изоляторы линейные штыревые фарфоровые и стеклянные на напряжение от 1 до 35 кВ. Общие технические условия

ГОСТ 1282-88 Конденсаторы для повышения коэффициента мощности. Общие технические условия

ГОСТ 1516.2-97 Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции

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

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

ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 2213-79 Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие технические условия

ГОСТ 2590-2006 Прокат сортовой стальной горячекатаный круглый. Сортамент

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

ГОСТ 2933-93 Аппараты электрические низковольтные. Методы испытаний

ГОСТ 3242-79 Соединения сварные. Методы контроля качества

ГОСТ 3484.1-88 Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний

ГОСТ 3484.2-98 (МЭК 76-2–93) Трансформаторы силовые. Допустимые превышения температуры и методы испытания на нагрев

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

ГОСТ 3484.5-88 Трансформаторы силовые. Испытания баков на герметичность

ГОСТ 5616-89 Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия

ГОСТ 5915-70 Гайки шестигранные класса точности В. Конструкция и размеры

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

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

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

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

ГОСТ 6490-2017 Изоляторы линейные подвесные тарельчатые. Общие технические условия

ГОСТ 6581-75 Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний

ГОСТ 6709-72 Вода дистиллированная. Технические условия

ГОСТ 7217-87 Машины электрические вращающиеся. Двигатели асинхронные. Методы испытаний

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 7798-70 Болты с шестигранной головкой класса точности В. Конструкция и размеры

ГОСТ 7822-75 Масла нефтяные. Метод определения растворенной воды

ГОСТ 8008-97 Устройства переключения ответвлений обмоток трансформаторов под нагрузкой. Методы испытаний

ГОСТ 8024-90 Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний

ГОСТ 8608-96 Изоляторы опорные штыревые фарфоровые на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия

ГОСТ 9920-89 (МЭК 694–80, МЭК 815–86) Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции

ГОСТ 10121-76 Масло трансформаторное селективной очистки. Технические условия

ГОСТ 10159-79 Машины электрические вращающиеся коллекторные. Методы испытаний

ГОСТ 10169-77 Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний

ГОСТ 10434-82 Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования

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

ГОСТ 11359-75 Арматура линейная. Ряд разрушающих нагрузок. Соединения деталей. Параметры и размеры

ГОСТ 11362-96 (ИСО 6619–88) Нефтепродукты и смазочные материалы. Число нейтрализации. Метод потенциометрического титрования

ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

ГОСТ 11828-86 Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний

ГОСТ 13276-79 Арматура линейная. Общие технические условия

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

ГОСТ 14694-76 Устройства комплектные распределительные в металлической оболочке на напряжение до 10 кВ. Методы испытаний

ГОСТ 14695-97 Подстанции трансформаторные комплектные мощностью от 25 до 2500 кВ·А на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам

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

ГОСТ 16357-83 Разрядники вентильные переменного тока на номинальные напряжения от 3,8 до 600 кВ. Общие технические условия

ГОСТ 16441-78 Кабели маслонаполненные на переменное напряжение 110–500 кВ. Технические условия

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 17441-84 Соединения контактные электрические. Приемка и методы испытаний

ГОСТ 17512-82 Электрооборудование и электроустановки на напряжение 3 кВ и выше. Методы измерения при испытаниях высоким напряжением

ГОСТ 17516.1-90 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам

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

ГОСТ 18397-86 Выключатели переменного тока на номинальные напряжения 6–220 кВ для частых коммутационных операций. Общие технические условия

ГОСТ 18410-73 Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией. Технические условия

ГОСТ 19034-82 Трубки из поливинилхлоридного пластиката. Технические условия

ГОСТ 19330-2013 Стойки для опор контактной сети железных дорог. Технические условия

ГОСТ 19431-2023 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 20287-2023 (ISO 3016:2019) Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания

ГОСТ 21130-75 Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры

ГОСТ 22012-82 Радиопомехи индустриальные от линий электропередачи и электрических подстанций. Нормы и методы измерений

ГОСТ 21558-2018 Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия

ГОСТ 22483-2021 (IEC 60228:2004) Жилы токопроводящие для кабелей, проводов и шнуров

ГОСТ 22756-77 (МЭК 722-86) Трансформаторы (силовые и напряжения) и реакторы. Методы испытаний электрической прочности изоляции

ГОСТ 22782.0-81 Электрооборудование взрывозащищенное. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 23286-78 Кабели, провода и шнуры. Нормы толщин изоляции, оболочек и испытаний напряжением

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

ГОСТ 26093-84 Изоляторы керамические. Методы испытаний

ГОСТ 26881-86 Аккумуляторы свинцовые стационарные. Общие технические условия

ГОСТ 27396-93 (МЭК 120-84) Арматура линейная. Сферические шарнирные соединения изоляторов. Размеры

ГОСТ 27744-88 Изоляторы. Термины и определения

ГОСТ 28856-90 Изоляторы линейные подвесные стержневые полимерные. Общие технические условия

ГОСТ 28904-91 Системы управления электрофильтром. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 29280-92 (МЭК 1000-4-92) Совместимость технических средств электромагнитная. Испытания на помехоустойчивость. Общие положения

ГОСТ 29322-2014 (IEC 60038:2009) Напряжения стандартные

ГОСТ 30030-93 (МЭК 742-83) Трансформаторы разделительные и безопасные разделительные трансформаторы. Технические требования

ГОСТ 30244-94 Материалы строительные. Методы испытаний на горючесть

ГОСТ 30331.1-2013 (IEC 60364-1:2005) Электроустановки низковольтные. Часть 1. Основные положения, оценка общих характеристик, термины и определения

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

ГОСТ 30331.5-95 (МЭК 364-4-43-77) Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от сверхтока

ГОСТ 30331.9-95 (МЭК 364-4-473-77) Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Применение мер защиты от сверхтоков

ГОСТ 30331.10-2001 (МЭК 364-5-54-80) Электроустановки зданий. Часть 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Глава 54. Заземляющие устройства и защитные проводники

ГОСТ 30331.11-2001 (МЭК 364-7-701-84) Электроустановки зданий. Часть 7. Требования к специальным электроустановкам. Раздел 701. Ванные и душевые помещения

ГОСТ 30331.12-2001 (МЭК 364-7-703-84) Электроустановки зданий. Часть 7. Требования к специальным электроустановкам. Раздел 703. Помещения, содержащие нагреватели для саун

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

ГОСТ 31392-2009 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности (удельного веса) и плотности в градусах API ареометром

ГОСТ 30458-97 Машины электрические вращающиеся. Изоляция. Нормы и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.7-2013 (IEC 61000-4-7:2009) Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств

ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии

ГОСТ 31819.21-2012 (IEC 62053-21:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2

ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

ГОСТ 31946-2012 Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия

ГОСТ 31996-2012 Кабели силовые с пластмассовой изоляцией. на номинальное напряжение 0,66; 1 и 3 кВ. Общие технические условия

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 33073-2014 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 33110-2014 Масла электроизоляционные. Определение межфазного натяжения на границе вода-масло. Метод с применением кольца

ГОСТ 34370-2017 (ISO 527-1:2012) Пластмассы. Определение механических свойств при растяжении. Часть 1. Общие принципы

ГОСТ 33542-2015 (IEC 60445:2010) Основополагающие принципы и принципы безопасности для интерфейса "человек-машина", выполнение и идентификация. Идентификация выводов электрооборудования, концов проводников и проводников

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

ГОСТ IEC 60034-1-2014 Машины электрические вращающиеся. Часть 1. Номинальные значения параметров и эксплуатационные характеристики

ГОСТ IEC 60034-3-2015 Машины электрические вращающиеся. Часть 3. Специальные требования для синхронных генераторов, приводимых паровыми турбинами и турбинами на сжатом газе

ГОСТ IEC 60034-14-2014 Машины электрические вращающиеся. Часть 14. Механическая вибрация некоторых видов машин с высотами вала 56 мм и более. Измерения, оценка и пределы жесткости вибраций

ГОСТ IEC 60475-2014 Жидкости изоляционные. Отбор проб

ГОСТ IEC 60570-2-1-2011 Шинопроводы для светильников. Часть 2. Комбинированные шинопроводы. Раздел 1. Шинопроводы классов I и III

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

ГОСТ IEC 60814-2014 Жидкости изоляционные. Бумага и прессованный картон, пропитанные маслом. Определение содержания воды автоматическим кулонометрическим титрованием по Карлу Фишеру

ГОСТ IEC 60998-2-1-2013 Соединительные устройства для низковольтных цепей бытового и аналогичного назначения. Часть 2-1. Дополнительные требования к соединительным устройствам с резьбовыми зажимами, используемыми в качестве отдельных узлов

ГОСТ IEC 60998-2-2-2013 Соединительные устройства для низковольтных цепей бытового и аналогичного назначения. Часть 2-2. Дополнительные требования к соединительным устройствам с безвинтовыми зажимами, используемыми в качестве отдельных узлов

ГОСТ IEC 61000-6-5-2017 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 6-5. Общие стандарты. Помехоустойчивость оборудования, используемого в обстановке электростанции и подстанции

ГОСТ IEC 61125-2014 Жидкости изоляционные неиспользованные на основе углеводородов. Методы определения стойкости к окислению

ГОСТ IEC 61198-2014 Масла изоляционные нефтяные. Методы определения 2-фурфурола и родственных соединений

ГОСТ IEC 61439-1-2013 Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Общие требования

ГОСТ IEC 61534-21-2019 Системы шинопроводов. Часть 21. Дополнительные требования к системам шинопроводов, предназначенным для установки на стенах и потолке

ГОСТ IEC 61619-2014 Жидкости изоляционные. Определение загрязнения полихлорированными бифенилами (PCB) методом газовой хроматографии на капиллярной колонке

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

ГОСТ IEC/TR 61912-2-2013 Низковольтная коммутационная аппаратура и аппаратура управления. Устройства защиты от сверхтоков. Часть 2. Селективность в условиях сверхтоков

ГОСТ IEC 62196-1-2024 Вилки, штепсельные розетки, переносные розетки и вводы для транспортных средств. Проводная зарядка для электромобилей. Часть 1. Общие требования

ГОСТ IEC 62196-2-2018 Вилки, штепсельные розетки, переносные розетки и вводы транспортных средств. Проводная зарядка электрических транспортных средств. Часть 2. Требования к совместимости и взаимозаменяемости размеров вспомогательного оборудования переменного тока со штырями и контактными гнездами

ГОСТ ISO 8754-2013 Нефтепродукты. Определение содержания серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии

ГОСТ ISO 2719-2017 Нефтепродукты и другие жидкости. Методы определения температуры вспышки в приборе Мартенса-Пенского с закрытым тиглем

ГОСТ ISO 3675-2014 Нефть сырая и нефтепродукты жидкие. Лабораторный метод определения плотности с использованием ареометра

ГОСТ ISO 14596-2016 Нефтепродукты. Определение содержания серы методом рентгенофлуоресцентной спектрометрии с дисперсией по длине волны

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

В настоящем техническом кодексе применяют термины, установленные ТКП 427, СТБ 2574, и СТБ 2096, ГОСТ 31818.11, ГОСТ 12.1.009, ГОСТ 12.1.030, ГОСТ 16504, ГОСТ 18311, ГОСТ 19431, ГОСТ 24291, ГОСТ 27744, ГОСТ 30331.1, [1], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 арматура линейная на воздушной линии электропередачи напряжением до 1 кВ: Устройство, предназначенное для подвешивания и крепления неизолированных и самонесущих изолированных проводов к опорам воздушной линии электропередачи, соединения, ответвления, натяжения, поддержания и фиксации проводов; а также установки штыревых изоляторов и крепления на них неизолированных проводов.

3.2 балансовая группа: Необходимый и достаточный состав электрических присоединений на основании данных учета электрической энергии, по которым можно произвести сведение баланса для рассматриваемого объекта сведения баланса.

3.3 большие переходы: Пересечения судоходных участков рек, каналов, озер и водохранилищ, на которых устанавливаются опоры высотой 50 м и более, а также пересечения ущелий, оврагов, водных пространств и других препятствий с пролетом пересечения более 700 м независимо от высоты опор воздушной линии электропередачи.

3.4 вибрация проводов [тросов]: Периодические колебания провода [троса] в пролете с частотой от 3 до 150 Гц, происходящие в вертикальной плоскости при ветре и образующие стоячие волны с размахом (двойной амплитудой), который может превышать диаметр провода [троса].

3.5 воздушная линия электропередачи напряжением до 1 кВ: Открытая электроустановка, состоящая из неизолированных или самонесущих изолированных проводов, изолирующих элементов, линейной арматуры и несущих конструкций (опор, инженерных сооружений и т. д.) и предназначенная для передачи и распределения электроэнергии.

Примечание — Электрическая изоляция и механическое крепление с помощью линейной арматуры неизолированных проводов воздушной линии электропередачи осуществляется на изоляторах.

3.6 воздушная линия электропередачи с изолированными проводами напряжением до 1 кВ; ВЛИ: Устройство, предназначенное для передачи электроэнергии по изолированным, скрученным в жгут проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи линейной арматуры к

опорам и узлов крепления, крюков, кронштейнов к стенам зданий и сооружений. Участок проводов от распределительного устройства трансформаторной подстанции до опоры относится к ВЛИ.

3.7 выключатель-разъединитель; *разъединяющий выключатель; выключатель DCB*: Контактный коммутационный аппарат 35–330 кВ, совмещающий в себе функции выключателя и разъединителя без видимого разрыва, способный обеспечивать в отключенном положении изоляционный промежуток, удовлетворяющий нормированным требованиям к разъединителям, имеющий надежный механический указатель гарантированного положения контактов и приспособление для запирания замком в отключенном положении.

Примечание — Функции выключателя – это способность включать, проводить и отключать токи при нормальных условиях в цепи; включать, проводить в течение нормированного времени и отключать токи при нормированных анормальных условиях в цепи, таких как короткое замыкание.

3.8 выравнивание потенциалов: Снижение разности потенциалов (шагового напряжения) на поверхности земли или пола при помощи защитных проводников, проложенных в земле, в полу или на их поверхности и присоединенных к заземляющему устройству, или путем применения специальных покрытий земли.

3.9 главная заземляющая шина: Шина, являющаяся частью заземляющего устройства электроустановки напряжением до 1 кВ и предназначенная для присоединения нескольких проводников с целью заземления и уравнивания потенциалов.

3.10 главный распределительный щит; ГРЩ: Распределительный щит, через который снабжается электроэнергией все здание или его обособленная часть.

Примечание — Роль ГРЩ может выполнять ВРУ или щит низкого напряжения подстанции.

3.11 жила самонесущего изолированного провода вспомогательная: Изолированная токопроводящая жила в составе многожильного самонесущего изолированного провода для подключения цепей наружного освещения и контроля.

3.12 жила самонесущего изолированного провода несущая нулевая: Изолированная или неизолированная токопроводящая жила из алюминиевого сплава, выполняющая функцию несущего элемента и нулевого рабочего (N) и (или) нулевого защитного (PE) проводника.

Примечание — Допускается в качестве нулевой несущей жилы использование сталеалюминевого провода.

3.13 жила самонесущего изолированного провода основная: Изолированная токопроводящая жила, предназначенная для выполнения основной функции самонесущего изолированного провода. Несущим элементом самонесущего изолированного провода может быть жгут из основных жил одинакового сечения.

3.14 жила самонесущего изолированного провода уплотненная: Многопроволочная жила, обжатая для уменьшения ее размеров и зазоров между проволоками.

3.15 заземление: Преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством.

3.16 заземление защитное: Заземление, выполняемое в целях электробезопасности.

3.17 заземление функциональное [рабочее, технологическое]: Заземление точки или точек системы, или установки, или оборудования в целях, отличных от целей электробезопасности.

3.18 замыкание на землю: Случайный электрический контакт между токоведущими частями, находящимися под напряжением, и землей или с конструктивными частями, не изолированными от земли.

3.19 защитное автоматическое отключение питания: Автоматическое размыкание цепи одного или нескольких фазных проводников (и, если требуется, нулевого рабочего проводника), выполняемое в целях электробезопасности.

3.20 защитное зануление в электроустановках напряжением до 1 кВ: Преднамеренное соединение открытых проводящих частей с заземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с заземленным выводом источника однофазного тока, с заземленной точкой источника в сетях постоянного тока, выполняемое в целях электробезопасности.

3.21 защитное электрическое разделение цепей: Отделение одной электрической цепи от других цепей в электроустановках напряжением до 1 кВ с помощью:

– двойной изоляции;
– основной изоляции и защитного экрана;
– усиленной изоляции;
– разделительного трансформатора.

3.22 защитный проводник уравнивания потенциалов: Защитный проводник, предназначенный для защитного уравнивания потенциалов.

3.23 защитный экран: Проводящий экран, предназначенный для отделения электрической цепи и/или проводников от токоведущих частей других цепей.

3.24 здание вспомогательного назначения; ЗВН: Здание, состоящее из помещений, необходимых для организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования подстанций.

3.25 зона нулевого потенциала; *относительная земля*: Участок земли, находящийся вне зоны влияния какого-либо заземлителя, электрический потенциал этого участка принимается равным нулю.

3.26 зона растекания; *локальная земля*: Участок земли между заземлителем и зоной нулевого потенциала.

3.27 измерение: Определение значения физической величины опытным путем с помощью технических средств, имеющих нормированные метрологические свойства.

3.28 изоляция двойная: Изоляция в электроустановках, состоящая из основной и дополнительной изоляций.

3.29 изоляция дополнительная: Независимая изоляция в электроустановках напряжением до 1 кВ, выполняемая дополнительно к основной изоляции для защиты при косвенном прикосновении.

3.30 изоляция основная: Изоляция токоведущих частей, обеспечивающая в том числе защиту от прямого прикосновения.

3.31 изоляция рабочая самонесущего изолированного провода: Электрическая изоляция токопроводящих жил, обеспечивающая нормальную работу ВЛИ (3.6) и защиту от поражения электрическим током.

3.32 изоляция усиленная: Изоляция в электроустановках, обеспечивающая степень защиты от поражения электрическим током, равноценную двойной изоляции.

3.33 искусственный заземлитель: Заземлитель, специально выполняемый для целей заземления.

3.34 исправное состояние: Состояние электрооборудования, при котором оно соответствует всем требованиям конструкторской документации и технических нормативных правовых актов.

3.35 кабельный канал: Кабельное сооружение, закрытое и заглубленное (частично или полностью) в грунт, пол, перекрытие и т. п., укладку, осмотр и ремонт кабелей и оборудования которого возможно проводить лишь при снятом перекрытии. Высота кабельного канала определяется с учетом габаритов располагаемого оборудования и коммуникаций и условий их эксплуатации.

3.36 кабельный канал полупроходной: Кабельный канал высотой в свету 1,5 м, но не более 1,8 м.

3.37 кабельный канал проходной: Кабельный канал высотой в свету 1,8 м и более.

3.38 кабель нагревательный: Кабельное изделие, предназначенное для преобразования электрической энергии в тепловую в целях нагрева.

3.39 кабельная вставка: Кабельная линия электропередачи, включенная последовательно в разрыв воздушной линии электропередачи.

3.40 кабельное [техническое] подполье: Кабельный [технический] этаж, расположенный в нижней части здания, ограниченный полом и перекрытием или покрытием, с высотой и шириной продольных проходов согласно [2].

3.41 кабельный [технический] этаж: Кабельное сооружение, предназначенное для размещения кабелей, кабельных муфт и оборудования, предназначенного для обеспечения нормальной работы кабельных линий.

3.42 камера: Помещение, предназначенное для установки аппаратов, трансформаторов и шин.

3.43 камера закрытая: Камера, закрытая со всех сторон и имеющая сплошные (не сетчатые) двери.

3.44 камера взрывная: Закрытая камера, предназначенная для локализации возможных аварийных последствий при повреждении установленных в ней аппаратов.

3.45 камера огражденная: Камера, которая имеет проемы, защищенные полностью или частично несплошными (сетчатыми или смешанными) ограждениями.

3.46 квалифицированный обслуживающий персонал: Специально подготовленные работники, прошедшие проверку знаний в объеме, обязательном для данной работы (должности), и имеющие группу по электробезопасности, предусмотренную в ТКП 427.

3.47 класс напряжения электрооборудования: Номинальное напряжение электроустановки, для работы в которой предназначено данное электрооборудование.

3.48 косвенное прикосновение: Электрический контакт людей или животных с открытыми проводящими частями электроустановки, оказавшимися под напряжением при повреждении изоляции.

3.49 коэффициент замыкания на землю в трехфазной электрической сети: Отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

3.50 коридор обслуживания: Коридор вдоль камер или шкафов комплектного распределительного устройства, предназначенный для обслуживания аппаратов и шин.

3.51 магистраль воздушной линии электропередачи: Участок воздушной линии электропередачи с неизменным сечением фазных проводов, начиная от трансформаторной подстанции, к которому могут быть присоединены линейные ответвления или ответвления к вводу в здания и сооружения.

3.52 местность населенная: Земли городов в пределах городской черты в границах их перспективного развития по генплану, земли природоохранного, оздоровительного, рекреационного, историко-культурного назначения вокруг городов и других населенных пунктов в пределах черты этих пунктов, а также земли садоводческих товариществ, дачных кооперативов, включая населенную сельскую местность.

3.53 местность ненаселенная: Земли, за исключением населенной и труднодоступной местности; незастроенная местность, хотя бы и часто посещаемая людьми, доступная для транспорта и

сельскохозяйственных машин; местность с отдельными, редко стоящими строениями и временными сооружениями, включая ненаселенную сельскую местность.

3.54 местность труднодоступная: Местность, недоступная для транспорта и сельскохозяйственных машин.

Примечание — К труднодоступной местности относят труднопроходимые болота, местность с большим количеством оврагов и балок, поймы рек с множеством рукавов, проток, стариц, лес с густым подлеском, густую кустарниковую растительность.

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

3.56 напряжение испытательное частотой 50 Гц: Действующее значение напряжения переменного тока, которое должна выдерживать в течение заданного времени внутренняя и внешняя изоляция электрооборудования при определенных условиях испытания.

3.57 напряжение на заземляющем устройстве: Напряжение, возникающее при стекании тока с заземлителя в землю между точкой ввода тока в заземлитель и зоной нулевого потенциала.

3.58 напряжение переменного тока: Действующее значение напряжения.

3.59 напряжение постоянного тока: Напряжение постоянного тока или напряжение выпрямленного тока с содержанием пульсаций не более 10 % от действующего значения.

3.60 ненормированная измеряемая величина: Величина, абсолютное значение которой не регламентировано техническими нормативными правовыми актами.

Примечание – Оценка состояния оборудования в этом случае проводится путем сопоставления с данными аналогичных измерений на однотипном оборудовании, имеющем заведомо хорошие характеристики, или с результатами испытаний, проведенных изготовителем.

3.61 ответвление от воздушной линии электропередачи к вводу: Участок линии электропередачи от опоры магистрали или линейного ответвления до зажима (изолятора ввода).

3.62 ответвление от воздушной линии электропередачи линейное: Участок линии, присоединенный к магистрали воздушной линии электропередачи непосредственно или через другие линейные ответвления и имеющий, как правило, сечение, меньшее сечения магистрали.

Примечание — По линейному ответвлению энергия передается одному или нескольким потребителям. Направления линейных ответвлений могут быть произвольными, в том числе и вдоль магистрали. Участки линий на дополнительных опорах относятся к линейным ответвлениям.

3.63 охранная зона воздушных линий электропередачи: Зона вдоль линии в виде земельного участка и воздушного пространства, ограниченная вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии от крайних проводов при неотклоненном их положении на соответствующее расстояние S по [3].

Примечания

1 Для воздушных линий электропередачи с неизолированными проводами S составляет:

до 1 кВ включ.	–	2 м;
св. 1 кВ до 20 кВ	–	10 м;
35 кВ	–	15 м;
110 кВ	–	20 м;
220 кВ	–	25 м;
330 кВ	–	30 м;
750 кВ	–	40 м;

2 Для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами (ВЛИ) S = 1 м.

3 Для воздушных линий электропередачи с покрытыми (ВЛП) и защищенными (ВЛЗ) проводами S составляет:

10 (6)–20 кВ	–	5 м;
35 кВ	–	10 м;
110 кВ	–	12 м.

4 Для воздушных линий электропередачи с самонесущим кабелем до 35 кВ S = 1 м.

5 Для воздушных линий электропередачи, расположенных на пересечениях с поверхностными водными объектами, охранную зону образует воздушное и водное (водная поверхность) пространство вдоль линии электропередачи, непосредственно прилегающее к линии электропередачи и ограниченное параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по горизонтали по обе стороны от крайних проводов или самонесущего кабеля (при неотклоненном их положении) для судоходных поверхностных водных объектов, S = 100 м; для несудоходных поверхностных водных объектов, а также оврагов – на расстоянии, предусмотренном для установления охранных зон вдоль воздушной линии электропередачи, расположенной на земле.

3.64 пляска проводов [тросов]: Устойчивые периодические низкочастотные (0,2–2 Гц) колебания провода [троса] в пролете с односторонним или асимметричным отложением гололеда, мокрого снега, изморози или смеси, вызываемые ветром скоростью 3–25 м/с и образующие стоячие волны (иногда в сочетании с бегущими) с числом полуволн от одной до двадцати и амплитудой 0,3–5 м.

3.65 подстанция внутрицеховая; *распределительное устройство***:** Подстанция (распределительное устройство), расположенная внутри цеха открыто (без ограждения), за сетчатым ограждением, в отдельном помещении.

3.66 подстанция встроенная; *встроенное распределительное устройство***:** Подстанция (распределительное устройство), вписанная в контур основного здания, оборудование которой расположено в здании.

3.67 подстанция пристроенная; *пристроенное распределительное устройство*: Подстанция (распределительное устройство), непосредственно примыкающая к основному зданию электростанции, промышленного предприятия, к жилому или общественному зданию.

3.68 подстанция трансформаторная мачтовая; МТП: Открытая трансформаторная подстанция, все оборудование которой установлено на конструкциях (в том числе на двух и более стойках опор воздушной линии электропередачи) с площадкой обслуживания на высоте, не требующей ограждения подстанции.

3.69 подстанция трансформаторная столбовая; СТП: Открытая трансформаторная подстанция, все оборудование которой установлено на одностоечной опоре ВЛ на высоте, не требующей ограждения подстанции.

3.70 помещения без повышенной опасности: Помещения, в которых отсутствуют условия, описанные в 3.75 и 3.79, создающие повышенную или особую опасность поражения людей электрическим током.

3.71 помещения влажные: Помещения, в которых относительная влажность воздуха более 60 %, но не превышает 75 %.

3.72 помещения жаркие: Помещения, в которых под воздействием различных тепловых излучений температура превышает постоянно или периодически (более одних суток) плюс 35 °С

Примечание — К таким помещениям относят, например, помещения с сушилками, обжигательными печами, котельные.

3.73 помещения непроводящие [изолирующие]; *зоны; площадки:* Помещения, зоны, площадки, в которых (на которых) защита при косвенном прикосновении обеспечивается высоким сопротивлением пола и стен и в которых отсутствуют заземленные проводящие части.

3.74 помещения, опасные с точки зрения поражения людей электрическим током: Помещения с повышенной опасностью (3.79), особо опасные помещения (3.75), территория открытых электроустановок, которая приравнивается к особо опасным помещениям.

3.75 помещения особо опасные: Помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность поражения людей электрическим током:

– особо сырые;

– с химически активной или органической средой;

– одновременно два или более условий повышенной опасности.

3.76 помещения особо сырые: Помещения, в которых относительная влажность воздуха близка к 100 %: покрытые влагой потолок, стены, пол и другие предметы, находящиеся в помещении.

3.77 помещения пыльные: Помещения, в которых по условиям производства выделяется технологическая пыль, которая может оседать на токоведущих частях, проникать внутрь машин, аппаратов и т. п.

Примечание – Помещения пыльные разделяются на помещения с токопроводящей пылью и помещения с нетокопроводящей пылью.

3.78 помещение с нормальной средой: Сухое помещение (3.80), в котором отсутствуют условия, указанные для жарких помещений (3.72), пыльных (3.77) и помещений с химически активной или органической средой (3.82).

3.79 помещения с повышенной опасностью: Помещения, характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность поражения людей электрическим током:

– высокая температура;

– сырость или токопроводящая пыль;

– токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т. п.);

– возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям зданий, имеющим соединение с землей, технологическим аппаратам, механизмам и т. п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям) – с другой.

3.80 помещения сухие: Помещения, в которых относительная влажность воздуха не превышает 60 %.

3.81 помещения сырые: Помещения, в которых относительная влажность воздуха превышает 75 %.

3.82 помещения с химически активной или органической средой: Помещения, в которых постоянно или в течение длительного времени содержатся агрессивные пары, газы, жидкости, образуются отложения или плесень, разрушающие изоляцию и токоведущие части электрооборудования.

3.83 помещение электрощитовое: Помещение, доступное только для квалифицированного обслуживающего персонала, в котором устанавливаются ВУ (3.120), ВРУ (3.121), ГРЩ (3.10) и другие распределительные устройства.

3.84 предельно допустимое значение параметра: Наибольшее или наименьшее значение параметра, которое может иметь работоспособное электрооборудование.

3.85 пролет воздушной линии электропередачи: Участок воздушной линии электропередачи между двумя опорами или конструкциями, заменяющими опоры.

Примечание — Длина пролета – горизонтальная проекция этого участка воздушной линии электропередачи.

3.86 пролет анкерный: Участок воздушной линии электропередачи между двумя ближайшими анкерными опорами.

3.87 пролет весовой $l_{вес}$, м: Длина участка воздушной линии электропередачи, вес проводов (грозозащитных тросов) которого воспринимается промежуточной опорой.

3.88 пролет ветровой $l_{ветр}$, м: Длина участка воздушной линии электропередачи, с которого давление ветра на провода воспринимается опорой.

3.89 пролет габаритный $l_{габ}$, м: Пролет воздушной линии электропередачи, длина которого определяется нормированным вертикальным расстоянием от проводов до поверхности земли.

3.90 разделительный трансформатор: Трансформатор, первичная обмотка которого отделена от вторичных обмоток двойной или усиленной изоляцией.

3.91 район индивидуальной жилой застройки: Часть территории населенного пункта, которая согласно проектам детального планирования, разработанным на основе утвержденных генеральных планов данного населенного пункта, отведена под строительство установленного количества жилых домов (квартир) и обеспечивается соответствующими объектами инженерной и транспортной инфраструктуры.

3.92 расчетный учет электрической энергии (мощности) [расчетный учет]: учет количества производимой, передаваемой, распределяемой, отпускаемой или потребляемой электрической энергии (мощности), данные которого признаются сторонами договора электроснабжения, договора электроснабжения с владельцем блок-станции, договора купли-продажи электрической энергии, договора оказания услуг по передаче и распределению электрической энергии, договора оказания услуг по распределению электрической энергии и используются ими для взаиморасчетов по указанным договорам.

3.93 реклоузер: Устройство, установленное на несущих конструкциях (как правило, железобетонных или металлических стойках) и предназначенное для коммутации, пропускания, автоматического отключения и повторного включения цепи переменного тока без видимого разрыва цепи коммутации по предварительно заданной последовательности циклов отключения и включения с последующим возвратом функции АПВ в исходное состояние, сохранением включенного положения или блокировкой в отключенном состоянии.

3.94 ремонт: Комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделия и восстановлению ресурсов изделий или их составных частей.

3.95 ресурс: Наработка электрооборудования от начала его эксплуатации или его восстановления после ремонта до перехода в состояние, при котором дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна.

3.96 самонесущий изолированный провод; СИП: Скрученный в жгут двухжильный или многожильный провод для ВЛИ, содержащий изолированные жилы и несущий элемент, предназначенный для крепления и подвески провода.

Примечание — Механическая нагрузка СИП должна восприниматься несущим элементом.

3.97 секционирующий пункт: Пункт, предназначенный для секционирования (с автоматическим или ручным управлением) участка линий 6–110 кВ.

3.98 система SCADA [диспетчерское управление и сбор данных]: Программный пакет, предназначенный для разработки и обеспечения работы в реальном времени систем управления, сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления.

3.99 совмещенные нулевой защитный и нулевой рабочий проводники *PEN*: Проводники в электроустановках напряжением до 1 кВ, совмещающие функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников.

3.100 сопротивление заземляющего устройства: Отношение напряжения на заземляющем устройстве к току, стекающему с заземлителя в землю.

3.101 старение самонесущего изолированного провода: Процесс накопления необратимых изменений в изоляции самонесущего изолированного провода в результате воздействия одного или совокупности эксплуатационных факторов, приводящих к ухудшению свойств изоляции или ее отказу.

3.102 стесненные условия: Условия, работа в которых ведет к снижению производительности труда, существенному затруднению эксплуатации машин и механизмов и требует повышенных мер безопасности.

Примечание — К таким условиям относится работа в действующих подстанциях, охранных зонах линий электропередачи и связи, эксплуатируемых зданиях и сооружениях, производстве земляных работ вблизи подземных коммуникаций, наземных строений и предметов (деревьев, сооружений и т. д.).

3.103 стрела провеса провода f, м: Расстояние по вертикали от прямой, соединяющей точки крепления провода, до провода в точке его наибольшего провеса.

3.104 стрела провеса провода габаритная $f_{габ}$, м: Наибольшая стрела провеса провода в габаритном пролете.

3.105 строительная длина воздушной линии электропередачи [ВЛИ]: Магистраль воздушной линии электропередачи [ВЛИ], включая участок проводов от распредустройства 0,4 кВ трансформаторной подстанции до первой опоры воздушной линии электропередачи [ВЛИ] («нулевой пролет») и линейные ответвления от воздушной линии электропередачи [ВЛИ].

3.106 строительная часть электроустановки: Здания, сооружения, помещения, их конструктивные элементы (стены, перекрытия, фундаменты, ограждения) и инженерные системы (вентиляции, водоснабжения, канализации, отопления, освещения, пожаротушения, сигнализации), которые служат для размещения и защиты электрооборудования электроустановки от внешних воздействий (температуры, влаги, вибрации).

3.107 счетчик статический (электронный); СЭ: Счетчик, в котором ток и напряжение воздействуют на твердотельные (электронные) элементы для создания на выходе импульсов, число которых пропорционально измеряемой энергии.

3.108 счетчик электрической энергии [мощности] с расщепленной архитектурой [сплит-счетчик]: Интегрирующий по времени прибор [счетчик], предназначенный для измерения количества активной и (или) реактивной электрической энергии [мощности], имеющий конструктивно расщепленные измерительную часть и устройство отображения.

3.109 счетчик электромеханический: Счетчик, в котором токи, протекающие в неподвижных катушках, взаимодействуют с токами, индуцируемыми в подвижном элементе, что приводит его в движение, при котором число оборотов пропорционально измеряемой энергии согласно ГОСТ 31818.11.

3.110 счетчик электронный цифровой; ЦСЭ: Счетчик, в который значения токов и напряжений поступают в цифровой форме согласно протоколу [4].

3.111 технический (контрольный) учет электрической энергии (мощности): Учет количества производимой, передаваемой, распределяемой, отпускаемой или потребляемой электрической энергии (мощности), результаты которого используются для контроля за потреблением электрической энергии (мощности) и составления балансов электрической энергии по объектам (структурным подразделениям) энергоснабжающих организаций, потребителей, а также субабонентам, арендаторам и ссудополучателям.

3.112 техническое обслуживание: Комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании.

3.113 токопровод: Устройство, предназначенное для передачи и распределения электроэнергии, состоящее из неизолированных или изолированных проводников и относящихся к ним изоляторов, защитных оболочек, ответвительных устройств, поддерживающих и опорных конструкций.

3.114 токопровод протяженный: Токопровод напряжением выше 1 кВ, выходящий за пределы одной электроустановки.

3.115 точка общего присоединения; ТОП: Точка электрического подключения в электроэнергетической системе, ближайшая к конкретной нагрузке или генератору, к которой подключены или могут быть подключены другие нагрузки или генераторы

3.116 трасса воздушной линии электропередачи в стесненных условиях: Участки трассы воздушной линии электропередачи, проходящие по территориям, насыщенным надземными и (или) подземными коммуникациями, сооружениями, строениями, городским территориям, лесонасаждениям, на которых исключается независимое (без учета взаимного влияния) расположение сооружаемых объектов, а размещение их на другой территории не может быть экономически обосновано.

3.117 тросовое крепление: Устройство для прикрепления грозозащитных тросов к опоре.

Примечание — Если в состав тросового крепления входит один или несколько изоляторов, то оно называется изолированным.

3.118 уравнивание потенциалов: Электрическое соединение проводящих частей для достижения равенства их потенциалов. Защитное уравнивание потенциалов – уравнивание потенциалов, выполняемое в целях электробезопасности.

3.119 установка распределенного электрообогрева: Совокупность функционально связанных между собой электронагревательных секций различного типа (кабельных, пленочных, пластинчатых), электроустановочных изделий общего назначения, кабельных линий и электропроводок для внешних соединений электронагревательных элементов со шкафом управления или блоком питания, а также механических крепежных и защитных элементов.

3.120 устройство вводное; ВУ: Совокупность конструкций, аппаратов и приборов, устанавливаемых на вводе питающей линии в здание или в его обособленную часть.

3.121 устройство вводно-распределительное; ВРУ: Вводное устройство, включающее в себя также аппараты и приборы отходящих линий.

3.122 устройство сопряжения с шиной; УСШ: Блок сопряжения, который принимает множество аналоговых сигналов от трансформаторов тока/напряжения и дискретных входов и производит множество синхронизированных по времени последовательных однонаправленных многоточечных цифровых выводов «точка-точка», обеспечивая передачу данных через логические интерфейсы.

3.123 устройство электроустановки: Внутренняя структура, взаимосвязи и взаимное расположение частей электроустановки, функционирующие как единое целое в процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической энергии, а также преобразования ее в другие виды энергии.

3.124 цифровая подстанция: Подстанция, оборудованная комплексом цифровых устройств (терминалов) для решения задач релейной защиты и автоматики (РЗА) и АСУ ТП, регистрации аварийных событий (РАС), учета и контроля качества электроэнергии, телемеханики на основе использования архитектуры и технологий по [5].

3.125 шина процесса стандарта: Коммуникационная шина данных, обеспечивающая цифровую связь между электронными трансформаторами тока/напряжения или объединяющими устройствами и устройствами присоединения, такими как реле защиты, контроллерами или счетчиками присоединения.

3.126 эквивалентное удельное сопротивление земли с неоднородной структурой: Удельное электрическое сопротивление земли с однородной структурой, в которой сопротивление заземляющего устройства имеет то же значение, что и в земле с неоднородной структурой.

Примечание — Термин «удельное сопротивление», используемый в 4.3 для земли с неоднородной структурой, следует понимать, как эквивалентное удельное сопротивление.

3.127 электрическая сеть с эффективно заземленной нейтралью: Трехфазная электрическая сеть напряжением выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4.

3.128 электрический аппарат: Электротехническое устройство, предназначенное для изменения, регулирования, измерения и контроля электрических и неэлектрических параметров различных устройств, машин, механизмов и др., а также для их защиты от перегрузок при недопустимых или аварийных режимах работы.

3.129 цифровой трансформатор напряжения; ЦТН: Преобразователь (устройство), отдельно стоящий или встроенный в основное оборудование, измеряющий напряжения в системе и обеспечивающий выдачу цифровых потоков измерений, согласно [4]

3.130 цифровой трансформатор тока; ЦТТ: Преобразователь (устройство), отдельно стоящий или встроенный в основное оборудование, измеряющий токи в системе и обеспечивающий выдачу цифровых потоков измерений, согласно [4] и [6].

3.131 электрическая (электротехническая) часть электроустановки: Совокупность машин, аппаратов, линий электропередачи и вспомогательного оборудования, предназначенных для производства, преобразования, передачи и распределения электрической энергии, а также преобразования ее в другие виды энергии.

3.132 электрическое присоединение: Присоединенные (подключенные) к шинам (системам, секциям шин) линии электропередачи, вводы трансформаторов или автотрансформаторов, устройства компенсации реактивной мощности, а также ячейки секционных, шиносоединительных и обходных выключателей.

3.133 электрооборудование с нормальной изоляцией: Электрооборудование, предназначенное для применения в электроустановках, подверженных действию атмосферных перенапряжений, при обычных мерах по грозозащите.

3.134 электрооборудование с облегченной изоляцией: Электрооборудование, предназначенное для применения лишь в электроустановках, не подверженных действию атмосферных перенапряжений, или при специальных мерах по грозозащите, ограничивающих амплитуду атмосферных перенапряжений до значений, не превышающих амплитуду одноминутного испытательного напряжения частотой 50 Гц.

3.135 электропомещения: Помещения или отгороженные (например, сетками) части помещения, в которых расположено электрооборудование, доступное только для квалифицированного обслуживающего персонала.

3.136 электросетевые объекты Линии электропередачи, электрические подстанции, распределительные устройства и иное оборудование, подключенные к электроэнергетической системе и предназначенные для передачи и распределения электрической энергии.

3.137 электроустановка: Совокупность машин, аппаратов, линий электропередачи и вспомогательного оборудования вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены, предназначенных для производства, преобразования, передачи и распределения электрической энергии, а также преобразования ее в другие виды энергии.

3.138 электроустановки закрытые или внутренние: Электроустановки, размещенные внутри здания, защищающего их от атмосферных воздействий.

3.139 электроустановки открытые или наружные: Электроустановки, не защищенные зданием от атмосферных воздействий.

Примечание — Электроустановки, защищенные только навесами, сетчатыми и другими ограждениями, рассматриваются как наружные.

В настоящем техническом кодексе применяются следующие сокращения:

АБ – аккумуляторная батарея;

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АРВ – автоматический регулятор возбуждения;

АСКПКЭ – автоматизированная система контроля показателей качества электроэнергии;
АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии;
АУВП – автоматическая установка водяного пожаротушения;
БАО − блок аварийного освещения;
БСВ – система бесщеточного возбуждения;
ВЛ – воздушная линия электропередачи;
ВЛП − воздушная линия электропередачи свыше 1 кВ, выполненная проводами, покрытыми защитной изолирующей оболочкой (покрытыми проводами);
ВОЛС-ВЛ – волоконно-оптическая линия связи на воздушной линии электропередачи;
ВЭЖХ – высокоэффективная жидкостная хроматография;
ГТС – городская телефонная связь;
ГЩУ – главный щит управления;
ИП – искровые промежутки;
КЗ – короткое замыкание;
КТП – комплектная трансформаторная подстанция наружной установки;
ЛПВ – линия проводного вещания;
ЛСТС – линия сельской телефонной связи;
МП – магнитное поле;
МТС – междугородняя телефонная связь;
НКУ – низковольтное комплектное устройство;
ОК – оптический кабель;
ОКСН − оптический кабель неметаллический самонесущий;
ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;
ОПУ – общеподстанционный пункт управления;
ПКЭ – показатели качества электроэнергии;
ПН – производственные нужды;
ППТ – потребитель постоянного тока;
ПС – трансформаторная подстанция;
ПТ – последовательный трансформатор;
РВ – разрядник вентильный;
РРВ – резервный регулятор возбуждения;
РТ – разрядник трубчатый;
РУ – распределительное устройство;
РЩ – распределительный щит;
СВ – система возбуждения;
СИ – средства измерений;
СН – собственные нужды;
СНН – сверхнизкое напряжение;
ССП – сетевой секционирующий пункт;
СТН – система тиристорного независимого возбуждения;
СТС – система тиристорного самовозбуждения;
СТС-Р – система тиристорного самовозбуждения резервных возбудителей;
СУВ – система управления возбуждения;
СУТ − система управления тиристором;
ТН – трансформатор напряжения
ТНПА – технический нормативный правовой акт;
ТТ – трансформатор тока;
УГП – устройство гашения поля;
УЗО – устройство защитного отключения;
УЗИП – устройство защиты от перенапряжений;
УКПКЭ – устройство контроля показателей качества электроэнергии;
УСПД – устройство сбора и передачи данных;
УСШ – устройство сопряжения шин;
ХН – хозяйственные нужды;
ЧРЭП - частотно-регулируемый электропривод;
ЭМК – система с электромашинным коллекторным возбудителем;
ЭП – электрическое поле.

4 Общие положения

4.1 Общие положения

4.1.1 Применяемые в электроустановках электрооборудование, электротехнические изделия и материалы должны соответствовать требованиям технической документации и ТНПА.

4.1.2 Конструкция, исполнение, способ установки, класс и характеристики изоляции применяемых машин, аппаратов, приборов и прочего электрооборудования, а также кабелей и проводов должны соответствовать параметрам сети или электроустановки, режимам работы, условиям окружающей среды и требованиям настоящего технического кодекса.

4.1.3 Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия.

4.1.4 Строительная и санитарно-техническая части электроустановок (конструкция здания и его элементов, отопление, вентиляция, водоснабжение и пр.) должны быть выполнены в соответствии со строительными нормами и строительными правилами при обязательном соблюдении дополнительных требований, приведенных в соответствующих разделах настоящего технического кодекса.

4.1.5 Электроустановки должны удовлетворять требованиям нормативных правовых актов и ТНПА в области охраны окружающей природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости.

4.1.6 Устройство электроустановок должно обеспечивать электромагнитную совместимость аппаратов, систем и компонентов электроустановок в соответствии с требованиями ТР ТС 020/2011 и других ТНПА.

4.1.7 Электроустановки должны обеспечивать нормы допускаемых индустриальных радиопомех и защиту устройств связи, железнодорожной сигнализации и телемеханики от опасного и мешающего влияния линий электропередачи.

4.1.8 В соответствии с требованиями законодательства об обращении с отходами, об охране окружающей среды, в том числе техническими нормативными правовыми актами, в электроустановках должна быть исключена возможность попадания указанных отходов в водные объекты, систему отвода ливневых вод, а также на территории, не предназначенные для размещения таких отходов.

В электроустановках на специально оборудованных площадках должны быть предусмотрены раздельный сбор и удаление отходов производства: химических веществ, масел, технических вод и др.

4.1.9 Устройство электроустановок должно обеспечивать возможность легкого распознавания частей, относящихся к отдельным элементам электроустановки (простота и наглядность схем, надлежащее расположение электрооборудования, надписи, маркировка, расцветка).

4.1.10 Цветовое и цифровое обозначение отдельных изолированных или неизолированных проводников приведено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 — Цветовое и цифровое обозначение отдельных изолированных или неизолированных проводников напряжением до 1 кВ

Проводники	Буквенное обозначение	Цветовое обозначение по [7]	Цветовое обозначение по ГОСТ 33542
Защитного заземления; нулевые защитные, в том числе шины	PE	Чередующиеся продольные или поперечные полосы одинаковой ширины (для шин от 15 до 100 мм) желтого и зеленого цветов	Желто-зеленые полосы
Нейтральные	N	Голубой цвет	Синий цвет
Совмещенные защитные и нейтральные	PEN	Голубой цвет по всей длине и желто-зеленые полосы на концах	Желто-зеленым цветом по всей их длине и, кроме того, метками синего цвета на их концах и в точках соединений или синим цветом по всей их длине и, кроме того, метками желто-зеленого цвета на их концах и в точках соединений
Шины фаз при переменном трехфазном токе	L1	Желтый цвет	Коричневый цвет
	L2	Зеленый цвет	Черный цвет
	L3	Красный цвет	Серый цвет
Шины фаз при переменном однофазном	Шина L1, присоединенная к началу обмотки источника питания	Желтый цвет	Для фазного проводника однофазной электрической цепи, питающейся непосредственно от однофазного источника питания, предпочтительным
	Шина L2, присоединенная к	Красный цвет	

	концу обмотки источника питания		цветом является коричневый. Если однофазная электрическая цепь является ответвлением от трехфазной электрической цепи, цветовая идентификация фазного проводника однофазной электрической цепи должна совпадать с цветовой идентификацией того фазного проводника трехфазной электрической цепи, с которым он имеет электрическое соединение
Шины при постоянном токе	Положительная шина (L+)	Красный цвет	Коричневый цвет
	Отрицательная (L–)	Синий цвет	Серый цвет
	Нулевая рабочая M	Голубой цвет	Синий цвет

Примечания

1 Допускается использование только цветового обозначения.

2 Шины однофазного тока, если они являются ответвлением от шин трехфазной системы, обозначаются как соответствующие шины трехфазного тока

3 Цветовое обозначение должно быть выполнено по всей длине шин, если оно предусмотрено также для более интенсивного охлаждения или антикоррозионной защиты.

4 Допускается выполнять цветовое обозначение не по всей длине шин, только цветовое или только буквенно-цифровое обозначение либо цветовое в сочетании с буквенно-цифровым в местах присоединения шин. Если неизолированные шины недоступны для осмотра в период, когда они находятся под напряжением, то допускается их не обозначать. При этом не должен снижаться уровень безопасности и наглядности при обслуживании электроустановки.

По ГОСТ 33542:

1) цветовая идентификация неизолированных проводников должна быть выполнена на концах и в точках соединений;
2) идентификация посредством цветов или меток не требуется для:
   – концентрических жил кабелей;
   – металлических оболочек или брони кабелей в случае, когда их используют в качестве защитного проводника;
   – неизолированных проводников в тех случаях, когда постоянная идентификация практически не выполнима;
   – сторонних проводящих частей, используемых в качестве защитного проводника;
   – открытых проводящих частей, используемых в качестве защитного проводника.

4.1.11 При расположении шин в распределительных устройствах (кроме комплектных сборных ячеек одностороннего обслуживания (КСО) и комплектных распределительных устройств (КРУ) 6–10 кВ, а также панелей 0,4–0,69 кВ заводского изготовления) необходимо соблюдать следующие условия таблица 4.2.

Таблица 4.2 — Расположение шин в распределительных устройствах (кроме комплектных сборных ячеек одностороннего обслуживания (КСО) и комплектных распределительных устройств (КРУ) 6–10 кВ, а также панелей 0,4–0,69 кВ заводского изготовления)

Наименование шин	Условие	Расположение
Сборные, обходные и секционные шины	при вертикальном расположении (в одной плоскости или треугольником): сверху вниз	L1–L2–L3
	при горизонтальном расположении: слева-направо	L1–L2–L3 или наиболее удаленная шина – L1, средняя – L2, ближайшая к коридору обслуживания – L3
Ответвления от сборных шин, если смотреть на шины из коридора обслуживания (при наличии трех коридоров – из центрального)	при горизонтальном расположении: слева направо или при вертикальном расположении (в одной плоскости или треугольником): сверху вниз	L1–L2–L3
Шины в пяти и четырехпроводных	при вертикальном	L1-L2-L3-N-PE (PEN)

цепях трехфазного переменного тока в электроустановках напряжением до 1 кВ	расположении: сверху вниз	
	при горизонтальном расположении: слева направо	L1-L2-L3-N-PE (PEN) или наиболее удаленная шина L1, затем фазы L2-L3-N, ближайшая к коридору обслуживания – PE (PEN)
Ответвления от сборных шин, если смотреть на шины из коридора обслуживания	при горизонтальном расположении: слева направо	L1-L2-L3-N-PE (PEN)
	при вертикальном расположении	L1-L2-L3-N-PE (PEN) сверху вниз
Сборные шины при постоянном токе	при вертикальном расположении	верхняя М, средняя (–), нижняя (+)
	при горизонтальном расположении	наиболее удаленная М, средняя (–) и ближайшая (+), если смотреть на шины из коридора обслуживания
Ответвления от сборных шин при постоянном токе		левая шина М, средняя (–), правая (+), если смотреть на шины из коридора обслуживания
Примечание — В отдельных случаях допускаются отступления от требований, приведенных в таблице, если их выполнение связано с существенным усложнением электроустановок (например, вызывает необходимость установки специальных опор вблизи подстанции для транспозиции проводов ВЛ) или если на подстанции применяются две или более ступеней трансформации.		

4.1.12 Электроустановки по условиям электробезопасности разделяются на электроустановки напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ (по действующему значению напряжения).

4.1.13 Электроустановки по величине большего номинального напряжения в электроустановке разделяются на электроустановки (по действующему значению напряжения): низкого напряжения – напряжение не превышает 1 кВ; среднего напряжения напряжение превышает 1 кВ, но не превышает 35 кВ; высокого напряжения – напряжение превышает 35 кВ, но не превышает 220 кВ; сверхвысокого напряжения – напряжение превышает 220 кВ, но не превышает 750 кВ.

4.1.14 В электропомещениях с установками напряжением до 1 кВ допускаются неизолированные и изолированные токоведущих части без защиты от прикосновения, если по местным условиям такая защита не является необходимой для каких-либо иных целей (например, для защиты от механических воздействий). При этом доступные прикосновению части должны располагаться так, чтобы нормальное обслуживание не было сопряжено с опасностью прикосновения к ним.

4.1.15 В жилых, общественных и других помещениях устройства для ограждения и закрытия токоведущих частей должны быть сплошные; в помещениях, доступных только для квалифицированного персонала, они могут быть сплошные, сетчатые или дырчатые.

Ограждающие и закрывающие устройства должны быть выполнены так, чтобы снимать или открывать их можно было только при помощи ключей или инструментов.

4.1.16 При напряжении выше 1 кВ толщина металлических ограждающих и закрывающих устройств должна быть не менее 1 мм.

4.1.17 Для защиты от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и электрических полей повышенной напряженности персонал, обслуживающий электрические установки, должен быть обеспечен средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с ТКП 290, требованиями ТКП 427 и другими ТНПА.

4.1.18 Для обеспечения безопасности должны соблюдаться минимально допустимые расстояния от проводов воздушных линий электропередачи:

- напряжением до 1 кВ до ближайших объектов, как приведено в [8] (приложение А);
- напряжением выше 1 кВ до ближайших объектов, как приведено в [8] (приложение Б).

4.1.19 Электроустановки должны быть снабжены техническими средствами противопожарной защиты и инвентарем в соответствии с требованиями настоящего технического кодекса и соответствующих ТНПА.

4.1.20 Вновь сооруженные и реконструированные электроустановки и установленное в них электрооборудование должны быть подвергнуты приемо-сдаточным испытаниям в соответствии с 4.4.

4.1.21 Приемка в эксплуатацию и допуск вновь сооруженных и реконструированных электроустановок должны проводиться в соответствии с установленным порядком допуска в эксплуатацию новых и реконструированных электроустановок, а также ТНПА.

4.1.22 Наряду с настоящим техническим кодексом следует руководствоваться ТНПА и технической документацией изготовителей электрооборудования. ТНПА и техническая документация изготовителей электрооборудования действуют в вопросах, не охваченных настоящим техническим кодексом.

4.2 Учет электроэнергии и контроль показателей качества электроэнергии

4.2.1 Расчетный учет электроэнергии

4.2.1.1 Расчетный учет электроэнергии на относящихся к энергосистеме ПС, ТП и РП должен соответствовать требованиям [8] и [9].

4.2.1.2 Такие же требования к расчетному учету электроэнергии, как для аналогичных объектов энергосистемы, распространяются:

- на подстанции 35 кВ и выше, находящиеся на балансе ЭСО (помимо энергосистемы) и потребителей;
- на РУ электростанций с выдачей электроэнергии в сети энергосистемы.

4.2.1.3 Расчетный учет электроэнергии организуется, как правило, на границе балансовой принадлежности.

4.2.1.4 В электрических сетях 0,4-20 кВ организация расчетного учета не на границе балансовой принадлежности допускается в соответствии с [9] (пункты 14.2.4-14.2.5).

4.2.1.5 Совокупность средств расчетного и технического учета электрической энергии, установленных на каждом энергообъекте, должна обеспечивать получение полного баланса электроэнергии по объекту, а также:

a) на ПС 35 кВ и выше – для шин (систем, секциях шин) напряжением 6 кВ и выше;

b) на электростанциях с генерирующей мощностью 1 МВт и более – для шин (систем, секциях шин), с которых осуществляется отпуск электроэнергии в электрическую сеть;

c) на ТП 6-20/0,4 кВ и РП 6-20 кВ – для секций 0,4 кВ.

Примечание — перечисление а) не распространяется на энергообъекты, не имеющие электрических связей с объектами других субъектов хозяйствования.

4.2.1.6 На электростанции с генерирующей мощностью 1 МВт и выше расчетный учет электрической энергии должен обеспечивать определение количества полученной и переданной активной и реактивной электрической энергии и мощности (усредненные за определенный интервал времени) за расчетные и контрольные периоды:

- для каждого генератора;
- раздельно для СН, ХН и ПН;
- для линий, отходящих от шин электростанций в энергосистему и иные ЭСО, к потребителям и прочим субъектам хозяйствования;
- для межгосударственных и межсистемных линий;
- для потребителей, запитанных от РУ СН.

Пояснение: по СН, ПН и ХН в общем случае возможна выдача реактивной мощности, а генераторы могут потреблять реактивную мощность в режимах недовозбуждения.

4.2.1.7 На электростанции с генерирующей мощностью до 1 МВт расчетный учет электрической энергии должен обеспечивать определение за расчетные и контрольные периоды значений полученной и переданной активной и реактивной электрической энергии и мощности, усредненные на определенном интервале времени:

– каждым генератором (кроме ветряных и солнечных электростанций) и в сумме;
– раздельно на СН и ХН;
– в электрические сети энергосистемы и других собственников;
– потребителям по линиям, отходящим от шин электростанций непосредственно к этим потребителям;
– потребителей, запитанных от РУ СН;

4.2.1.8 Расчетный учет электрической энергии у потребителей (за исключением граждан – бытовых потребителей) должен обеспечивать определение за расчетные и контрольные периоды значения полученной и переданной активной и реактивной электрической энергии и мощности, усредненные на определенном интервале времени, в соответствии с применяемыми тарифными ставками:

– раздельно и в сумме по всем точкам электропитания;
– раздельно и в сумме по всем питающим точкам электропитания субабонентов данного потребителя;
– транзитных перетоков – в сумме и раздельно по каждому транзиту.

При наличии у потребителя генерирующих мощностей система учета электроэнергии должна обеспечивать учет выработки и отпуска в сеть энергоснабжающей организации активной и реактивной электрической энергии и мощности (получасовых графиков нагрузки), с обязательной оперативной передачей в АСКУЭ энергоснабжающей организации.

4.2.1.9 Для линий электропередачи, принадлежащих потребителям, расчетные счетчики допускается устанавливать на приемном конце линии у потребителей в случаях, когда трансформаторы тока на электростанциях и ПС, выбранные по условиям тока КЗ или по характеристикам дифференциальной защиты шин, не обеспечивают требуемой точности учета электроэнергии.

4.2.1.10 Для каждого обходного или шиносоединительного (секционного) выключателя, используемого в качестве обходного для присоединений, имеющих расчетный учет, также необходимо организовывать расчетный учет электроэнергии.

4.2.1.11 Точки подключения средств расчетного учета электроэнергии определяются при проектировании, исходя из требований 4.2.1.6-4.2.1.10.

4.2.1.12 Расчетный учет электроэнергии производится для активной и реактивной энергии и мощности, в двух направлениях. Для собственных и хозяйственных нужд допускается производить учет активной и реактивной электроэнергии и мощности в одном направлении. Для граждан – бытовых потребителей реализуется учет активной электроэнергии в одном направлении.

4.2.1.13 Типы средств измерений, используемые для расчетного учета электрической энергии, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений Республики Беларусь. Средства измерений, входящие в состав АСКУЭ, с помощью которой осуществляются расчеты за потребленную электроэнергию и мощность между энергоснабжающими организациями и потребителями, должны также отвечать требованиям, приведенным в СТБ 2096, [92].

4.2.1.14 В расчётном учете электроэнергии для соответствующих измерений и хранения их результатов применяются СЭ с цифровым интерфейсом или ЦСЭ. Не допускается использование в расчетном учете, электромеханических СЭ (в том числе со встроенными датчиками).

4.2.1.15 При учете электроэнергии в двух направлениях должен использоваться один СЭ (ЦСЭ), учитывающий активную и реактивную электроэнергию в двух направлениях. При учете активной и реактивной электроэнергии в одном направлениях должен использоваться один СЭ, учитывающий активную и реактивную электроэнергию в одном или двух направлениях.

4.2.1.16 Трехфазный учет электроэнергии должен проводиться с помощью трехфазных трехэлементных СЭ или ЦСЭ.

4.2.1.17 Для точек учета однофазной и трехфазной сети, в которых необходимо измерять количество электроэнергии по многотарифной системе, должны использоваться соответствующие многотарифные СЭ (ЦСЭ), позволяющие реализовать применяемую тарифную систему.

4.2.1.18 В расчетном учете электроэнергии должны применяться СЭ следующих классов точности:

а) для межгосударственных и межсистемных ЛЭП — не хуже 0,2S;

б) для электрических присоединений напряжением 110 кВ и выше — не хуже 0,2S;

в) для электрических присоединений, питающих потребителей электрической энергии (кроме физических лиц): для напряжений 35 кВ и выше — не хуже 0,2S; для напряжений 6–20 кВ — не хуже 0,5S; для напряжений 0,38 кВ — не хуже 0,5S для СЭ трансформаторного включения, не хуже 1,0 для СЭ прямого включения;

г) для электроприемников и групп электроприемников собственных, хозяйственных и производственных нужд на энергообъектах — не хуже 0,5S для СЭ трансформаторного включения, не хуже 1,0 для СЭ прямого включения;

д) для остальных электрических присоединений на энергообъектах — не хуже 0,5S;

е) для объектов индивидуальной жилой застройки, подключенных к ВЛ напряжением 0,38 кВ, — не хуже 1,0.

При этом применение для учета электрической энергии классов точности 0,5 и 0,2 (без «S») не допускается.

4.2.1.19 Класс точности СЭ по реактивной электрической энергии может выбираться на одну ступень ниже соответствующего класса точности по активной электрической энергии, но не хуже 1,0.

4.2.1.20 Дублирующие СЭ (ЦСЭ) следует устанавливать

а) на межгосударственных и межсистемных ЛЭП;

б) на ЛЭП напряжением 35 кВ и выше, к которым непосредственно подключен хотя бы один потребитель;

в) на ЛЭП напряжением 35 кВ и выше, связывающих объект ЭСО с электростанцией;

г) на ЛЭП выдачи мощности электростанции напряжением 35 кВ и выше.

4.2.1.21 СЭ должны иметь технические параметры и метрологические характеристики, соответствующие требованиям ГОСТ 31818.11, ГОСТ 31819.21, ГОСТ 31819.22 и ГОСТ 31819.23, в зависимости от выбранного класса точности и исполнения.

4.2.1.22 Схемы подключения СЭ (УСШ и ЦСЭ) должны соответствовать схемам, приведенным в паспортах, руководствах по эксплуатации соответствующих приборов учета.

4.2.2 Технический учет электроэнергии

4.2.2.1 Если в балансовой группе есть хотя бы одно электрическое присоединение с расчетным учетом электроэнергии, то к техническому учету электрических присоединений данной балансовой группы, предъявляются такие же требования, как к расчетному учету.

4.2.2.2 Для РУ электростанций, ПС 35 кВ и выше энергоснабжающих организаций и потребителей к техническому учету электроэнергии предъявляются такие же требования, как для аналогичных объектов энергосистемы.

4.2.2.3 Если на обратном конце электрического присоединения, связывающего с иным субъектом хозяйствования есть расчетный учет электроэнергии, то на данном электрическом присоединении со стороны рассматриваемого субъекта хозяйствования должен быть технический учет электроэнергии, к которому должны предъявляться требования, как к расчетному учету.

4.2.2.4 В остальных случаях класс точности для СЭ технического учета электроэнергии рекомендуется принимать не хуже, чем для расчетного учета. Для расчетного учета электрической энергии классы точности 0,5 и 0,2 (без «S») не допускается, а для технического учета не рекомендуются.

4.2.2.5 На электростанциях (кроме ветряных и солнечных) средства технического учета следует устанавливать в системе собственных нужд для обеспечения возможности определения технико-экономических показателей. Установку СЭ (ЦСЭ) следует предусматривать на присоединениях электродвигателей, питающихся от шин РУ основного напряжения (выше 1 кВ) собственных нужд, и в цепях всех трансформаторов, питающихся от этих шин.

4.2.2.6 Для электростанций с поперечными связями, имеющих общий паропровод, на стороне генераторного напряжения повышающих трансформаторов должна предусматриваться техническая возможность установки (в условиях эксплуатации) СЭ (ЦСЭ) технического учета, используемых для контроля работы расчетных генераторных СЭ (ЦСЭ).

4.2.2.7 На предприятиях для организации контроля электропотребления объектами, а также контроля за соблюдением лимитов расхода электроэнергии цехами, технологическими линиями, отдельными энергоемкими агрегатами, для определения расхода электроэнергии на единицу продукции средства технического учета следует устанавливать:

– на питающих фидерах предприятия, если расчетный учет с этим предприятием ведется по СЭ (ЦСЭ), установленным на ПС или электростанциях энергосистемы;

– на линиях, питающих внутризаводские трансформаторные ПС, и на всех линиях к электроприемникам напряжением выше 1 кВ;

– на низкой стороне трансформаторов внутризаводских ПС и на отходящих линиях напряжением до 1 кВ.

4.2.2.8 При питании от трансформаторов внутризаводских ПС магистральных шинопроводов по схеме «блок – трансформатор – магистраль» ТТ рекомендуется устанавливать на отпайках к распределительным шинопроводам или силовым пунктам, а СЭ (ЦСЭ) располагать в удобных для обслуживания местах.

4.2.2.9 Для организации технического учета потребителей допускается использование электромеханических СЭ.

4.2.2.10 На установку и снятие СЭ (ЦСЭ) технического учета потребителя разрешения энергоснабжающей организации не требуется.

4.2.3 Учет с применением измерительных трансформаторов

4.2.3.1 Измерительные обмотки ТТ, к которым подключаются расчетные СЭ (УСШ), должны иметь класс точности не ниже 0,2S:

– для генераторов на напряжении 6 кВ и выше;

– для межгосударственных и межсистемных линий электропередачи;

– для электрических присоединений напряжением 110 кВ и выше.

На остальных присоединениях измерительные обмотки ТТ, к которым подключаются расчетные СЭ (УСШ), должны иметь класс точности не хуже 0,5S.

4.2.3.2 Для подключения СЭ (УСШ) технического учета рекомендуется применять ТТ с классом точности не хуже, чем для расчетного учета. За исключением случаев, указанных в 4.2.1.4-4.2.1.6, допускается применение ТТ на один класс точности хуже, чем в расчетном учете, но не хуже 1,0. При этом для технического учета электрической энергии классы точности 0,5 и 0,2 (без «S») не рекомендуются.

На существующих энергообъектах применение для технического учета электроэнергии встроенных ТТ с классом точности хуже 1 допускается при отсутствии ТТ с лучшим классом точности.

4.2.3.3 Каждая последовательная цепь расчетного СЭ (УСШ) должна подключаться к отдельной вторичной измерительной обмотке ТТ, в которую допускается включать только дублирующий СЭ (ЦСЭ) или (и) УКПКЭ.

Допускается временное подключение токовых цепей переносного УКПКЭ в токовые цепи учета электрической энергии с применением токовых клещей или катушек Роговского, не требующих разрыва токовых цепей. При этом предварительно осуществляется проверка, чтобы в результате суммарная нагрузка соответствующей вторичной цепи не превышала номинальной мощности данной вторичной обмотки.

Подключение других средств измерений, автоматики и защиты запрещается.

4.2.3.4 Использование промежуточных ТТ для включения расчетных счетчиков запрещается.

4.2.3.5 Должно обеспечиваться не превышение максимальными значениями тока в нормальных электрических режимах номинальных значений первичных токов измерительных трансформаторов.

В минимальных режимах значение тока во вторичных измерительных обмотках ТТ, используемых для целей учета электроэнергии и контроля показателей качества электроэнергии, обеспечивает работу ТТ, СЭ и УКПКЭ в пределах нормируемых метрологических характеристик, соответствующих их классам точности.

Для достижения указанных требований во вторичных измерительных токовых обмотках учета электроэнергии могут предусматриваться отпайки или вторичные обмотки ТТ с индивидуальными коэффициентами трансформации, также могут устанавливаться отдельные комплекты ТТ для целей учета (дополнительно см. 4.2.1.5.).

4.2.3.6 Суммарная нагрузка (потребляемая мощность по цепи тока с учетом потерь мощности в соединительных проводах и контактах) вторичной обмотки ТТ, к которой подключены СЭ, УСШ, УКПКЭ, в нормальных рабочих режимах не должна превышать номинальной вторичной нагрузки и не выходить за пределы диапазона вторичной нагрузки, указанного в редакции ГОСТ 7746 согласно которому изготовлен ТТ.

При расчетной суммарной нагрузке измерительной обмотки ТТ ниже требуемой, рекомендуется применять догрузочные сопротивления (резисторы).

4.2.3.7 Рекомендуется применять ТТ с сердечниками из нанокристаллических сплавов или с комбинированными сердечниками.

4.2.3.8 В трехфазной сети в точках учета электрической энергии напряжением 0,4кВ с максимальным измеряемым током до 100 А выбор между СЭ класса точности 1 прямого включения по ГОСТ 31819.21 или СЭ класса точности не хуже 0,5S по ГОСТ 31819.22 в сочетании с ТТ класса точности не хуже 0,5S по ГОСТ 7746 осуществляют при проектировании в соответствии с СТБ 2096 (пункты 6.2.3.5 и 6.2.3.9).

4.2.3.9 ТН 110 кВ и выше, применяемые для расчетного учета электроэнергии, должны иметь класс точности основной (измерительной) вторичной обмотки - не ниже 0,2. Остальные ТН - не ниже 0,5.

ТН, используемые для подключения счетчиков технического учета, не могут иметь класс точности ниже 1,0.

4.2.3.10 Сечение и длина соединительных проводов во вторичных цепях напряжения для ТН должны быть такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли для расчетного и технического учета электроэнергии соответственно не более 0,2 % и 0,25 % от вторичного номинального напряжения ТН, и в цепях напряжения контроля ПКЭ – не более 0,25 % .

Требования данного пункта не распространяются на ЦТН.

4.2.3.11 Суммарная нагрузка (потребляемая мощность по цепи напряжения с учетом потерь мощности в соединительных проводах и контактах) вторичной обмотки ТН, к которой подключены СЭ, УСШ, УКПКЭ, в нормальных рабочих режимах не должна превышать номинальной вторичной нагрузки и не выходить за пределы диапазона вторичной нагрузки, указанного в редакции ГОСТ 1983 согласно которому изготовлен ТН.

При расчетной суммарной нагрузке измерительной обмотки ТН ниже требуемой, рекомендуется применять догрузочные сопротивления (резисторы).

4.2.3.12 Для питания цепей счетчиков могут применяться как однофазные, так и трехфазные трансформаторы напряжения, в том числе четырех- и пятистержневые, используемые для контроля изоляции.

4.2.3.13 Приводы коммутационных аппаратов на стороне высшего напряжения ТН для расчетного учета электроэнергии должны обеспечивать возможность их пломбирования во включенном положении.

4.2.3.14 Предохранители, устанавливаемые со стороны высшего напряжения трансформаторов напряжения до 35 кВ, используемых для расчетного учета, должны иметь контроль целостности.

4.2.3.15 Если работа присоединений или РУ возможна при выведенном из работы ТН, то должно обеспечиваться резервирование цепей напряжения СЭ.

Выбор ТН, между которыми необходимо переключать цепи напряжения СЭ, определяется с учетом схемы и режимов работы РУ.

Для СЭ на линейных присоединениях следует использовать линейные ТН (при их наличии, с надлежащим классом точности).

4.2.3.16 На подстанциях потребителей конструкция решеток и дверей камер, в которых установлены предохранители на стороне высшего напряжения ТН, используемых для расчетного учета, должна обеспечивать возможность их пломбирования.

Предохранители должны иметь контроль целостности и сигнализацию перегорания предохранителя.

Механические блокировки приводов разъединителей или привода разъединителей ТН, используемых для расчетного учета, должны иметь приспособления для их пломбирования.

4.2.3.17 Применяемые для целей учета электроэнергии трехфазные группы однофазных ТН должны иметь свидетельства о государственной метрологической поверке на каждый однофазный ТН, входящий в трехфазную группу.

Применяемые для целей учета электроэнергии трехфазные и группы однофазных ТН должны иметь свидетельство о прохождении метрологической поверки по фазным напряжениям.

4.2.3.18 При использовании ТТ и/или ТН, измерительные цепи учета электроэнергии и контроля ПКЭ следует выводить на испытательные колодки (испытательные блоки) или устройства аналогичного назначения, которые обеспечивают закорачивание вторичных обмоток ТТ, размыкание вторичных токовых цепей и цепей напряжения в каждой фазе СЭ (УКПКЭ/УСШ) при его установке, замене или проверке.

Конструкции клеммных крышек ТТ и ТН, испытательных колодок (испытательных блоков и устройств аналогичного назначения), используемые для целей расчетного учета, должны обеспечивать возможность их пломбирования энергоснабжающей организацией. Средства расчетного учета электроэнергии должны иметь на винтах кожухов пломбы с клеймом госповерителя, действительным в пределах установленного межповерочного интервала.

4.2.4 Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ)

4.2.4.1 АСКУЭ должна создаваться и применяться:

– на электростанциях вне зависимости от установленной мощности, кроме передвижных и резервных;

– у энергоснабжающих организаций;

– у потребителей – в соответствии с требованиями [92].

4.2.4.2 Требования к АСКУЭ содержатся в СТБ 2096, [92] и [10].

4.2.4.3 АСКУЭ потребителя должна иметь возможность интеграции с существующей АСКУЭ энергоснабжающей организации.

4.2.4.4 Не допускается использование телеметрических (импульсных) выходов для передачи приращений электроэнергии со СЭ в расчетную АСКУЭ.

4.2.4.5 Для опроса расчетного СЭ устройствами, не входящими в состав АСКУЭ, следует использовать дополнительные независимые цифровые интерфейсы.

4.2.4.6 Для граждан – бытовых потребителей должна обеспечиваться возможность автоматизированного дистанционного опроса расчетных СЭ со стороны АСКУЭ энергоснабжающей организации.

4.2.5 Контроль показателей качества электроэнергии

4.2.5.1 Стационарные УКПКЭ для контроля ПКЭ должны устанавливаться

– на шинах (системах, секциях шин) РУ электростанций, с которых осуществляется отпуск электроэнергии ЭСО, потребителям или иным субъектам (включая по межсистемным и межгосударственным связям)

– на шинах (системах, секциях шин) 6 кВ и выше относящихся к ЭСО подстанций 35 кВ и выше, у которых хотя бы одно электрическое присоединение является связью с потребителем или иным хозяйствующим субъектом (включая по межсистемным и межгосударственным связям) либо точкой общего присоединения потребителей;

– в точках, находящихся в зоне влияния искажающих источников (например, тяговой нагрузки, майнинговых ферм, управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов, ЧРЭП, иных силовых устройств с выпрямлением или (и) инвертированием, с применением полупроводниковых схем и т. д.).

4.2.5.2 УКПКЭ должны соответствовать требованиям ГОСТ 30804.4.30 и ГОСТ 30804.4.7, ГОСТ 33073.

4.2.5.3 УКПКЭ должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений Республики Беларусь.

4.2.5.4 Рекомендуется применение УКПКЭ с токовыми вводами для выявления причин несоответствий нормам ГОСТ 32144 в части: несинусоидальности, несимметрии и фликера.

4.2.5.5 Токовые вводы УКПКЭ рекомендуется подключать: к электрическому присоединению данной секции (системы) шин, связывающему со смежным субъектом (ЭСО, потребителем и др.), а если таких присоединений более 1, то к вводу в данную секцию. Если УКПКЭ установлен для выявления несоответствий ПКЭ нормам ГОСТ 32144 от потенциальных искажающих источников, то токовые цепи рекомендуется подключать к электрическому присоединению - наиболее вероятному источнику искажающих факторов.

4.2.5.6 Токовые цепи стационарны УКПКЭ подключают к измерительной обмотке класса точности 0,5S или 0,2S совместно со СЭ. Иные устройства в данную обмотку подключать не допускается. При отсутствии технической возможности допускается подключать токовые цепи к обмотке измерений класса точности 0,5.

4.2.5.7 Рекомендуется применение АСКПКЭ либо организация автоматизированного дистанционного опроса УКПКЭ со стороны АСКУЭ или иных информационно-измерительных систем.

4.2.6 Особенности организации учета электроэнергии и контроля ПКЭ для ЦПС

4.2.6.1 Класс точности ЦТТ выбирается аналогично классам точности для ТН.

4.2.6.2 Класс точности ЦТН выбирается аналогично классам точности для ТН.

4.2.6.3 При применении аналоговых ТТ и ТН для ЦПС применяют УСШ. Класс точности УСШ для входов по току и напряжению принимают не хуже 0,2S и 0,2 соответственно (рекомендуется 0,1S и 0,1). При этом должны выполняться требования 4.2.3.

4.2.6.4 Допускается подключение к одной вторичной обмотке различных УСШ для систем АСКУЭ, АСУ ТП, РЗА при соответствии метрологических характеристик указанных обмоток ТТ и УСШ установленным требованиям.

4.2.6.5 Класс точности ЦСЭ выбирается аналогично классам точности для СЭ.

В случае применения УСШ класс точности ЦСЭ рекомендуется выбирать на ступень выше.

4.2.6.6 ЦСЭ должны иметь метрологические характеристики, соответствующие требованиям ГОСТ 31819.22 и ГОСТ 31819.23.

4.2.6.7 ЦУКПКЭ (или устройства выполняющие их функции) должны иметь метрологические характеристики, соответствующие требованиям ГОСТ 30804.4.30 и ГОСТ 30804.4.7, ГОСТ 33073.

4.2.6.8 Для целей расчетного учета рекомендуется использовать поток SV256 согласно [4], [6].

4.2.6.9 Для целей технического учета должен использоваться цифровой поток данных не хуже SV80 согласно [4], [6].

4.2.6.10 Для целей контроля ПКЭ должен использоваться поток SV256 согласно [4], [6].

4.2.6.11 Резервирование измерений напряжений в ЦСЭ происходит путем выбора необходимого потока данных со значениями измерений напряжений по алгоритмам аналогично 4.2.3.15.

4.2.6.12 ЦСЭ и ЦУКПКЭ следует подключать к отдельному (или выделенному) сегменту шины процесса по протоколам Ethernet, МЭК. ЭТТ, ЭТН и УСШ следует подключать к шине процесса по протоколам Ethernet, МЭК или другим стандартным международным протоколам.

4.2.6.13 ЦСЭ следует подключать к единой шине станции по протоколам Ethernet, МЭК.

Должно обеспечиваться логическое и физическое (на уровне портов) выделение потоков данных для целей учета и контроля качества.

4.2.6.14 Допускается совместное использование потоков данных от УСШ для ЦСЭ и ЦУКПКЭ, средств измерений, РЗА, устройств АСУ ТП, при условиях соответствия используемых потоков данных, а также соответствия метрологических характеристик обмоток ТТ и ТН, а также УСШ, установленным требованиям.

4.2.6.15 ЦСЭ допускается опрашивать устройствами, не входящими в состав АСКУЭ (АСУ ТП, ТМ и т.д.), в режиме «только чтение». Со стороны указанных систем запрещается выдача на ЦСЭ команд, влияющих на их показания (синхронизация времени и т.п.).

4.2.7 Установка средств учета электроэнергии и контроля ПКЭ

4.2.7.1 Средства учета электроэнергии на объектах учета энергосистемы или потребителей должны размещаться в закрытых помещениях с рабочими климатическими условиями, указанными в эксплуатационной документации на соответствующие средства, в доступных для обслуживания и контроля местах, защищенных от вредных внешних воздействий (значительных перепадов температуры, влаги, пыли, агрессивной химической среды, вибраций, ударных нагрузок, ионизирующих и электромагнитных излучений и т.д.).

Допускается размещение средств учета электроэнергии в неотапливаемых помещениях и коридорах РУ электростанций и ПС, а также в шкафах наружной установки. При этом в шкафах наружной установки должен обеспечиваться температурный режим в соответствии с паспортными данными средств учета.

СЭ присоединений напряжением выше 35 кВ следует устанавливать в отдельные шкафы, защищенные от несанкционированного доступа. При этом допускается вместо коробок (блоков) испытательных применять иные технические решения, обеспечивающие безопасную замену, обслуживание и поверку СЭ.

СЭ присоединений 35 кВ и ниже допускается устанавливать в отдельные шкафы, защищенные от несанкционированного доступа. При этом применение коробок (блоков) испытательных является обязательным.

Для комплектных РУ 6-35 кВ (КРУ, КРУН) следует устанавливать СЭ в релейных отсеках соответствующих присоединений.

УСПД, соответствующее оборудование связи и локальное сетевое оборудование для ПС номинальным напряжением 35 кВ и выше энергосистемы рекомендуется устанавливать в отдельных запираемых шкафах. Аналогичное оборудование для ПС потребителей, необслуживаемых ПС энергосистемы номинальным напряжением 20 кВ и менее следует устанавливать в шкафы, защищенные от несанкционированного доступа.

Требования данного пункта не распространяются на сплит-счетчики.

УКПКЭ следует размещать в отдельных шкафах с защитой от несанкционированного доступа либо совместно со СЭ (ЦСЭ).

Для комплектных РУ 6-35 кВ (КРУ, КРУН) допускается устанавливать УКПКЭ в релейных отсеках соответствующих присоединений.

4.2.7.2 Средства учета электроэнергии должны устанавливаться в шкафах, камерах комплектных РУ (КРУ, КРУН), на панелях, щитах, в нишах, на стендах, имеющих жесткую конструкцию. Рекомендуется крепление этих средств в металлических защитных щитках.

Высота от пола до клеммной крышки СЭ расчетного учета должна быть в пределах 1,3–1,7 м. Для СЭ технического учета высота от пола до его клеммной крышки допускается в пределах 0,6–1,8 м.

Место установки сплит-счетчиков на опоре линии электропередачи определяется проектной документацией с учетом электробезопасности, удобства обслуживания, обеспечения устойчивой связи.

4.2.7.3 В местах, где имеется опасность механических повреждений средств учета или их загрязнения, а также доступных для посторонних лиц (проходы, лестничные клетки и т.п.), средства учета должны размещаться в запирающихся на замок шкафах с окошками на уровне табло средств учета для визуального контроля их показаний.

Рекомендуется устанавливать аналогичные шкафы и для совместного размещения ТТ, СЭ и УСПД при выполнении учета у потребителей на стороне низшего напряжения (на вводах).

СЭ для присоединений всех классов напряжения, а также УСПД и другие элементы АСКУЭ допускается устанавливать в отдельных запираемых шкафах, имеющих приспособление для опломбирования.

4.2.7.4 Конструкции и размеры шкафов, ниш, щитков и т.п. должны обеспечивать удобный доступ к зажимам СЭ и ТТ до 1 кВ с целью удобной и безопасной замены приборов. Конструкция крепления приборов учета на панелях и в шкафах должна обеспечивать возможность их установки и съема с лицевой стороны.

ТТ на напряжение до 1 кВ, предназначенные для подключения к расчетным СЭ, должны так устанавливаться на токоведущих шинах, чтобы расстояние от их клеммных крышек, подлежащих опломбированию, до боковых конструктивных элементов шкафов и щитков было не менее 150 мм.

4.2.7.5 Электропроводка к СЭ, УСШ, УКПКЭ и измерительным трансформаторам должна отвечать требованиям, приведенным в [9] (пункт 14.4.5). В электропроводке к расчетным счетчикам, УСШ не допускаются пайки и промежуточные соединения.

4.2.7.6 Сечение проводок и кабелей, присоединяемых к СЭ, УСШ и УКПКЭ, должно приниматься в соответствии с [9] (пункт 14.4.5.4).

По условиям механической прочности сечение медных жил кабелей и проводов для присоединения под винт к клеммам СЭ, УСШ и УКПКЭ, измерительных ТТ и ТН, испытательных колодок (блоков) должно быть не менее 2,5 мм^2.

4.2.7.7 При монтаже электропроводки для присоединения счетчиков непосредственного и трансформаторного включения для безопасного проведения работ по проверке работы узла учета, снятия векторных диаграмм и измерений токовыми клещами необходимо предусматривать вертикально расположенные от цоколя счетчика прямолинейные участки свободных проводов (не в жгуте) длиной не менее 120 мм. Оболочка нулевого провода на длине 100 мм перед счетчиком должна иметь отличительную окраску или специальную метку, а фазных проводов – надлежащее соединение, расположение, надписи, маркировку, расцветку.

Действие данного пункта распространяется на СЭ непосредственного и трансформаторного включения и УСШ.

4.2.7.8 Для безопасной установки, замены и проверки счетчиков прямого включения должна предусматриваться возможность отключения счетчика установленным до него на расстоянии не более 10 м коммутационным аппаратом с приспособлением для опломбировки, обеспечивающим одновременное снятие напряжения со всех фаз, подключаемых к счетчику.

Для безопасной установки, замены и проверки счетчиков трансформаторного включения или УСШ должна предусматриваться возможность отключения счетчика или УСШ установленной под ним горизонтально на расстоянии не более 0,5 м испытательной колодкой, которая обеспечивает закорачивание вторичных обмоток ТТ, размыкание вторичных токовых цепей и цепей напряжения во всех фазах, подключаемых к счетчику.

На цифровые счетчики цифровой ПС и на сплит-счетчики требования данного пункта не распространяются.

4.2.7.9 Заземление (зануление) счетчиков и ТТ должно выполняться в соответствии с 4.3. Заземляющие и нулевые защитные проводники от счетчиков и ТТ напряжением до 1 кВ до ближайшей сборки зажимов должны быть медными.

4.2.7.10 Для защиты от несанкционированного доступа систем АСКУЭ и АСКПКЭ на электростанциях следует руководствоваться требованиями [9] (пункт 14.4.8). Для ЭСО и потребителей исполнение указанных требований является рекомендуемым.

4.3 Заземление и защитные меры электробезопасности

4.3.1 Общие положения

4.3.1.1 Подраздел 4.3 распространяется на все электроустановки переменного и постоянного тока напряжением до 1 кВ и выше и содержит общие требования к их заземлению и защите людей и животных от поражения электрическим током как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

Дополнительные требования приведены в соответствующих разделах настоящего технического кодекса и ГОСТ 30331.1, ГОСТ 30331.3, ГОСТ 30331.5, ГОСТ 30331.9–ГОСТ 30331.12, ГОСТ 30331.15, [1], [8], [9].

4.3.1.2 Электрические сети в отношении мер электробезопасности разделяются на:

− электрические сети напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью (система заземления TN), с изолированной нейтралью или присоединенной к ней через достаточно большое полное сопротивление (система заземления IT), с заземленной нейтралью (система заземления TT);

− электрические сети напряжением выше 1 кВ с изолированной, заземленной через дугогасящий реактор или резистор нейтралью, с глухозаземленной или эффективно заземленной нейтралью.

4.3.1.3 Меры защиты электроустановок:

а) от прямого прикосновения в нормальном режиме**:**

– основная изоляция токоведущих частей;

– ограждения и оболочки;

– барьеры;

– зоны досягаемости;

– сверхнизкое (малое) напряжение.

Для дополнительной защиты от прямого прикосновения в электроустановках напряжением до 1 кВ применяются устройства защитного автоматического отключения питания (например, устройство защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА).

Использование барьеров и размещение вне зоны досягаемости рукой допускается в электроустановках, доступных только для квалифицированных и обученных лиц или лиц, находящихся под наблюдением квалифицированных или обученных лиц.

б) от косвенного прикосновения в случае повреждения изоляции:

− защитное заземление;

– защитное зануление;

− защитное автоматическое отключение питания;

− уравнивание потенциалов;

− выравнивание потенциалов;

− двойная или усиленная изоляция;

− сверхнизкое (малое) напряжение;

− защитное электрическое разделение цепей;

− изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки.

При устройстве электроустановки, меры защиты от косвенного прикосновения: непроводящее размещение; местное уравнивание потенциалов, не связанное с землей; электрическое разделение для питания более чем одного электроприемника, можно применять только в случае, если электроустановка находится под наблюдением квалифицированных и обученных лиц, которые препятствуют внесению несанкционированных изменений.

4.3.1.4 Электрическая сеть с эффективно заземленной нейтралью – трехфазная электрическая сеть напряжением выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4.

Коэффициент замыкания на землю в трехфазной электрической сети − отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

4.3.2 Общие требования

4.3.2.1 Токоведущие части электроустановки не должны быть доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не должны находиться под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

4.3.2.4 Меры защиты от поражения электрическим током применяются в электроустановке или ее части либо применяются к отдельным электроприемникам и реализуются при изготовлении электрооборудования, либо в процессе монтажа электроустановки, либо в обоих случаях.

Применение двух и более мер защиты в электроустановке не должно оказывать взаимного влияния, снижающего эффективность каждой из них.

4.3.2.5 Для обеспечения электробезопасности должно быть выполнено заземление или зануление электроустановок:

а) при номинальном напряжении более 50 В переменного тока (действующее значение) и более 120 В постоянного (выпрямленного) тока - во всех электроустановках;

б) при номинальных напряжениях от 25 В до 50 В переменного тока (действующее значение) или от 60 В до 120 В постоянного (выпрямленного) тока - только в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных электроустановках.

Не требуется заземление или зануление электроустановок при номинальных напряжениях до 25 В переменного тока или до 60 В постоянного тока во всех случаях, кроме взрывоопасных зон и электросварочных установок.

Защита от прямого прикосновения с помощью ограждений или оболочек или изоляции не требуется, если электрооборудование находится в зоне действия системы уравнивания потенциалов и номинальное напряжение не превышает: 25 В переменного тока или 60 В постоянного тока при условии, что оборудование нормально эксплуатируется только в сухих помещениях и мала вероятность контакта человека с частями, могущими оказаться под напряжением; 6 В переменного тока или 15 В постоянного (выпрямленного) тока – во всех остальных случаях.

Применение устройств защитного отключения с номинальным током срабатывания, не превышающим 30 мА, считается дополнительной мерой защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме в случае недостаточности или отказа других мер защиты.

Применение таких устройств не является единственной мерой защиты и не исключает необходимость применения одной из защитных мер, указанных в ГОСТ 30331.3 (изоляция, барьеры, ограждения, размещение вне зоны досягаемости).

4.3.2.6 Двухпроводные системы постоянного тока, питающих проводку помещений, работающих при напряжении более 50 В, но не более 300 В должны иметь заземление, со следующими тремя исключениями:

а) система, оснащенная контролем изоляции и питающая только промышленное оборудование на ограниченных территориях;

б) система постоянного тока с питанием от выпрямителя, полученная из системы переменного тока TN;

в) цепи пожарной сигнализации постоянного тока с максимальным током 0,030 А.

Нулевой провод всех трехпроводных систем постоянного тока, питающих проводку помещений, должен быть заземлен. Никаких исключений не допускается.

Примечание — Здесь и далее в разделе напряжение переменного тока означает среднеквадратичное значение напряжения переменного тока; напряжение постоянного тока – напряжение постоянного или выпрямленного тока с содержанием пульсаций не более 10 % от среднеквадратичного значения.

4.3.2.6 Заземления электроустановок выполняются с применением как искусственных, так и естественных заземлители. Если при использовании естественных заземлителей сопротивление заземляющих устройств или напряжение прикосновения имеет допустимое значение, а также обеспечиваются нормированные значения напряжения на заземляющем устройстве и допустимые плотности токов в естественных заземлителях, выполнение искусственных заземлителей в электроустановках до 1 кВ необязательно (см. 4.3.8.4). Использование естественных заземлителей в качестве элементов заземляющих устройств не должно приводить к их повреждению при протекании по ним токов короткого замыкания или к нарушению работы устройств, с которыми они связаны.

4.3.2.7 Для заземления в электроустановках разных назначений и напряжений, территориально сближенных, как правило, применяется одно общее заземляющее устройство.

Заземляющее устройство, используемое для заземления электроустановок одного или разных назначений и напряжений, должно удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к заземлению этих электроустановок: защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции, условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от перенапряжения и т. д. в течение всего периода эксплуатации.

В первую очередь должны быть соблюдены требования, предъявляемые к защитному заземлению.

Заземляющие устройства молниезащиты выполняются в соответствии с [58] и, как правило, должны быть общими с заземляющими устройствами защитного заземления электроустановок зданий и сооружений.

При выполнении отдельного (независимого) заземлителя для функционального заземления по условиям работы информационного или другого чувствительного к воздействию помех оборудования должны быть приняты специальные меры защиты от поражения электрическим током, исключающие одновременное прикосновение к частям, которые могут оказаться под опасной разностью потенциалов при повреждении изоляции, а также приняты меры исключающие повреждение оборудования подключенное прямо или через сторонние проводящие части к независимому и рабочему заземлителю. Соединение независимых заземлителей, как правило осуществляется путем присоединения их к ГЗШ.

Для объединения заземляющих устройств разных электроустановок в одно общее заземляющее устройство могут быть использованы естественные и искусственные заземляющие проводники. Их число должно быть не менее двух, сечение – не менее большего из сечений заземляющих проводников объединяемых заземляющих устройств.

При объединении заземляющих устройств ОРУ различного класса напряжений, находящихся на территории подстанций 35–750 кВ, между ними должно быть проложено не менее четырех заземляющих проводников.

4.3.2.8 Требуемые значения напряжений прикосновения и сопротивления заземляющих устройств при стекании с них токов замыкания на землю и токов утечки должны быть обеспечены при наиболее неблагоприятных условиях в любое время года.

При определении сопротивления заземляющих устройств должны быть учтены искусственные и естественные заземлители.

При определении удельного сопротивления земли в качестве расчетного следует принимать его сезонное значение, соответствующее наиболее неблагоприятным условиям (см. приложение К).

Заземляющие устройства должны быть механически прочными, термически и динамически стойкими к токам замыкания на землю.

Контроль заземляющих устройств необходимо выполнять в соответствии с ТКП 181.

4.3.2.9 Площади поперечного сечения проводников напряжением до 1 кВ должны соответствовать как нормальным условиям, так и условиям повреждений исходя из:

а) допустимой максимальной температуры проводников. По каталожным данным производителей проводников и с учетом положений [9];

б) допустимого падения напряжения в проводниках по [1], [8], [9];

в) электромеханических нагрузок, которые могут вызывать в проводниках токи замыкания на землю и токи короткого замыкания. Электродинамические силы, возникающие при коротких замыканиях, следует учитывать для одножильных кабелей с площадью поперечного сечения более 50 мм^2;

г) других механических нагрузок, которым могут подвергаться проводники по [79];

д) максимального полного сопротивления проводников, которое связано с функционированием защиты от токов замыкания на землю и токов короткого замыкания по 4.3.2.10;

е) методов монтажа проводников по [73], [79];

Если монтаж электроустановки осуществлен с использованием новых материалов, изобретений или методов, приводящих к отклонению от требований комплекса стандартов ГОСТ 30331, окончательная

степень безопасности электроустановки должна быть не ниже той, которая достигается за счет выполнения требований комплекса стандартов ГОСТ 30331.

В случае внесения дополнений или изменений в существующую электроустановку следует определить, соответствуют ли номинальные характеристики и состояние существующего электрооборудования дополнительным нагрузкам или изменившимся условиям. Кроме того, должно быть выполнено заземление и уравнивание потенциалов, если это необходимо для защитной меры, применяемой для обеспечения безопасности во внесенных дополнениях или изменениях в существующую электроустановку.

4.3.2.10 Электроустановки напряжением до 1 кВ должны, как правило, получать питание от источника с глухозаземленной нейтралью с применением системы TN.

Для защиты от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в таких электроустановках должно быть выполнено автоматическое отключение питания в соответствии с 4.3.5.7, 4.3.5.8.

Требования к выбору систем TN-C, TN-S, TN-C-S для конкретных электроустановок приведены в [8], [9].

В электроустановках до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью с целью обеспечения автоматического отключения аварийного участка питающей сети проводимость фазных и защитных проводников, в соответствии [9], должна быть такой, чтобы при замыкании на корпус или на защитный проводник возникал ток КЗ, превышающий не менее чем:

− в 3 раза номинальный ток плавкого элемента ближайшего предохранителя;

− в 3 раза номинальный ток нерегулируемого расцепителя или уставку тока регулируемого расцепителя автоматического выключателя, имеющего обратно зависимую от тока характеристику.

При защите сетей автоматическими выключателями, имеющими только электромагнитный расцепитель (отсечку), проводимость указанных проводников должна обеспечивать ток не ниже уставки тока мгновенного срабатывания, умноженный на коэффициент, учитывающий разброс (по данным изготовителя), и на коэффициент запаса 1,1.

При отсутствии данных изготовителя для автоматических выключателей с номинальным током до 100 А кратность тока КЗ относительно уставки следует принимать на менее 1,4, а для автоматических выключателей с номинальным током более 100 А – не менее 1,25.

Если требования настоящего пункта не выполняются в отношении значения тока замыкания на корпус или на защитный проводник, то отключение при этих замыканиях должно обеспечиваться при помощи специальных защит.

4.3.2.11 Питание электроустановок напряжением до 1 кВ переменного тока от источника с изолированной нейтралью с применением системы IT выполняется, как правило, при недопустимости перерыва питания при первом замыкании на землю или на открытые проводящие части, связанные с системой уравнивания потенциалов. В таких электроустановках для защиты при косвенном прикосновении при первом замыкании на землю должно быть выполнено защитное заземление в сочетании с контролем изоляции сети или применены УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА. При двойном замыкании на землю должно быть выполнено автоматическое отключение питания в соответствии с 4.3.5.10.

4.3.2.12 Питание электроустановок напряжением до 1 кВ от источника с системой заземления TT, допускается только в тех случаях, когда условия электробезопасности в системе TN не могут быть обеспечены. Для защиты при косвенном прикосновении в таких электроустановках должно быть выполнено автоматическое отключение питания с применением УЗО. При этом должно быть соблюдено условие

$$R/\leq 50 \text{ В}, \qquad (4.1)$$

где *I* − ток срабатывания защитного устройства;

R − суммарное сопротивление заземлителя и заземляющего проводника, наиболее удаленного электроприемника.

4.3.2.13 При применении защитного автоматического отключения питания должна быть выполнена основная система уравнивания потенциалов в соответствии с 4.3.5.12, а при необходимости также дополнительная система уравнивания потенциалов в соответствии с 4.3.5.13.

4.3.2.14 При применении систем TN следует выполнять повторное заземление PE- и PEN-проводников питающих линий в ГРЩ или в ВУ или в ВРУ. Для повторного заземления в первую очередь следует использовать естественные заземлители. Заземлитель повторного заземления следует использовать также и в качестве заземлителя для молниезащиты, снятия статического электричества с металлических кровель, защиты от заноса потенциалов по вводимым в здание подземным металлическим трубопроводам.

Сопротивление заземлителя повторного заземления ВЛ, ГРЩ, вводного устройства, или вводно-распределительного устройства здания или сооружения при воздушных и кабельных питающих линиях напряжением до 1 кВ в любое время года должно составлять не более 5, 10 и 20 Ом соответственно при линейных напряжениях источника трехфазного тока 690, 400(380), 230 В или линейных напряжениях источника однофазного тока 400, 230(220), 133 В.

Примечание — Заземлитель повторного заземления ГРЩ, вводного устройства, или вводно-распределительного устройства здания или сооружения состоит из заземлителей повторного заземления воздушных, кабельных

питающих линий и заземлителя здания, сооружения с учетом естественных заземлителей здания, сооружения по 16.1.13 [1].

Сопротивление заземлителя здания, сооружения, повторного заземления ВЛ, при отсоединении PE- и PEN-проводников не более 15, 30 и 60 Ом соответственно при линейных напряжениях источника трехфазного тока 690, 400, 230 В или линейных напряжениях источника однофазного тока 400, 230, 133 В.

При удельном сопротивлении земли ρ более 100 Ом·м нормируемое сопротивление растеканию заземлителей увеличивается в 0,01ρ раз, но не более чем в 10 раз.

4.3.2.15 Если время автоматического отключения питания не удовлетворяет условиям 4.3.5.7, 4.3.5.8 для системы TN и 4.3.5.10 – для системы IT, то защита при косвенном прикосновении для отдельных частей электроустановки или отдельных электроприемников может быть выполнена с применением системы уравнивания потенциалов, двойной или усиленной изоляции (электрооборудование класса II), сверхнизкого напряжения (электрооборудование класса III), электрического разделения цепей изолирующих (непроводящих) помещений, зон, площадок.

4.3.2.16 Система IT напряжением до 1 кВ, связанная через трансформатор с сетью напряжением выше 1 кВ, должна быть защищена пробивным предохранителем от опасности, возникающей при повреждении изоляции между обмотками высшего и низшего напряжений трансформатора. Пробивной предохранитель должен быть установлен в нейтрали или фазе на стороне низкого напряжения каждого трансформатора.

4.3.2.17 В электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью для защиты от поражения электрическим током должно быть выполнено защитное заземление открытых проводящих частей.

В таких электроустановках должна быть возможность быстрого обнаружения замыканий на землю. Защита от замыканий на землю должна быть установлена с действием на отключение по всей электрически связанной сети в тех случаях, в которых это необходимо по условиям безопасности (для линий, питающих передвижные подстанции и механизмы, торфяные разработки и т. п.).

4.3.2.18 В электроустановках напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью для защиты от поражения электрическим током должно быть выполнено защитное заземление открытых проводящих частей.

4.3.2.19 Защитное зануление в системе TN и защитное заземление в системе IT электрооборудования, установленного на опорах ВЛ (силовые и измерительные трансформаторы, разъединители, предохранители, конденсаторы и другие аппараты), должно быть выполнено с соблюдением требований, приведенных в 5.2, 5.3, 6.2, а также в 4.3.

Сопротивление заземляющего устройства опоры ВЛ, на которой установлено электрооборудование, должно соответствовать требованиям настоящего технического кодекса.

4.3.3 Меры защиты от прямого прикосновения

4.3.3.1 Основная изоляция токоведущих частей должна покрывать токоведущие части и выдерживать все возможные воздействия, которым она может подвергаться в процессе эксплуатации. Удаление изоляции должно быть возможно только путем ее разрушения. Лакокрасочные покрытия не являются изоляцией, защищающей от поражения электрическим током, за исключением случаев, специально оговоренных техническими условиями на конкретные изделия. При выполнении изоляции во время монтажа она должна быть испытана в соответствии с требованиями 4.4.

В случаях если основная изоляция обеспечивается воздушным промежутком, защита от прямого прикосновения к токоведущим частям или приближения к ним на опасное расстояние, в том числе в электроустановках напряжением выше 1 кВ, должна быть выполнена посредством оболочек, ограждений, барьеров или размещением вне зоны досягаемости.

4.3.3.2 Ограждения и оболочки в электроустановках напряжением до 1 кВ должны иметь степень защиты не менее IP2X (см. 6.1.9), за исключением случаев, когда большие зазоры необходимы для нормальной работы электрооборудования.

Ограждения и оболочки должны быть надежно закреплены и иметь достаточную механическую прочность.

Вход за ограждение или вскрытие оболочки должны быть возможны только при помощи специального ключа или инструмента либо после снятия напряжения с токоведущих частей. При невозможности соблюдения этих условий должны быть установлены промежуточные ограждения со степенью защиты не менее IP2X, удаление которых также должно быть возможно только при помощи специального ключа или инструмента.

4.3.3.3 Барьеры предназначены для защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям в электроустановках напряжением до 1 кВ или приближения к ним на опасное расстояние в электроустановках напряжением выше 1 кВ, но их применение не исключает преднамеренного прикосновения и приближения к токоведущим частям при обходе барьера. Для удаления барьеров не требуется применение ключа или инструмента, однако они должны быть закреплены так, чтобы их нельзя было снять непреднамеренно. Барьеры должны быть выполнены из изолирующего материала (например, жесткой пластмассы по ГОСТ 34370) и иметь красно-белую или желто-черную сигнальную разметку, выполненную в соответствии с ГОСТ 12.4.026.

4.3.3.4 При невозможности выполнения мер, указанных в 4.3.3.2, 4.3.3.3, или их недостаточности, допускается размещение вне зоны досягаемости для защиты от прямого прикосновения к токоведущим частям в электроустановках напряжением до 1 кВ или приближения к ним на опасное расстояние в электроустановках напряжением выше 1 кВ. При этом расстояние между доступными для одновременного прикосновения проводящими частями в электроустановках напряжением до 1 кВ должно быть не менее 2,5 м. Внутри зоны досягаемости не должно быть частей, имеющих разные потенциалы и доступных для одновременного прикосновения.

В вертикальном направлении зона досягаемости в электроустановках напряжением до 1 кВ должна составлять 2,5 м от поверхности, на которой находятся люди.

Указанные размеры даны без учета применения вспомогательных средств (например, инструмента, лестниц, длинных предметов).

4.3.3.5 Установка барьеров и размещение вне зоны досягаемости допускаются в помещениях, доступных только квалифицированному персоналу.

4.3.3.6 В помещениях электроустановок напряжением до 1 кВ не требуется защита от прямого прикосновения при одновременном выполнении следующих условий:

– эти помещения отчетливо обозначены, и доступ в них возможен только с помощью ключа;

– обеспечена возможность свободного выхода из помещения без ключа, даже если оно заперто на ключ снаружи;

– минимальные размеры проходов управления и обслуживания соответствуют 6.1.

4.3.4 Меры защиты от прямого и косвенного прикосновений

4.3.4.1 Сверхнизкое (малое) напряжение в электроустановках напряжением до 1 кВ может быть применено для защиты от поражения электрическим током при прямом и/или косвенном прикосновениях в сочетании с защитным электрическим разделением цепей или в сочетании с защитным автоматическим отключением питания.

В качестве источника питания цепей СНН в обоих случаях следует применять безопасный разделительный трансформатор по ГОСТ 30030 или другой источник СНН, обеспечивающий равноценную степень безопасности.

Токоведущие части цепей СНН должны быть электрически отделены от других цепей так, чтобы обеспечивалось электрическое разделение, равноценное разделению между первичной и вторичной обмотками разделительного трансформатора.

Проводники цепей СНН, как правило, должны быть проложены отдельно от проводников более высоких напряжений и защитных проводников, либо отделены от них заземленным металлическим экраном (оболочкой), либо заключены в неметаллическую оболочку дополнительно к основной изоляции.

Вилки и розетки штепсельных соединителей в цепях СНН не должны допускать подключение к розеткам и вилкам других напряжений.

Штепсельные розетки должны быть без защитного контакта.

4.3.4.2 При значениях СНН выше 25 В переменного или 60 В постоянного тока должна быть защита от прямого прикосновения при помощи ограждений, или оболочек, или изоляции, соответствующей испытательному напряжению 500 В переменного тока в течение 1 мин.

При применении СНН в сочетании с электрическим разделением цепей открытые проводящие части не должны быть преднамеренно присоединены к заземлителю, защитным проводникам или открытым проводящим частям других цепей и к сторонним проводящим частям, кроме случая, когда соединение сторонних проводящих частей с электрооборудованием необходимо, а напряжение на этих частях не может превысить значение СНН.

СНН в сочетании с электрическим разделением цепей применяется, если при помощи СНН необходимо обеспечить защиту от поражения электрическим током при повреждении изоляции не только в цепи СНН, но и при повреждении изоляции в других цепях (например, в цепи, питающей источник).

При применении СНН в сочетании с автоматическим отключением питания один из выводов источника СНН и его корпус должны быть присоединены к защитному проводнику цепи, питающей источник.

4.3.4.3 В случаях если в электроустановке применено электрооборудование с наибольшим рабочим (функциональным) напряжением, не превышающим 50 В переменного или 120 В постоянного тока, такое напряжение может быть использовано в качестве меры защиты от прямого и косвенного прикосновения, если при этом соблюдены требования 4.3.4.1 и 4.3.4.2.

4.3.5 Меры защиты при косвенном прикосновении

4.3.5.1 Автоматическое отключение питания при повреждении изоляции предназначено для предотвращения появления напряжения прикосновения, длительность воздействия которого может представлять опасность.

Защитное устройство предназначенное для автоматического отключения питания цепи или электрооборудования должно обеспечивать защиту от косвенного прикосновения при замыкании токоведущей части на открытую проводящую часть или защитный проводник цепи или электрооборудования таким образом, что время отключения питания должно обеспечивать электробезопасность человека при одновременном прикосновении к проводящим частям также в случае

возможного превышения значений напряжения прикосновения 50 В переменного тока (действующее значение) и 120 В выпрямленного тока.

4.3.5.2 Время отключения, независимо от значения напряжения прикосновения, не превышающие 5 с, допускается в определенных обстоятельствах, зависящих от типа заземления системы по ГОСТ 30331.3 (пункт 413.1.3.5).

4.3.5.3 Требования к устройству заземления системы TN:

а) Все доступные прикосновению открытые проводящие части электроустановок должны быть присоединены к заземленной нейтральной точке источника питания посредством защитных проводников. Если нейтральной точки нет или она недоступна, должен быть заземлен фазный проводник. Запрещается использовать фазный проводник в качестве PEN-проводника.

Примечания

1 Если существуют другие точки связи с землей рекомендуется защитные проводники также присоединять к этим точкам (повторное заземление).

2 В больших зданиях, таких как высотные, повторное заземление защитных проводников практически невозможно. В этом случае аналогичную функцию выполняет система уравнивания потенциалов.

3 По той же причине рекомендуется заземление защитных проводников на вводе в здания и помещения;

б) В системах TN могут использоваться:

– устройства защиты от сверхтока;

– устройства защиты, реагирующие на дифференциальный ток.

Примечания

1 В системе TN-C не должны применяться устройства защиты, реагирующие на дифференциальный ток.

2 Когда устройство защиты, реагирующее на дифференциальный ток, применяют для автоматического отключения в системе TN–C-S PEN-проводник не должен использоваться на стороне нагрузки. Присоединение защитного проводника к PEN-проводнику должно осуществляться на стороне источника питания по отношению к устройству защиты, реагирующему на дифференциальный ток;

в) При использовании устройства защиты, реагирующее на дифференциальный ток, для автоматического отключения цепи вне зоны действия основной системы уравнивания потенциалов, открытые проводящие части не должны быть связаны с сетью системы TN, но защитные проводники должны присоединяться к заземлителю, имеющему сопротивление, обеспечивающее срабатывание этого устройства. Цепь, защищенная таким образом, может рассматриваться как сеть системы TT.

Примечание — Вне зоны действия основной системы уравнивания потенциалов могут использоваться другие защитные меры:

– питание через разделяющий трансформатор;

– применение дополнительной изоляции.

4.3.5.4 При типе заземления системы TT все открытые проводящие части, защищенные одним защитным устройством, должны присоединяться защитным проводником к одному заземляющему устройству. Если несколько защитных устройств установлены последовательно, то это требование применяется отдельно к каждой группе открытых проводящих частей, защищаемой каждым устройством. Нейтральная точка или, если таковой не существует, фаза питающего генератора или трансформатора должны быть заземлены.

4.3.5.5 Требования защиты при косвенном прикосновении распространяются на:

а) корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников и т. п.;

б) приводы электрических аппаратов;

в) каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов, а также съемных или открывающихся частей, если на последних установлено электрооборудование напряжением выше 50 В переменного или 120 В постоянного тока (в случаях, предусмотренных соответствующими разделами технического кодекса: выше 25 В переменного или 60 В постоянного тока);

г) металлические конструкции распределительных устройств, кабельные конструкции, кабельные муфты, оболочки и броню контрольных и силовых кабелей, оболочки проводов, рукава и трубы электропроводки, оболочки и опорные конструкции шинопроводов (токопроводов), лотки, короба, струны, тросы и полосы, на которых укреплены кабели и провода (кроме струн, тросов и полос, по которым проложены кабели с зануленной или заземленной металлической оболочкой или броней), а также другие металлические конструкции, на которых устанавливается электрооборудование;

д) металлические оболочки и броню контрольных и силовых кабелей и проводов на напряжения, не превышающие указанные в 4.3.2.5, проложенные на общих металлических конструкциях, в том числе в общих трубах, коробах, лотках и т.п., с кабелями и проводами на более высокие напряжения;

е) металлические корпуса передвижных и переносных электроприемников;

ж) электрооборудование, установленное на движущихся частях станков, машин и механизмов.

При применении в качестве защитной меры автоматического отключения питания, указанные открытые проводящие части должны быть присоединены к глухозаземленной нейтрали источника питания в системе *TN* и заземлены в системах IT и TT.

4.3.5.6 Не требуется преднамеренно присоединять к нейтрали источника в системе TN и заземлять в системах IT и TT:

а) корпуса электрооборудования и аппаратов, установленных на металлических основаниях: конструкциях, распределительных устройствах, щитах, шкафах, станинах станков, машин и механизмов, присоединенных к нейтрали источника питания или заземленных, при обеспечении надежного электрического контакта этих корпусов с основаниями;

б) конструкции, перечисленные в 4.3.5.5, при обеспечении надежного электрического контакта между этими конструкциями и установленным на них электрооборудованием, присоединенным к защитному проводнику;

в) съемные или открывающиеся части металлических каркасов камер распределительных устройств, шкафов, ограждений и т. п., если на съемных (открывающихся) частях не установлено электрооборудование или если напряжение установленного электрооборудования не превышает значения, указанные в 4.3.2.5;

г) арматуру изоляторов воздушных линий электропередачи и присоединяемые к ней крепежные детали;

д) открытые проводящие части электрооборудования с двойной изоляцией;

е) металлические скобы, закрепы, отрезки труб механической защиты кабелей в местах их прохода через стены и перекрытия и другие подобные детали электропроводок площадью до 100 см^2, в том числе протяжные и ответвительные коробки скрытых электропроводок.

6.3.5.7 При выполнении автоматического отключения питания в электроустановках напряжением до 1 кВ все открытые проводящие части должны быть присоединены к глухозаземленной нейтрали источника питания, если применена система TN, и заземлены, если применены системы IT или TT. При этом характеристики защитных аппаратов и параметры защитных проводников должны быть согласованы, чтобы обеспечивалось нормированное время отключения поврежденной цепи защитно-коммутационным аппаратом в соответствии с номинальным фазным напряжением питающей сети.

В электроустановках, в которых в качестве защитной меры применено автоматическое отключение питания, должно быть выполнено уравнивание потенциалов.

Для автоматического отключения питания могут быть применены защитно-коммутационные аппараты, реагирующие на сверхтоки или на дифференциальный ток. Защита от сверхтоков должна быть выполнена в соответствии с ГОСТ 30331.9 и ГОСТ IEC/TR 61912-2.

4.3.5.8 В системе *TN* максимальное время защитного автоматического отключения, установленное в таблице 4.3, следует применять для групповых сетей по [1] с номинальным током аппарата защиты, не превышающим 32 А и 63 А, – при наличии штепсельных розеток.

Таблица 4.3 – Наибольшее допустимое время защитного автоматического отключения для системы TN

Номинальное фазное напряжение U, В	Время отключения, с
120	0,8
230	0,4
400	0,2
Более 400	0,1

Приведенные значения времени отключения считаются достаточными для обеспечения электробезопасности, в том числе в групповых сетях, питающих передвижные и переносные электроприемники и ручной электроинструмент класса 1.

В питающих распределительных сетях время защитного автоматического отключения не должно превышать 5 с.

В групповых сетях, не охваченных требованиями первого абзаца настоящего пункта, допускаются значения времени защитного автоматического отключения более указанных в таблице 4.3, но не более 5 с при выполнении одного из следующих условий:

1) полное сопротивление защитного проводника между главной заземляющей шиной и распределительным щитом или щитком не превышает значения, Ом:

$$Z \cdot 50/U \qquad (4.2)$$

где *Z* – полное сопротивление цепи фаза-нуль, Ом;

U − номинальное фазное напряжение цепи, В;

50 − падение напряжения на участке защитного проводника между главной заземляющей шиной и распределительным щитом или щитком, В;

2) к шине *PE* распределительного щита или щитка присоединена дополнительная система уравнивания потенциалов, охватывающая те же сторонние проводящие части, что и основная система уравнивания потенциалов.

Если время защитного автоматического отключения не удовлетворяет вышеуказанным требованиям, допускается применение УЗО, реагирующих на дифференциальный ток.

4.3.5.9 Не допускается применять УЗО, реагирующие на дифференциальный ток, в четырехпроводных трехфазных цепях (система TN-C). В случае необходимости (например, в действующих электроустановках)

применения УЗО для защиты отдельных электроприемников, получающих питание от системы TN-C, защитный PE-проводник электроприемника должен быть подключен к PEN-проводнику цепи, питающей электроприемник, до УЗО.

4.3.5.10 В системе IT время автоматического отключения питания при двойном замыкании на открытые проводящие части должно соответствовать таблице 4.4.

Таблица 4.4 − Наибольшее допустимое время защитного автоматического отключения для системы IT

Номинальное линейное напряжение *U*, В	Время отключения, с
230	0,8
400	0,4
690	0,2
Более 690	0,1

4.3.5.11 В каждом здании должна быть выполнена основная система уравнивания потенциалов. Все проводящие части, входящие в здание извне, должны присоединяться к искусственному заземлителю или системе уравнивания потенциалов на входе в здание.

4.3.5.12 Основная система уравнивания потенциалов в электроустановках до 1 кВ должна соединять между собой следующие проводящие части:

1) PE- или PEN-проводники питающих линий в системе TN;

2) заземляющий проводник, присоединенный к заземляющему устройству электроустановки, в системах IT и TT;

3) заземляющий проводник, присоединенный к заземлителю повторного заземления на вводе в здание (если есть заземлитель);

4) металлические трубы коммуникаций: горячего и холодного водоснабжения, канализации, отопления, газоснабжения и т. п.

Если трубопровод газоснабжения имеет изолирующую вставку на вводе в здание, к основной системе уравнивания потенциалов присоединяется только та часть трубопровода, которая находится относительно изолирующей вставки со стороны здания;

5) металлические части каркаса здания;

6) металлические части централизованных систем вентиляции и кондиционирования. При наличии децентрализованных систем вентиляции и кондиционирования металлические воздуховоды следует присоединять к шине PE щитов питания вентиляторов и кондиционеров;

7) заземляющее устройство системы молниезащиты в соответствии с [58];

8) заземляющий проводник функционального (рабочего) заземления, если такое имеется и отсутствуют ограничения на присоединение сети рабочего заземления к заземляющему устройству защитного заземления;

9) металлические оболочки телекоммуникационных кабелей.

Для соединения с основной системой уравнивания потенциалов указанные части должны быть присоединены к ГЗШ (см. 4.3.13.1, 4.3.13.2). Присоединение частей, указанных в перечислениях 4)–7) и 9), должно быть выполнено при помощи проводников системы уравнивания потенциалов.

4.3.5.13 Система дополнительного уравнивания потенциалов должна соединять между собой все одновременно доступные прикосновению открытые проводящие части стационарного электрооборудования и сторонние проводящие части, включая доступные прикосновению металлические части строительных конструкций здания, а также защитные проводники в системе TN и защитные заземляющие проводники в системах IT и TT, включая защитные проводники штепсельных розеток.

Для уравнивания потенциалов могут быть использованы специально предусмотренные проводники либо открытые и сторонние проводящие части, если они удовлетворяют требованиям 4.3.14.2 к защитным проводникам в отношении проводимости и непрерывности электрической цепи.

4.3.5.14 Защита при помощи двойной или усиленной изоляции может быть обеспечена применением электрооборудования класса II или заключением электрооборудования, имеющего только основную изоляцию токоведущих частей, в изолирующую оболочку.

Проводящие части оборудования с двойной изоляцией не должны быть присоединены к защитному проводнику и к системе уравнивания потенциалов.

4.3.5.15 Защитное электрическое разделение цепей следует применять, как правило, для одной цепи.

Наибольшее рабочее напряжение отделяемой цепи не должно превышать 500 В.

Питание отделяемой цепи должно быть выполнено от разделительного трансформатора, соответствующего ГОСТ 30030, или от другого источника, обеспечивающего равноценную степень безопасности.

Токоведущие части цепи, питающейся от разделительного трансформатора, не должны иметь соединений с заземленными частями и защитными проводниками других цепей.

Проводники цепей, питающихся от разделительного трансформатора, рекомендуется прокладывать отдельно от других цепей. Если это невозможно, то для таких цепей необходимо использовать кабели без

металлической оболочки, брони, экрана или изолированные провода, проложенные в изоляционных трубах, коробах и каналах при условии, что номинальное напряжение этих кабелей и проводов соответствует наибольшему напряжению совместно проложенных цепей, а каждая цепь защищена от сверхтоков.

Если от разделительного трансформатора питается только один электроприемник, то его открытые проводящие части не должны быть присоединены ни к защитному проводнику, ни к открытым проводящим частям других цепей.

Допускается питание нескольких электроприемников от одного разделительного трансформатора при одновременном выполнении следующих условий:

1) открытые проводящие части отделяемой цепи не должны иметь электрической связи с металлическим корпусом источника питания;

2) открытые проводящие части отделяемой цепи должны быть соединены между собой изолированными незаземленными проводниками местной системы уравнивания потенциалов, не имеющей соединений с защитными проводниками и открытыми проводящими частями других цепей;

3) все штепсельные розетки должны иметь защитный контакт, присоединенный к местной незаземленной системе уравнивания потенциалов;

4) все гибкие кабели, за исключением питающих оборудование класса II, должны иметь защитный проводник, применяемый в качестве проводника уравнивания потенциалов;

5) время отключения устройством защиты при двухфазном замыкании на открытые проводящие части не должно превышать время, указанное в таблице 4.4.

4.3.5.16 Изолирующие (непроводящие) помещения, зоны и площадки могут быть применены в электроустановках напряжением до 1 кВ, если требования к автоматическому отключению питания не могут быть выполнены, а применение других защитных мер невозможно либо нецелесообразно.

Сопротивление относительно локальной земли изолирующего пола и стен таких помещений, зон и площадок в любой точке должно быть не менее:

– 50 кОм – при номинальном напряжении электроустановки до 500 В включительно, измеренное мегаомметром на напряжение 500 В;

– 100 кОм – при номинальном напряжении электроустановки более 500 В, измеренное мегаомметром на напряжение 1000 В.

Если сопротивление в какой-либо точке меньше указанных, такие помещения, зоны, площадки не должны рассматриваться в качестве меры защиты от поражения электрическим током.

Для изолирующих (непроводящих) помещений, зон, площадок допускается использование электрооборудования класса 0 при соблюдении по крайней мере одного из трех следующих условий:

1) открытые проводящие части удалены одна от другой и от сторонних проводящих частей не менее чем на 2 м. Допускается уменьшение этого расстояния вне зоны досягаемости до 1,25 м;

2) открытые проводящие части отделены от сторонних проводящих частей барьерами из изоляционного материала. При этом расстояния, не менее указанных в 1), должны быть обеспечены с одной стороны барьера;

3) сторонние проводящие части покрыты изоляцией, выдерживающей испытательное напряжение не менее 2 кВ в течение 1 мин.

В изолирующих помещениях (зонах) не должен быть защитный проводник.

Должны быть предусмотрены меры против заноса потенциала на сторонние проводящие части помещения извне.

Пол и стены таких помещений не должны подвергаться воздействию влаги.

4.3.5.17 При выполнении мер защиты в электроустановках напряжением до 1 кВ классы применяемого электрооборудования по способу защиты человека от поражения электрическим током по ГОСТ 12.2.007.0 должно быть принято в соответствии с таблицей 4.5.

Таблица 4.5 − Применение электрооборудования в электроустановках напряжением до 1 кВ

Класс по ГОСТ 12.2.007.0	Маркировка	Назначение защиты	Условия применения электрооборудования в электроустановке
Класс 0	–	При косвенном прикосновении	1. Применение в непроводящих помещениях. 2. Питание от вторичной обмотки разделительного трансформатора только одного электроприемника
Класс I	Защитный зажим – знак ⏚, или буквы PE, или желто-зеленые полосы	При косвенном прикосновении	Присоединение заземляющего зажима электрооборудования к защитному проводнику электроустановки
Класс II	Знак ⧈	При косвенном прикосновении	Независимо от мер защиты, принятых в электроустановке

Класс III	Знак	От прямого и косвенного прикосновения	Питание от безопасного разделительного трансформатора

4.3.5.18 Устройство электроустановок низкого напряжения, в части координации изоляции и защиты от перенапряжений промышленной частоты должно учитывать систему заземления электроснабжения и перенапряжения, возникающие в случае повреждения (замыкания на землю) на стороне высокого напряжения питающего трансформатора и повреждений в электроустановке низкого напряжения [80].

Устройство электроустановок низкого напряжения, в части защиты электрооборудования от грозовых воздействий, должно соответствовать требованиям [58].

Заземляющие устройства высокого и низкого напряжения подстанции должны быть соединены между собой.

Оборудование, изоляция проводов и кабелей, устройства ограничения перенапряжений напряжением до 1 кВ должны учитывать уровни напряжений промышленной частоты во время повреждений в высоковольтной части подстанции и электроустановки потребителя. Методика оценки уровней напряжений приведена в приложении Л и [80].

4.3.6 Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью

4.3.6.1 Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью должны быть выполнены с соблюдением требований либо к их сопротивлению (4.3.6.3), либо к напряжению прикосновения (4.3.6.4), а также с соблюдением требований к конструктивному выполнению (4.3.6.5, 4.3.6.6) и к ограничению напряжения на заземляющем устройстве (4.3.6.2). Требования 4.3.6.2−4.3.6.6 не распространяются на заземляющие устройства опор ВЛ и кабельные колодцы КЛ.

4.3.6.2 Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно, как правило, превышать 10 кВ. Напряжение выше 10 кВ допускается на заземляющих устройствах, с которых исключен вынос потенциалов за пределы зданий и внешних ограждений электроустановок. При напряжении на заземляющем устройстве более 5 кВ должны быть предусмотрены меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики и по предотвращению выноса опасных потенциалов за пределы электроустановки.

4.3.6.3 Заземляющее устройство, которое выполнено с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, должны быть проложены продольные и поперечные горизонтальные заземлители, объединенные в заземляющую сетку.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5−0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8–1,0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение расстояний от фундаментов или оснований оборудования до 1,5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены друг к другу, а расстояние между основаниями или фундаментами двух рядов не превышает 3,0 м.

Поперечные заземлители должны быть проложены в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5–0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей к заземляющему устройству, а также в зоне расположения высоковольтного оборудования не должны превышать 6 х 6 м.

Если контур заземляющего устройства располагается в пределах внешнего ограждения электроустановки, то у входов и въездов на ее территорию должно быть выполнено выравнивание потенциала путем установки двух вертикальных заземлителей, присоединенных к внешнему горизонтальному заземлителю напротив входов и въездов. Вертикальные заземлители должны быть длиной 3−5 м, а расстояние между ними должно быть равно ширине входа или въезда.

4.3.6.4 Заземляющее устройство, которое выполнено с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения, должно в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю обеспечивать значения напряжений прикосновения, не превышающие нормированных ГОСТ 12.1.038.

При определении значения допустимого напряжения прикосновения в качестве расчетного времени воздействия следует принимать сумму времени действия защиты и полного времени отключения выключателя. При определении допустимых значений напряжений прикосновения у рабочих мест, где при производстве оперативных переключений могут возникнуть КЗ на конструкции, доступные для прикосновения производящему переключения персоналу, следует принимать время действия резервной защиты, а для остальной территории – основной защиты.

Примечание — Рабочее место - место оперативного обслуживания электрических аппаратов.

Размещение продольных и поперечных горизонтальных заземлителей определяется требованиями ограничения напряжений прикосновения до нормированных значений и удобством присоединения заземляемого оборудования. Расстояние между продольными, поперечными горизонтальными искусственными заземлителями не должно превышать 30 м, а глубина их заложения в грунт должна быть не менее 0,3 м. Для снижения напряжения прикосновения у рабочих мест в необходимых случаях может быть выполнена система выравнивания потенциалов путем укладки специальной потенциаловыравнивающей решетки или подсыпки щебня слоем толщиной 0,1−0,2 м.

В случае объединения заземляющих устройств разных напряжений в одно общее заземляющее устройство напряжение прикосновения должно определяться по наибольшему току короткого замыкания на землю объединяемых ОРУ.

4.3.6.5 При выполнении заземляющего устройства с соблюдением требований, предъявляемых к его сопротивлению или к напряжению прикосновения, дополнительно к требованиям 4.3.6.3 и 4.3.6.4 должны быть:

– проложены заземляющие проводники, присоединяющие оборудование или конструкции к заземлителю, в земле на глубине не менее 0,3 м;

– проложены продольные и поперечные горизонтальные заземлители (в четырех направлениях) вблизи мест расположения заземляемых нейтралей силовых трансформаторов, короткозамыкателей.

При выходе заземляющего устройства за пределы ограждения электроустановки горизонтальные заземлители, находящиеся вне территории электроустановки, должны быть проложены на глубине не менее 1 м.

4.3.6.6 Если от электроустановки отходят ВЛ 110 кВ и выше, то ограда должна быть заземлена с помощью вертикальных заземлителей длиной 2−3 м, установленных у стоек ограды по всему ее периметру через 20−50 м. Установка таких заземлителей не требуется для ограды с металлическими стойками и с теми стойками из железобетона, арматура которых электрически соединена с металлическими звеньями ограды.

Если ограда не присоединена к ЗУ ПС, то для исключения электрической связи внешней ограды с заземляющим устройством расстояние от ограды до элементов заземляющего устройства, расположенных вдоль нее с внутренней, внешней или с обеих сторон, должно быть не менее 2 м. Выходящие за пределы ограды горизонтальные заземлители, трубы и кабели с металлической оболочкой или броней и другие металлические коммуникации должны быть проложены посередине между стойками ограды на глубине не менее 0,5 м. В местах примыкания внешней ограды к зданиям и сооружениям, а также в местах примыкания к внешней ограде внутренних металлических ограждений должны быть выполнены кирпичные или деревянные вставки длиной не менее 1 м.

Питание электроприемников, установленных на внешней ограде, следует осуществлять от разделительных трансформаторов. Эти трансформаторы не допускается устанавливать на ограде. Линия, соединяющая вторичную обмотку разделительного трансформатора с электроприемником, расположенным на ограде, должна быть изолирована от земли на расчетное значение напряжения на заземляющем устройстве.

Если выполнение хотя бы одного из указанных мероприятий невозможно, то металлические части ограды следует присоединить к заземляющему устройству и выполнить выравнивание потенциалов так, чтобы напряжение прикосновения с внешней и внутренней сторон ограды не превышало допустимых значений, а с внешней стороны ограды на расстоянии 1 м от нее и на глубине 1 м должен быть проложен горизонтальный заземлитель. Этот заземлитель должен быть присоединен к заземляющему устройству не менее чем в четырех точках.

4.3.6.7 Если заземляющее устройство электроустановки напряжением выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью соединено с заземляющим устройством другой электроустановки при помощи кабеля с металлической оболочкой или броней или других металлических связей, то для выравнивания потенциалов вокруг указанной другой электроустановки или здания, в котором она размещена, необходимо соблюдение одного из следующих условий:

а) в земле на глубине 1 м и на расстоянии 1 м от фундамента здания или от периметра территории, занимаемой оборудованием, проложен заземлитель, соединенный с системой уравнивания потенциалов этого здания или этой территории, а у входов и у въездов в здание – проложены проводники на расстоянии 1 и 2 м от заземлителя на глубине 1 и 1,5 м соответственно и соединенные с заземлителем;

б) использованы железобетонные фундаменты в качестве заземлителей в соответствии с 4.3.11.1, если при этом обеспечивается допустимый уровень выравнивания потенциалов. Обеспечение условий выравнивания потенциалов посредством железобетонных фундаментов, используемых в качестве заземлителей, определяется в соответствии с ГОСТ 12.1.030.

Не требуется выполнение условий, указанных в перечислениях, а) и б) настоящего подпункта, если вокруг зданий имеются асфальтовые отмостки, в том числе у входов и у въездов. Если у какого-либо входа (въезда) отмостка отсутствует, то у этого входа (въезда) должно быть выполнено выравнивание потенциалов путем укладки двух проводников, как указано в перечислении, а) настоящего подпункта, или

соблюдено условие, приведенное в перечислении б) настоящего подпункта. При этом во всех случаях должны выполняться требования 4.3.6.8.

4.3.6.8 Во избежание выноса потенциала не рекомендуется питание электроприемников, находящихся за пределами заземляющих устройств электроустановок напряжением выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью, от обмоток до 1 кВ с заземленной нейтралью трансформаторов, находящихся в пределах контура заземляющего устройства электроустановки напряжением выше 1 кВ.

При необходимости питание таких электроприемников может осуществляться от трансформатора с изолированной нейтралью на стороне напряжением до 1 кВ по кабельной линии, выполненной кабелем без металлической оболочки и без брони, или по ВЛ. При этом напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать напряжение срабатывания пробивного предохранителя, установленного на стороне низшего напряжения трансформатора с изолированной нейтралью.

Питание таких электроприемников может также осуществляться от разделительного трансформатора. Разделительный трансформатор и линия от его вторичной обмотки к электроприемнику, если она проходит по территории, занимаемой заземляющим устройством электроустановки напряжением выше 1 кВ, должны иметь изоляцию от земли на расчетное значение напряжения на заземляющем устройстве.

Электрооборудование напряжением до 1 кВ находящееся за пределами ЗУ ПС напряжением выше 1 кВ и имеющие электрическую связь с электрооборудованием ПС напряжением до 1 кВ должно быть присоединено к ЗУ ПС не менее чем двумя заземляющими проводниками, посредством прокладки на глубине не менее 0,5 м двух горизонтальных заземлителей. Непосредственно возле места установки электрооборудования должно быть выполнено выравнивание потенциала по [9] (пункт 7.13.10). Допускается объединять ЗУ электрооборудования находящееся за пределами ЗУ ПС. Объединенное ЗУ электрооборудования присоединять к ЗУ ПС не менее, чем двумя заземляющими проводниками. Вокруг ограждения ПС должен быть проложен контурный заземлитель.

4.3.7 Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с изолированной, резистивной и компенсированной нейтралью

4.3.7.1 В электроустановках напряжением 6-35 кВ в электрических сетях с изолированной или компенсированной нейтралью сопротивление ЗУ R, Ом, при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно соответствовать условиям:

$$R \leq 10 \text{ Ом}; R \leq \frac{U_{зу}}{I}, \text{ Ом}, \quad (4.3)$$

где I — расчетный ток замыкания на землю, А;

$U_{зу}$=250 В – напряжение на ЗУ.

В качестве расчетного тока принимается:

а) в сетях без компенсации емкостных токов – ток замыкания на землю;

б) в сетях с компенсацией емкостных токов:

– для ЗУ, к которым присоединены компенсирующие аппараты, – ток, равный 125 % от номинального тока наиболее мощного из этих аппаратов;

– для ЗУ, к которым не присоединены компенсирующие аппараты, – ток замыкания на землю, проходящий в данной сети при отключении наиболее мощного из компенсирующих аппаратов.

Расчетный ток замыкания на землю должен быть определен для той из возможных в эксплуатации схем сети, при которой он имеет максимальное значение.

4.3.7.2 В электроустановках напряжением 6–35 кВ в электрических сетях с нейтралью заземленной через резистор сопротивление ЗУ R, Ом, в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно соответствовать условиям:

$$R \leq 10 \text{ Ом}; R \leq \frac{1{,}73 \cdot U_{зу} \cdot R_N}{\sqrt{3 \cdot I^2 \cdot R_N^2 + U_н^2}}, \quad (4.4)$$

где I – емкостная часть расчетного тока замыкания на землю, А;

R_N - сопротивление резистора заземления нейтрали, Ом;

$U_н$ – номинальное напряжение электроустановки, В;

$U_{зу}$≤250 В, при времени отключения повреждения более 5 с (высокоомное резистивное заземление или комбинированное заземление – заземление нейтрали посредством резистора подключаемого к вторичной обмотке ДГР), $U_{зу}$≤1200 В, при времени отключения повреждения менее 5 с (низкоомное резистивное заземление) [81]. При отключении повреждения за время менее 5 с необходима проверка соответствия напряжения прикосновения в открытой электроустановке допустимым напряжениям прикосновения по ГОСТ 12.1.038. Для закрытой электроустановки условие электробезопасности по напряжению прикосновения обеспечиваются заземляющим устройством и системой уравнивания потенциалов закрытой электроустановки.

4.3.7.3 При использовании заземляющего устройства одновременно для электроустановок напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью должны быть выполнены условия 4.3.9.1.

При использовании заземляющего устройства одновременно для электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства должно быть не более указанного в 4.3.8.2.

4.3.7.4 Для подстанций напряжением 6–10/0,4 кВ должно быть выполнено одно общее заземляющее устройство, к которому должны быть присоединены:

а) нейтраль трансформатора на стороне напряжением до 1 кв;

б) корпус трансформатора;

в) металлические оболочки и броня кабелей напряжением до 1 кв и выше;

г) открытые проводящие части электроустановок напряжением до 1 кв и выше;

д) сторонние проводящие части.

Вокруг площади, занимаемой отдельно стоящей подстанцией, на глубине 0,3–0,5 м и на расстоянии 0,8–1,0 м от края фундамента здания подстанции должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству.

Вокруг площади, занимаемой отдельно стоящей подстанцией с открытым РУ напряжением выше 1 кВ, на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1 м от края фундаментов открыто установленного оборудования, должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству.

4.3.7.5 Заземляющее устройство сети напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью, объединенное с заземляющим устройством сети напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью в одно общее заземляющее устройство, должно удовлетворять также требованиям 4.3.6.2 и 4.3.6.3.

4.3.8 Заземляющие устройства электроустановок напряжением до 1 кВ в сетях с глухозаземленной нейтралью

4.3.8.1 В электроустановках с глухозаземленной нейтралью нейтраль генератора или трансформатора трехфазного переменного тока, средняя точка источника постоянного тока, один из выводов источника однофазного тока должны быть присоединены к заземлителю при помощи заземляющего проводника.

Искусственный заземлитель, предназначенный для заземления нейтрали, как правило, должен быть расположен вблизи генератора или трансформатора. Для внутрицеховых подстанций допускается располагать заземлитель около стены здания.

Если фундамент здания, в котором размещается подстанция, используется в качестве естественных заземлителей, нейтраль трансформатора следует заземлять путем присоединения не менее чем к двум металлическим колоннам или к закладным деталям, приваренным к арматуре, не менее двух железобетонных фундаментов.

При расположении встроенных подстанций на разных этажах многоэтажного здания заземление нейтрали трансформаторов таких подстанций должно быть выполнено при помощи специально проложенного заземляющего проводника. В этом случае заземляющий проводник должен быть дополнительно присоединен к колонне здания, ближайшей к трансформатору, а его сопротивление учтено при определении сопротивления растеканию заземляющего устройства, к которому присоединена нейтраль трансформатора.

Во всех случаях должны быть приняты меры по обеспечению непрерывности цепи заземления и защите заземляющего проводника от механических повреждений.

Если в PEN-проводнике, соединяющем нейтраль трансформатора или генератора с шиной PEN распределительного устройства напряжением до 1 кВ, установлен трансформатор тока, то заземляющий проводник должен быть присоединен не к нейтрали трансформатора или генератора непосредственно, а к PEN-проводнику, по возможности сразу за трансформатором тока. В таком случае разделение PEN-проводника на PE и N-проводники в системе TN-S должно быть выполнено также за трансформатором тока. Трансформатор тока следует размещать как можно ближе к выводу нейтрали генератора или трансформатора.

4.3.8.2 Сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали генератора или трансформатора либо выводы источника однофазного тока, в любое время года должно быть не более 2, 4 и 8 Ом соответственно при линейных напряжениях 690, 400, 230 В источника трехфазного тока или 400, 230, 133 В источника однофазного тока. Это сопротивление должно быть обеспечено с учетом использования естественных заземлителей, а также заземлителей повторных заземлений PEN или PE-проводника ВЛ напряжением до 1 кВ при количестве отходящих линий не менее двух. Сопротивление заземлителя, расположенного в непосредственной близости от нейтрали генератора или трансформатора, или вывода источника однофазного тока, должно быть не более 15, 30 и 60 Ом соответственно при линейных напряжениях 690, 400, 230 В источника трехфазного тока или 400, 230, 133 В источника однофазного тока.

При удельном сопротивлении земли $\rho > 100$ Ом·м допускается увеличивать указанные нормы в $0{,}01\rho$ раз, но не более десятикратного.

4.3.8.3 На концах ВЛ или ответвлений от них длиной более 200 м, а также на вводах ВЛ к электроустановкам, в которых в качестве защитной меры при косвенном прикосновении применено автоматическое отключение питания, должны быть выполнены повторные заземления PEN-проводника. При этом в первую очередь следует использовать естественные заземлители, например, подземные части

опор, а также заземляющие устройства, предназначенные для защиты от грозовых перенапряжений (см. 6.2).

Указанные повторные заземления выполняются, если более частые заземления по условиям защиты от грозовых перенапряжений не требуются.

Повторные заземления PEN-проводника в сетях постоянного тока должны быть выполнены при помощи отдельных искусственных заземлителей, которые не должны иметь металлических соединений с подземными трубопроводами.

Заземляющие проводники для повторных заземлений PEN-проводника должны иметь размеры не менее приведенных в таблице 4.6.

Таблица 4.6 — Наименьшие размеры заземлителей и заземляющих проводников, проложенных в земле

Материал	Поверхность	Профиль	Минимальный размер				
			Диаметр, мм	Площадь поперечного сечения, мм^2	Толщина, мм	Толщина покрытия	
						Единичное значение, мкм	Среднее значение, мкм
Сталь черная	Без покрытия	Прямоугольный[а]	–	100	4	–	–
		Угловой	–	100	4	–	–
		Трубный	32	–	3,5	–	–
		Круглый для вертикальных заземлителей длиной до 5 м	12	–	–	–	–
		Круглый для вертикальных заземлителей длиной более 5 м	16	–	–	–	–
		Круглый для горизонтальных заземлителей	10	–	–	–	–
Сталь	Оцинкованная горячим способом[б] или нержавеющая[б,в]	Прямоугольный[а]	–	90	3	63	70
		Угловой	–	90	3	63	70
		Круглый для вертикальных заземлителей длиной до 5 м	12	–	–	63	70
		Круглый для вертикальных заземлителей длиной более 5 м	16	–	–	63	70
		Круглая проволока для горизонтальных заземлителей	10	–	–	–	50 [г]
		Трубный	25	-	2	47	55
Сталь	В медной оболочке	Круглые стержни для глубинных электродов заземления	15	–	–	2 000	–
	С электрохимическим медным покрытием	Круглые стержни для глубинных электродов заземления	14	–	–	240	250
Медь	Без покрытия[а]	Прямоугольный	–	50	2	–	–
		Круглая проволока для горизонтальных заземлителей	–	25 [д]	–	–	–

Материал	Поверхность	Профиль	Минимальный размер				
			Диаметр, мм	Площадь поперечного сечения, мм^2	Толщина, мм	Толщина покрытия	
						Единичное значение, мкм	Среднее значение, мкм
		Трос	1,8 для каждой проволоки	25	–	–	–
		Трубный	–	–	2	–	–
	Луженая	Трос	1,8 для каждой проволоки	25	-	1	5
	Оцинкованная	Прямоугольный	–	50	2	20	40

[а] Прокат или нарезанная полоса со скругленными краями.
[б] Может также быть использован для электродов, погруженных в бетон.
[в] Применяется без покрытия.
[г] В случае непрерывного горячего цинкования толщина покрытия в 50 мкм соответствует настоящим техническим возможностям.
[д] Если экспериментально доказано, что вероятность повреждения от коррозии и механических воздействий мала, то может использоваться сечение 16 мм^2.

4.3.8.4 Сопротивление заземлителя повторного заземления ВЛ, ГРЩ, вводного устройства, или вводно-распределительного устройства здания или сооружения при воздушных и кабельных питающих линиях напряжением до 1 кВ в любое время года должно составлять не более 5, 10 и 20 Ом соответственно при линейных напряжениях источника трехфазного тока 690, 400(380), 230 В или линейных напряжениях источника однофазного тока 400, 230(220), 133 В.

Примечание — Заземлитель повторного заземления ГРЩ, вводного устройства, или вводно-распределительного устройства здания или сооружения состоит из заземлителей повторного заземления воздушных, кабельных питающих линий и заземлителя здания, сооружения с учетом естественных заземлителей здания, сооружения по [1] (пункт 16.1.13).

Сопротивление заземлителя здания, сооружения, повторного заземления ВЛ, при отсоединении PE и PEN-проводников должно быть не более 15, 30 и 60 Ом соответственно при линейных напряжениях источника трехфазного тока 690, 400, 230 В или линейных напряжениях источника однофазного тока 400, 230, 133 В.

При удельном сопротивлении земли ρ более 100 Ом·м нормируемое сопротивление растеканию заземлителей увеличивается в 0,01ρ раз, но не более чем в 10 раз.

4.3.9 Заземляющие устройства электроустановок напряжением до 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью

4.3.9.1 Сопротивление заземляющего устройства, используемого для защитного заземления открытых проводящих частей, в системе IT должно соответствовать условию

$$R \cdot I \le U_{пр} \qquad (4.5)$$

где R − сопротивление заземляющего устройства, Ом;

$U_{пр}$ – напряжение прикосновения, значение которого принимается равным 50 В (см. 4.3.2.5);

I − полный ток замыкания на землю, А.

Как правило, не требуется принимать значение сопротивления заземляющего устройства более 4 Ом. Допускается сопротивление заземляющего устройства до 10 Ом, если соблюдено приведенное выше условие по выражению (4.5), а мощность генераторов или трансформаторов не превышает 100 кВ·А, в том числе суммарная мощность генераторов или трансформаторов, работающих параллельно.

4.3.10 Заземляющие устройства в районах с большим удельным сопротивлением земли

4.3.10.1 При сооружении искусственных заземлителей в районах с большим удельным сопротивлением земли рекомендуются мероприятия по [9] (пункт 7.13.19).

4.3.11 Заземлители

4.3.11.1 В качестве естественных заземлителей могут быть использованы:

1) металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей, в том числе железобетонные фундаменты зданий и сооружений, имеющие защитные гидроизоляционные покрытия в неагрессивных, слабоагрессивных и среднеагрессивных средах;

2) металлические трубы водопровода, проложенные в земле;

3) обсадные трубы буровых скважин;

4) металлические шпунты гидротехнических сооружений, водоводы, закладные части затворов и т. п.;

5) рельсовые пути магистральных неэлектрифицированных железных дорог и подъездные пути при наличии преднамеренного устройства перемычек между рельсами;

6) другие находящиеся в земле металлические конструкции и сооружения;

7) заземлители опор ВЛ, соединенные с заземляющим устройством электроустановки при помощи грозозащитного троса ВЛ, если трос не изолирован от опор ВЛ;

8) свинцовые оболочки кабелей, проложенных в земле (алюминиевые оболочки кабелей не допускается использовать в качестве естественных заземлителей).

Если оболочки кабелей служат единственными заземлителями, то в расчете заземляющих устройств они должны учитываться при количестве кабелей не менее двух;

9) PEN-проводники ВЛ до 1 кВ с повторными заземлениями при количестве ВЛ не менее двух.

4.3.11.2 Не допускается использовать в качестве заземлителей трубопроводы горючих жидкостей, горючих или взрывоопасных газов и смесей и трубопроводы канализации и центрального отопления. Указанные ограничения не исключают необходимости присоединения таких трубопроводов к заземляющему устройству с целью уравнивания потенциалов.

Запрещено использование в качестве заземлителей железобетонные конструкции зданий и сооружений с предварительно напряженной арматурой, однако это ограничение не распространяется на опоры ВЛ и опорные конструкции ОРУ.

При использовании естественных заземлителей по условию плотности протекающих по ним токов, необходимость сварки арматурных стержней железобетонных фундаментов и конструкций, приварки анкерных болтов стальных колонн к арматурным стержням железобетонных фундаментов, а также возможность использования фундаментов в сильноагрессивных средах должны быть определены расчетом.

4.3.11.3 Искусственные заземлители могут быть из черной или оцинкованной стали, омедненными или медными.

Искусственные заземлители не должны иметь окраски.

Материал и наименьшие размеры заземлителей должны соответствовать приведенным в таблице 4.6.

4.3.11.4 Сечение горизонтальных заземлителей для электроустановок напряжением выше 1 кВ должны соответствовать условию термической стойкости при допустимой температуре нагрева 400 °С (кратковременный нагрев, соответствующий времени действия основной защиты и отключения коммутационного аппарата).

В случае опасности коррозии заземляющих устройств следует выполнить мероприятия по [9].

4.3.12 Заземляющие проводники

4.3.12.1 Сечения заземляющих проводников в электроустановках напряжением до 1 кВ должны соответствовать требованиям 6.3.14.6 к защитным проводникам.

Наименьшие сечения заземляющих проводников, проложенных в земле, должны соответствовать приведенным в таблице 4.6.

Прокладка в земле алюминиевых неизолированных проводников не допускается.

4.3.12.2 В электроустановках напряжением выше 1 кВ сечения заземляющих проводников должны быть такими, чтобы при протекании по ним наибольшего тока однофазного КЗ в электроустановках с эффективно заземленной нейтралью или тока двухфазного КЗ в электроустановках с изолированной нейтралью температура заземляющих проводников не превысила 400 °С (кратковременный нагрев, соответствующий полному времени действия защиты и отключения коммутационного аппарата).

4.3.12.3 В электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью проводимость заземляющих медных проводников сечением до 25 мм^2 или равноценное ему из других материалов должна составлять не менее 1/3 проводимости фазных проводников. Как правило, не требуется применение медных проводников сечением более 25 мм^2, алюминиевых − 35 мм^2, стальных − 120 мм^2.

4.3.12.4 Для выполнения измерений сопротивления заземляющего устройства в удобном месте должна быть предусмотрена возможность отсоединения заземляющего проводника. В электроустановках напряжением до 1 кВ таким местом, как правило, является главная заземляющая шина. Отсоединение заземляющего проводника должно быть возможно только при помощи инструмента.

4.3.12.5 Заземляющий проводник, присоединяющий заземлитель рабочего (функционального) заземления к главной заземляющей шине в электроустановках напряжением до 1 кВ, должен иметь сечение не менее: медный − 10 мм^2, алюминиевый − 16 мм^2, стальной − 75 мм^2.

4.3.12.6 У мест ввода заземляющих проводников в здания должен быть предусмотрен опознавательный знак .

4.3.13 Главная заземляющая шина

4.3.13.1 Главная заземляющая шина может быть выполнена внутри вводного устройства электроустановки напряжением до 1 кВ или отдельно от него.

Внутри вводного устройства в качестве главной заземляющей шины следует использовать шину PE.

При отдельной установке главная заземляющая шина должна быть расположена в доступном, удобном для обслуживания месте вблизи вводного устройства.

Сечение отдельно установленной главной заземляющей шины должно быть не менее сечения PE (PEN)-проводника питающей линии.

Главная заземляющая шина должна быть, как правило, медной. Допускается применение главной заземляющей шины из оцинкованной методом горячего цинкования стали. Применение алюминиевых шин не допускается.

В конструкции шины должна быть предусмотрена возможность индивидуального отсоединения присоединенных к ней проводников. Отсоединение должно быть возможно только с использованием инструмента.

В местах, доступных только квалифицированному персоналу (например, щитовых помещениях жилых домов), главную заземляющую шину следует устанавливать открыто. В местах, доступных посторонним лицам (например, подъездах или подвалах домов), она должна иметь защитную оболочку − шкаф или ящик с запирающейся на ключ дверцей. На дверце или на стене над шиной должен быть нанесен знак ⏚.

4.3.13.2 Если здание имеет несколько обособленных вводов, главная заземляющая шина должна быть выполнена для каждого вводного устройства. При наличии встроенных трансформаторных подстанций главная заземляющая шина должна устанавливаться возле каждой из них. Эти шины должны соединяться проводником уравнивания потенциалов сечением (с эквивалентной проводимостью), равным сечению меньшей из попарно соединяемых главных заземляющих шин.

4.3.13.3 Сечение PE-шины в вводных устройствах электроустановок зданий и, соответственно, главной заземляющей шины принимается по ГОСТ IEC 61439-1. Минимальное сечение PE-шины определяется по таблице 4.7.

Если главные заземляющие шины устанавливаются отдельно и к ним не присоединяются защитные проводники электроустановки, в том числе PEN (PE)-проводники питающей линии, то сечение (эквивалентная проводимость) каждой из отдельно устанавливаемых главных заземляющих шин принимается равной половине сечения PE-шины, наибольшей из всех PE-шин, но не менее меньшего из сечений PE-шин вводных устройств.

Для соединения нескольких главных заземляющих шин могут использоваться сторонние проводящие части, если они соответствуют требованиям 4.3.14.2 к непрерывности и проводимости электрической цепи.

Таблица 4.7 — Наименьшие сечения PE-шин

Сечение фазного проводника, S, мм^2	Наименьшее сечение PE-шины, мм^2
До 16 включ.	S
Св. 16 до 35 включ.	16
Св. 35 до 400 включ.	S/2
Св. 400 до 800 включ.	200
Св. 800	S/4

4.3.14 Защитные проводники (PE-проводники)

4.3.14.1 В качестве PE-проводников в электроустановках напряжением до 1 кВ могут использоваться:

1) специально предусмотренные проводники:

– жилы многожильных кабелей;

– изолированные или неизолированные провода в общей оболочке с фазными проводами;

– стационарно проложенные изолированные или неизолированные проводники;

2) открытые проводящие части электроустановок:

– алюминиевые оболочки кабелей;

– стальные трубы электропроводок;

– металлические оболочки и опорные конструкции шинопроводов и комплектных устройств заводского изготовления.

Металлические короба и лотки электропроводок можно использовать в качестве защитных проводников при условии, что конструкцией коробов и лотков предусмотрено такое использование, о чем имеется указание в документации изготовителя, а их расположение исключает возможность механического повреждения;

3) некоторые сторонние проводящие части:

– металлические строительные конструкции зданий и сооружений (фермы, колонны и т. п.);

– арматура железобетонных строительных конструкций зданий при условии выполнения требований 4.3.14.2;

– металлические конструкции производственного назначения (подкрановые рельсы, галереи, площадки, шахты лифтов, подъемников, элеваторов, обрамления каналов и т. п.).

4.3.14.2 Использование открытых и сторонних проводящих частей в качестве PE-проводников допускается, если они отвечают требованиям настоящего раздела к проводимости и непрерывности электрической цепи.

Сторонние проводящие части могут быть использованы в качестве PE-проводников, если они, кроме того, одновременно отвечают следующим требованиям:

1) непрерывность электрической цепи обеспечивается либо их конструкцией, либо соответствующими соединениями, защищенными от механических, химических и других повреждений;

2) их демонтаж невозможен, если не предусмотрены меры по сохранению непрерывности цепи и ее проводимости.

4.3.14.3 Не допускается использовать в качестве PE-проводников:

– металлические оболочки изоляционных трубок и трубчатых проводов, несущие тросы при тросовой электропроводке, металлорукава, а также свинцовые оболочки проводов и кабелей;

– трубопроводы газоснабжения и другие трубопроводы горючих и взрывоопасных веществ и смесей, трубы канализации и центрального отопления;

– водопроводные трубы при наличии в них изолирующих вставок.

4.3.14.4 Защитные проводники цепей не допускается использовать в качестве защитных проводников электрооборудования, питающегося по другим цепям, а также использовать открытые проводящие части электрооборудования в качестве защитных проводников для другого электрооборудования, за исключением оболочек и опорных конструкций шинопроводов и комплектных устройств заводского изготовления, обеспечивающих возможность подключения к ним защитных проводников в нужном месте.

4.3.14.5 Использование специально предусмотренных защитных проводников для иных целей не допускается.

4.3.14.6 Наименьшие площади поперечного сечения защитных проводников должны соответствовать таблице 4.8.

Таблица 4.8 — Наименьшие сечения защитных проводников

Сечение фазных проводников, мм^2	Наименьшее сечение защитных проводников, мм^2
До 16 включ.	S
Св. 16 до 35 включ.	16
Св. 35	S/2

Площади сечений приведены для случая, если защитные проводники изготовлены из того же материала, что и фазные проводники. Сечения защитных проводников из других материалов должны быть эквивалентны по проводимости приведенным.

Допускается сечение защитного проводника менее требуемых значений, если оно рассчитано по формуле (только для времени отключения ≤5 с):

$$S \geq I \cdot \sqrt{t}/k, \tag{4.6}$$

где S − площадь поперечного сечения защитного проводника, мм^2;

I − ток короткого замыкания, обеспечивающий время отключения поврежденной цепи защитным аппаратом в соответствии с таблицами 4.3 и 4.4 или за время не более 5 с в соответствии с 4.3.5.8, А;

t − время срабатывания защитного аппарата, с;

k − коэффициент, значение которого зависит от материала защитного проводника, его изоляции, начальной и конечной температур. Значения k для защитных проводников в различных условиях приведены в таблицах 4.9−4.12.

Значения максимальной температуры при определении сечения защитного проводника не должны превышать предельно допустимых температур нагрева проводников при КЗ в соответствии с [9], а для электроустановок во взрывоопасных зонах должны соответствовать ГОСТ 22782.0.

Таблица 4.9 — Значение коэффициента *k* для изолированных защитных проводников, не входящих в кабель, и для неизолированных проводников, касающихся оболочки кабелей (начальная температура проводника принята равной 30°С).

Параметр	Материал изоляции		
	Поливинилхлорид (ПВХ)	Сшитый полиэтилен, этиленпропиленовая резина	Бутиловая резина
Конечная температура, °С	160	250	220
k проводника: – медного	143	176	166
– алюминиевого	95	116	110
– стального	52	64	60

Таблица 4.10 — Значение коэффициента k для защитного проводника, входящего в многожильный кабель

Параметр	Материал изоляции		
	Поливинилхлорид (ПВХ)	Сшитый полиэтилен, этиленпропиленовая резина	Бутиловая резина
Начальная температура, °С	70	90	85
Конечная температура, °С	160	250	220
k проводника: – медного	115	143	134
– алюминиевого	76	94	89

Таблица 4.11 — Значение коэффициента *k* при использовании в качестве защитного проводника алюминиевой оболочки кабеля

Параметр	Материал изоляции		
	Поливинилхлорид (ПВХ)	Сшитый полиэтилен, этиленпропиленовая резина	Бутиловая резина
Начальная температура, °С	60	80	75
Конечная температура, °С	160	250	220
k	81	98	93

Таблица 4.12 — Значение коэффициента *k* для неизолированных проводников, если указанные температуры не создают опасности повреждения находящихся вблизи материалов (начальная температура проводника принята равной 30°С)

Материал проводника	Условия	Проводники		
		проложенные открыто и в специально отведенных местах	эксплуатируемые	
			в нормальной среде	в пожароопасной среде
Медь	Максимальная температура, °С	500 *	200	150
	k	228	159	138
Алюминий	Максимальная температура, °С	300 *	200	150
	k	125	105	91
Сталь	Максимальная температура, °С	500 *	200	150
	k	82	58	50
* Указанные температуры допускаются, если они не ухудшают качество соединений.				

4.3.14.7 Во всех случаях сечение медных защитных проводников, не входящих в состав кабеля или проложенных не в общей оболочке (трубе, коробе, на одном лотке) с фазными проводниками, должно быть не менее:

– 2,5 мм^2 − при наличии механической защиты;

– 4 мм^2 − при отсутствии механической защиты.

Сечение отдельно проложенных защитных алюминиевых проводников должно быть не менее 16 мм^2.

4.3.14.8 В системе TN защитные проводники рекомендуется прокладывать совместно или в непосредственной близости с фазными проводниками.

4.3.14.9 В местах, где возможно повреждение изоляции фазных проводников в результате искрения между неизолированным защитным проводником и металлической оболочкой или конструкцией (например, при прокладке проводов в трубах, коробах, лотках), защитные проводники должны иметь изоляцию, равноценную изоляции фазных проводников.

4.3.14.10 Неизолированные PE-проводники должны быть защищены от коррозии. В местах пересечения PE-проводников с кабелями, трубопроводами, железнодорожными путями, а также их ввода в здания и в других местах, где возможны механические повреждения, эти проводники должны быть защищены.

В местах пересечения температурных и осадочных швов должна быть предусмотрена компенсация длины PE-проводников.

4.3.15 Совмещенные защитные и нейтральные проводники (PEN-проводники)

4.3.15.1 В многофазных цепях в системе TN для стационарно проложенных кабелей, жилы которых имеют площадь поперечного сечения: для медных – не менее 10 мм^2, для алюминиевых – не менее 16 мм^2, функции защитного (PE) и нейтрального (N) проводников могут быть совмещены в одном проводнике (PEN-проводнике).

4.3.15.2 Не допускается совмещение функций защитного и нейтрального проводников в цепях однофазного и постоянного тока. В качестве защитного проводника в таких цепях должен быть предусмотрен отдельный третий проводник. Это требование не распространяется:

- на ответвления от ВЛ напряжением до 1 кВ к однофазным потребителям электроэнергии;
- на сети наружного освещения населенных пунктов с типом заземления системы TN-C;
- на однофазные цепи электроснабжения постоянно подключенного электрооборудования трансформаторных подстанций.

4.3.15.3 Не допускается использование сторонних проводящих частей в качестве единственного PEN-проводника.

Это требование не исключает использования открытых и сторонних проводящих частей в качестве дополнительного PEN-проводника при присоединении их к системе уравнивания потенциалов.

4.3.15.4 Специально предусмотренные PEN-проводники должны соответствовать требованиям 4.3.14.6 к сечению защитных проводников.

Изоляция PEN-проводников должна быть равноценна изоляции фазных проводников. Не требуется изолировать шину PEN сборных шин низковольтных комплектных устройств.

4.3.15.5 Если нейтральный и защитный проводники разделены начиная с какой-либо точки электроустановки, не допускается объединять их за этой точкой по ходу распределения энергии. В месте разделения PEN-проводника на защитный и нейтральный необходимо предусмотреть отдельные зажимы или шины для проводников, соединенные между собой проводником сечением не менее сечения PEN-проводника. PEN-проводник питающей линии должен быть подключен к зажиму или шине защитного PE-проводника.

4.3.15.6 PEN-проводники (шины) в ГРЩ ТП должны обязательно учитывать требования по обеспечению устойчивости при термическом и динамическом воздействии на электроустановку как в нормальных условиях работы, так и при коротком замыкании, соответствовать требованиям 6.1.2.1 и 6.1.5.2.

4.3.16 Проводники системы уравнивания потенциалов

4.3.16.1 В качестве проводников системы уравнивания потенциалов могут быть использованы открытые и сторонние проводящие части, указанные в 4.3.14.1, или специально проложенные проводники, или их сочетание.

4.3.16.2 Сечение проводников основной системы уравнивания потенциалов должно быть не менее половины наибольшего сечения защитного проводника электроустановки, если сечение медного проводника уравнивания потенциалов при этом не превышает 25 мм^2 или равноценное ему из других материалов. Применение проводников большего сечения, как правило, не требуется. Сечение проводников основной системы уравнивания потенциалов в любом случае должно быть не менее: медных − 6 мм^2, алюминиевых − 16 мм^2, стальных − 50 мм^2.

4.3.16.3 Сечение проводников дополнительной системы уравнивания потенциалов должно быть не менее:

– при соединении двух открытых проводящих частей − сечения меньшего из защитных проводников, подключенных к этим частям;

– при соединении открытой проводящей части и сторонней проводящей части − половины сечения защитного проводника, подключенного к открытой проводящей части.

Сечения проводников дополнительного уравнивания потенциалов, не входящих в состав кабеля, должны соответствовать требованиям 4.3.14.7.

4.3.17 Соединения и присоединения заземляющих, защитных проводников и проводников системы уравнивания и выравнивания потенциалов

4.3.17.1 Соединения и присоединения заземляющих, защитных проводников и проводников системы уравнивания и выравнивания потенциалов должны быть надежными и обеспечивать непрерывность электрической цепи. Соединения стальных проводников рекомендуется выполнять посредством сварки. Допускается в помещениях и в наружных установках без агрессивных сред соединять заземляющие и защитные проводники другими способами, обеспечивающими требования ГОСТ 10434 ко 2-му классу соединений.

Соединения должны быть защищены от коррозии и механических повреждений.

Для болтовых соединений должны быть предусмотрены меры против ослабления контакта.

4.3.17.2 Соединения и присоединения должны быть доступны для осмотра и выполнения испытаний, за исключением соединений, заполненных компаундом или герметизированных, а также сварных, паяных и спрессованных присоединений к нагревательным элементам в системах обогрева и их соединений, находящихся в полах, стенах, перекрытиях и в земле.

4.3.17.3 При применении устройств контроля непрерывности цепи заземления не допускается включать их катушки последовательно (в рассечку) с защитными проводниками.

4.3.17.4 Присоединения заземляющих и защитных проводников и проводников уравнивания потенциалов к открытым проводящим частям должны быть выполнены при помощи болтовых соединений или сварки.

Присоединения оборудования, подвергающегося частому демонтажу или установленного на движущихся частях или частях, подверженных сотрясениям и вибрации, должны быть выполнены при помощи гибких проводников.

Соединения защитных проводников электропроводок и ВЛ должны быть выполнены теми же методами, что и соединения фазных проводников.

При использовании естественных заземлителей для заземления электроустановок и сторонних проводящих частей в качестве защитных проводников и проводников уравнивания потенциалов контактные соединения должны быть выполнены методами, предусмотренными ГОСТ 12.1.030.

4.3.17.5 Места и способы присоединения заземляющих проводников к протяженным естественным заземлителям (например, к трубопроводам) должны быть такими, чтобы при разъединении заземлителей для ремонтных работ ожидаемые напряжения прикосновения и расчетные значения сопротивления заземляющего устройства не превышали безопасных значений.

Шунтирование водомеров, задвижек и т. п. должно быть выполнено при помощи проводника соответствующего сечения в зависимости от того, используется ли он в качестве защитного проводника системы уравнивания потенциалов, защитного проводника или защитного заземляющего проводника.

4.3.17.6 Присоединение каждой открытой проводящей части электроустановки к защитному или защитному заземляющему проводнику должно быть выполнено при помощи отдельного ответвления. Последовательное включение в защитный проводник открытых проводящих частей не допускается.

Присоединение проводящих частей к основной системе уравнивания потенциалов должно быть выполнено также при помощи отдельных ответвлений.

Присоединение проводящих частей к дополнительной системе уравнивания потенциалов может быть выполнено при помощи как отдельных ответвлений, так и присоединения к одному общему неразъемному проводнику.

4.3.17.7 Не допускается включать коммутационные аппараты в цепи PE и PEN-проводников, за исключением случаев питания электроприемников при помощи штепсельных соединителей.

Для индивидуальных жилых, дачных, садовых домов и аналогичных им объектов разделение PEN-проводника на PE и N-проводники должно быть выполнено во вводном или вводно-распределительном устройстве здания или в шкафу учета, установленного на границе раздела участка. В месте разделения PEN-проводника на PE и N-проводники должны быть предусмотрены отдельные PE и N-шины, соединенные между собой проводником сечением не менее сечения PEN-проводника. PE и N-шины должны быть медными или из медных сплавов. В качестве главной заземляющей шины используется шина PE во вводном или вводно-распределительном устройстве здания.

4.3.17.8 Если защитные проводники и/или проводники уравнивания потенциалов могут быть разъединены при помощи того же штепсельного соединителя, что и соответствующие фазные проводники, розетка и вилка штепсельного соединителя должны иметь специальные защитные контакты для присоединения к ним защитных проводников или проводников уравнивания потенциалов.

Если корпус штепсельной розетки выполнен из металла, он должен быть присоединен к защитному контакту этой розетки.

4.3.18 Переносные электроприемники

4.3.18.1 К переносным электроприемникам в настоящем техническом кодексе отнесены электроприемники, которые могут находиться в руках человека в процессе их эксплуатации (ручной электроинструмент, переносные бытовые электроприборы, переносная радиоэлектронная аппаратура и т. п.).

4.3.18.2 Питание переносных электроприемников переменного тока следует выполнять от сети напряжением не выше 400/230 В.

В зависимости от категории помещения по уровню опасности поражения людей электрическим током (см. 4.1) для защиты при косвенном прикосновении в цепях, питающих переносные электроприемники, могут быть применены автоматическое отключение питания, защитное электрическое разделение цепей, сверхнизкое напряжение, двойная изоляция.

4.3.18.3 При применении автоматического отключения питания металлические корпуса переносных электроприемников, за исключением электроприемников с двойной изоляцией, должны быть присоединены к защитному проводнику в системе TN или заземлены в системе IT, для чего должен быть предусмотрен специальный защитный (PE) проводник, расположенный в одной оболочке с фазными проводниками (третья жила кабеля или провода − для электроприемников однофазного и постоянного тока, четвертая или пятая жила −для электроприемников трехфазного тока), присоединяемый к корпусу электроприемника и к защитному контакту вилки штепсельного соединителя. PE-проводник должен быть медным, гибким, его

сечение должно быть равно сечению фазных проводников. Использование для этой цели нейтрального (N) проводника, в том числе расположенного в общей оболочке с фазными проводниками, не допускается.

4.3.18.4 Допускается применять стационарные и отдельные переносные защитные проводники и проводники уравнивания потенциалов для переносных электроприемников испытательных лабораторий и экспериментальных установок, перемещение которых в период их работы не предусматривается. При этом стационарные проводники должны удовлетворять требованиям 4.3.14.1−4.3.14.10, а переносные проводники должны быть медными, гибкими и иметь сечение не меньшее, чем у фазных проводников. При прокладке таких проводников не в составе общего с фазными проводниками кабеля их сечения должны быть не менее указанных в 4.3.14.7.

4.3.18.5 Для дополнительной защиты от прямого прикосновения и при косвенном прикосновении штепсельные розетки с номинальным током не более 20 А наружной установки, а также внутренней установки, но к которым могут быть подключены переносные электроприемники, используемые вне зданий либо в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных, должны быть защищены устройствами защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА. Допускается применение ручного электроинструмента, оборудованного УЗО-вилками.

При применении защитного электрического разделения цепей в стесненных помещениях с проводящим полом, стенами и потолком, а также при наличии требований в соответствующих разделах настоящего технического кодекса и главах [7] в других помещениях с особой опасностью каждая розетка должна питаться от индивидуального разделительного трансформатора или от его отдельной обмотки.

При применении сверхнизкого напряжения питание переносных электроприемников напряжением до 50 В должно осуществляться от безопасного разделительного трансформатора.

4.3.18.6 Для присоединения переносных электроприемников к питающей сети следует применять штепсельные соединители, соответствующие требованиям 4.3.17.8.

В штепсельных соединителях переносных электроприемников, удлинительных проводов и кабелей проводник со стороны источника питания должен быть присоединен к розетке, а со стороны электроприемника − к вилке.

4.3.18.7 УЗО защиты розеточных цепей рекомендуется размещать в распределительных (групповых, квартирных) щитках. Допускается применять УЗО-розетки.

4.3.18.8 Защитные проводники переносных проводов и кабелей должны быть обозначены желто-зелеными полосами.

4.3.19 Передвижные электроустановки

4.3.19.1 Требования к передвижным электроустановкам не распространяются на:

– судовые электроустановки;

– электрооборудование, размещенное на движущихся частях станков, машин и механизмов;

– электрифицированный транспорт;

– жилые автофургоны.

Для испытательных лабораторий должны также выполняться требования других соответствующих ТНПА.

4.3.19.2 К автономным передвижным источникам питания электроэнергией в настоящем техническом кодексе отнесены источники, которые позволяют осуществлять питание потребителей независимо от стационарных источников электроэнергии (энергосистемы).

4.3.19.3 Передвижные электроустановки могут получать питание от стационарных или автономных передвижных источников электроэнергии.

Питание от стационарной электрической сети должно, как правило, выполняться от источника с глухозаземленной нейтралью с применением систем TN-S или TN-C-S. Объединение функций защитного проводника PE и нейтрального проводника N в одном общем проводнике PEN внутри передвижной электроустановки не допускается. Разделение PEN-проводника питающей линии на PE и N-проводники должно быть выполнено в точке подключения установки к источнику питания.

При питании от автономного передвижного источника его нейтраль, как правило, должна быть изолирована.

4.3.19.4 При питании стационарных электроприемников от автономных передвижных источников питания режим нейтрали источника питания и меры защиты должны соответствовать режиму нейтрали и мерам защиты, принятым для стационарных электроприемников.

4.3.19.5 В случае питания передвижной электроустановки от стационарного источника питания для защиты при косвенном прикосновении должно быть выполнено автоматическое отключение питания в соответствии с 4.3.5.8 с применением устройства защиты от сверхтоков. При этом время отключения, приведенное в таблице 4.3, должно быть уменьшено вдвое либо дополнительно к устройству защиты от сверхтоков должно быть применено устройство защитного отключения, реагирующее на дифференциальный ток.

В специальных электроустановках допускается применение УЗО, реагирующих на потенциал корпуса относительно земли.

При применении УЗО, реагирующего на потенциал корпуса относительно земли, уставка по значению отключающего напряжения должна быть равной 25 В при времени отключения не более 5 с.

4.3.19.6 В точке подключения передвижной электроустановки к источнику питания должно быть установлено устройство защиты от сверхтоков и УЗО, реагирующее на дифференциальный ток, номинальный отключающий дифференциальный ток которого должен быть на 1−2 ступени больше соответствующего тока УЗО, установленного на вводе в передвижную электроустановку.

При необходимости на вводе в передвижную электроустановку может быть применено защитное электрическое разделение цепей в соответствии с 4.3.5.10. При этом разделительный трансформатор, а также вводное защитное устройство должны быть помещены в изолирующую оболочку.

Устройство присоединения ввода питания в передвижную электроустановку должно иметь двойную изоляцию.

4.3.19.7 При применении автоматического отключения питания в системе IT для защиты при косвенном прикосновении должны быть выполнены:

– защитное заземление в сочетании с непрерывным контролем изоляции, действующим на сигнал;

– автоматическое отключение питания, обеспечивающее время отключения при двухфазном замыкании на открытые проводящие части в соответствии с таблицей 4.13.

Таблица 4.13 — Наибольшее допустимое время защитного автоматического отключения для системы IT в передвижных электроустановках, питающихся от автономного передвижного источника

Номинальное линейное напряжение, *U*, В	Время отключения, с
240	0,4
400	0,2
690	0,06
Более 690	0,02

Для обеспечения автоматического отключения питания должно быть применено устройство защиты от сверхтоков в сочетании с УЗО, реагирующим на дифференциальный ток, или устройство непрерывного контроля изоляции, действующим на отключение, или в соответствии с 4.3.19.5 УЗО, реагирующим на потенциал корпуса относительно земли.

4.3.19.8 На вводе в передвижную электроустановку должна быть предусмотрена главная шина уравнивания потенциалов, соответствующая требованиям 4.3.13.1 к главной заземляющей шине, к которой должны быть присоединены:

– защитный проводник PE и защитный проводник PE питающей линии;

– защитный проводник передвижной электроустановки с присоединенными к нему защитными проводниками открытых проводящих частей;

– проводники уравнивания потенциалов корпуса и других сторонних проводящих частей передвижной электроустановки;

– заземляющий проводник, присоединенный к местному заземлителю передвижной электроустановки (при его наличии).

При необходимости открытые и сторонние проводящие части должны быть соединены между собой посредством проводников дополнительного уравнивания потенциалов.

4.3.19.9 Защитное заземление передвижной электроустановки в системе IT должно быть выполнено с соблюдением требований либо к его сопротивлению, либо к напряжению прикосновения при однофазном замыкании на открытые проводящие части.

При выполнении заземляющего устройства с соблюдением требований к его сопротивлению значение его сопротивления не должно превышать 25 Ом. Допускается повышение указанного сопротивления в соответствии с 4.3.10.3.

При выполнении заземляющего устройства с соблюдением требований к напряжению прикосновения сопротивление заземляющего устройства не нормируется. В этом случае должно быть выполнено условие

$$R \le 25/I, \qquad (4.7)$$

где R – сопротивление заземляющего устройства передвижной электроустановки, Ом; I– полный ток однофазного замыкания на открытые проводящие части передвижной электроустановки, А.

4.3.19.10 Допускается не выполнять местный заземлитель для защитного заземления передвижной электроустановки, питающейся от автономного передвижного источника питания с изолированной нейтралью, в следующих случаях:

1) автономный источник питания и электроприемники расположены непосредственно на передвижной электроустановке, их корпуса соединены между собой при помощи защитного проводника, а от источника не питаются другие электроустановки;

2) автономный передвижной источник питания имеет свое заземляющее устройство для защитного заземления, все открытые проводящие части передвижной электроустановки, ее корпус и другие сторонние проводящие части надежно соединены с корпусом автономного передвижного источника при помощи

защитного проводника, а при двухфазном замыкании на разные корпуса электрооборудования в передвижной электроустановке обеспечивается время автоматического отключения питания в соответствии с таблицей 4.13.

4.3.19.11 Автономные передвижные источники питания с изолированной нейтралью должны иметь устройство непрерывного контроля сопротивления изоляции относительно корпуса (земли) со световым и звуковым сигналами. Должна быть обеспечена возможность проверки исправности устройства контроля изоляции и его отключения.

Допускается не устанавливать устройство непрерывного контроля изоляции с действием на сигнал на передвижной электроустановке, питающейся от такого автономного передвижного источника, если при этом выполняется условие, приведенное в 4.3.19.10, перечисление 2).

4.3.19.12 Защита от прямого прикосновения в передвижных электроустановках должна быть обеспечена применением изоляции токоведущих частей, ограждений и оболочек со степенью защиты не менее IP 2X. Применение барьеров и размещение вне пределов досягаемости не допускаются.

В цепях, питающих штепсельные розетки, для подключения электрооборудования, используемого вне помещения передвижной установки, должна быть выполнена дополнительная защита в соответствии с 4.3.18.5.

4.3.19.13 Защитные и заземляющие проводники и проводники уравнивания потенциалов должны быть медными, гибкими, как правило, находиться в общей оболочке с фазными проводниками. Сечение проводников должно соответствовать требованиям:

– защитных – 4.3.14.6 и 4.3.14.7;

– заземляющих – 4.3.12.1;

– уравнивания потенциалов – 4.3.16.1−4.3.16.3.

При применении системы IT допускается прокладка защитных и заземляющих проводников и проводников уравнивания потенциалов отдельно от фазных проводников.

4.3.19.14 Допускается одновременное отключение всех проводников линии, питающей передвижную электроустановку, включая защитный проводник при помощи одного коммутационного аппарата (разъема).

4.3.19.15 Если передвижная электроустановка питается с использованием штепсельных соединителей, вилка штепсельного соединителя должна быть подключена со стороны передвижной электроустановки и иметь оболочку из изолирующего материала.

4.3.19.16 На объектах жизнеобеспечения (водозаборы, повысительные насосные станции, очистные сооружения, канализационные насосные станции, учреждения образования, организации здравоохранения, котельные, обеспечивающие теплоснабжение жилого фонда, учреждений образования, организаций здравоохранения), при отсутствии на этих объектах стационарных АИП, следует предусматривать устройство для оперативного подключения передвижного АИП к вводному низковольтному устройству потребителя (например, коммутационный щиток/ящик на внешней стене здания, стационарно подключенный к перекидному рубильнику во вводно-распределительном устройстве здания).

ТП, от которых запитаны электроприемники объектов жизнеобеспечения (перечисленные в первом абзаце), должны оснащаться стационарным устройством для подключения передвижного АИП напряжением 0,4 (0,23) кВ. Устройства для подключения передвижного АИП должны быть рассчитаны на нагрузку электроприемников вышеуказанных объектов.

4.4 Нормы приемо-сдаточных испытаний

4.4.1 Общие положения

4.4.1.1 Электрооборудование до 750 кВ, вновь вводимое в эксплуатацию, должно быть подвергнуто приемо-сдаточным испытаниям в соответствии с требованиями 4.4 в зависимости от типа вводимого электрооборудования. При проведении приемо-сдаточных испытаний электрооборудования, не охваченного 4.4, следует руководствоваться технической документацией изготовителей.

4.4.1.2 Устройства релейной защиты и электроавтоматики проверяются в объеме и по нормам, приведенным в соответствующих ТНПА.

4.4.1.3 Кроме испытаний, предусмотренных 4.4, все электрооборудование должно соответствовать требованиям технической документации по его монтажу и эксплуатации.

4.4.1.4 В 4.4 приводятся перечень испытаний и предельно допустимые значения контролируемых параметров. 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 измеренных при испытаниях значений параметров электрооборудования с их исходными значениями и оценка имеющих место различий по указанным в 4.4 допустимым изменениям. Выход значений параметров за установленные границы (предельные значения) следует рассматривать как признак наличия дефектов, которые могут привести к отказу электрооборудования.

4.4.1.5 В качестве исходных значений контролируемых параметров при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования принимают значения, указанные в технической документации изготовителя: па спорте или протоколе испытаний. После реконструкции, выполненной специализированной ремонтной

организацией, в качестве исходных для контроля в процессе дальнейшей эксплуатации принимаются значения, полученные по окончании реконструкции.

4.4.1.6 Электрооборудование производства иностранных фирм, сертифицированное в Республике Беларусь на соответствие требованиям безопасности и функциональным признакам, должно контролироваться в соответствии с требованиями 4.4 с учетом указаний изготовителя электрооборудования и (или) по согласованным между изготовителем и потребителем объемам и методам испытаний.

4.4.1.7 Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц обязательно для электрооборудования на напряжение до 35 кВ включительно, за исключением элегазовых выключателей напряжением 35 кВ.

При отсутствии необходимой испытательной аппаратуры переменного тока допускается испытывать электрооборудование распределительных устройств напряжением до 20 кВ повышенным выпрямленным напряжением, которое должно быть равно полуторакратному значению испытательного напряжения частотой 50 Гц.

Испытание повышенным напряжением изоляторов и трансформаторов тока, соединенных с силовыми кабелями 6–10 кВ, может проводиться вместе с кабелями.

4.4.1.8 Электрооборудование и изоляторы на номинальное напряжение, превышающее номинальное напряжение электроустановки, в которой они эксплуатируются, могут испытываться приложенным к ним напряжением, установленным для класса изоляции данной электроустановки. Если испытание выпрямленным напряжением или напряжением частотой 50 Гц проводится без отсоединения ошиновки электрооборудования распределительного устройства, то значение испытательного напряжения принимается по нормам для электрооборудования с самым низким уровнем испытательного напряжения.

4.4.1.9 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, указанные в 4.4. Допускается также применять испытания и измерения, не предусмотренные 4.4, при условии, что уровень испытательных воздействий не превысит указанный в 4.4.

4.4.1.10 Все измерения, испытания и опробования в соответствии с ТНПА, технической документацией изготовителей и 4.4, проведенные персоналом монтажных наладочных организаций непосредственно перед вводом электрооборудования в эксплуатацию, должны быть оформлены соответствующими актами и (или) протоколами.

4.4.1.11 Требования безопасности при проведении электрических испытаний и измерений должны соответствовать ГОСТ 12.3.019 и локальным нормативным правовым актам.

4.4.2 Общие методические указания по испытаниям электрооборудования

4.4.2.1 Испытания электрооборудования должны проводиться с соблюдением требований ТКП 427.

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

4.4.2.2 Все испытания должны проводиться в нормальных климатических условиях по ГОСТ 15150, если в ТНПА на отдельные группы электрооборудования не приняты другие условия, обусловленные спецификой электрооборудования.

Допускается проводить испытания электрооборудования с отклонением от нормальных климатических условий с последующим пересчетом к нормальным климатическим условиям по методике пересчета, установленной в ТНПА на это электрооборудование.

4.4.2.3 Электрические испытания изоляции электрооборудования и отбор пробы трансформаторного масла для испытаний необходимо проводить при температуре изоляции не ниже плюс 5 °С, кроме оговоренных в 4.4 случаев, когда измерения следует проводить при более высокой температуре.

4.4.2.4 При испытаниях класс точности средств измерений должен быть не ниже, а погрешности измерений параметров и характеристик не выше значений, указанных в ТНПА на конкретные виды аппаратов.

Средства измерений, используемые при испытаниях, должны быть сертифицированы, а их точность подтверждена, они должны подвергаться периодической поверке или калибровке в соответствии с указаниями ТНПА на них.

4.4.2.5 При приемо-сдаточных испытаниях по решению технического руководителя организации измерения тангенса угла диэлектрических потерь, сопротивления изоляции и другие измерения на электрооборудовании на напряжение до 35 кВ 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 ниже 5 °С.

4.4.2.6 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 технической документацией по эксплуатации конкретных видов электрооборудования.

4.4.2.7 При измерении сопротивления изоляции отсчет показаний мегаомметра проводится через 60 с после начала измерений. Если в соответствии с 4.4 требуется определить коэффициент абсорбции, $R_{60''}$ / $R_{15''}$ отсчет проводится дважды: через 15 и 60 с после начала измерений.

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

4.4.2.9 Перед проведением испытаний изоляции электрооборудования наружная поверхность изоляции должна быть очищена от пыли и грязи.

4.4.2.10 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.

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

4.4.2.11 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.

4.4.2.12 Напряжение должно подниматься плавно со скоростью, допускающей визуальный контроль по измерительным приборам, и по достижении установленного значения поддерживаться неизменным в течение всего времени испытания.

После требуемой выдержки напряжение плавно снижается до значения не более одной трети испытательного и отключается. Под продолжительностью испытания подразумевается время приложения полного испытательного напряжения, установленного 4.4.

4.4.2.13 До и после испытания изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц или выпрямленным напряжением следует измерять сопротивление изоляции. Испытание изоляции повышенным выпрямленным напряжением, если оно предусмотрено 4.4, должно проводиться до испытания повышенным напряжением частотой 50 Гц. Обратный порядок допускается только для генераторов с водяным охлаждением.

4.4.2.14 Нормы по тангенсу угла диэлектрических потерь основной изоляции tgδ, сопротивлению изоляции $R_{из}$ и току проводимости разрядников приведены для измерений, проведенных при температуре 20 °С.

4.4.2.15 Тангенс угла диэлектрических потерь основной изоляции tgδ измеряется при напряжении 10 кВ у электрооборудования с номинальным напряжением 10 кВ и выше и при напряжении, равном номинальному, у остального электрооборудования.

4.4.2.16 Температура изоляции электрооборудования определяется следующим образом:

– за температуру изоляции силового трансформатора, не подвергавшегося нагреву, принимается температура верхних слоев масла, измеренная термосигнализатором;

– за температуру изоляции силового трансформатора, подвергавшегося нагреву по ГОСТ 3484.2, принимается средняя температура обмотки высшего напряжения, для трехфазных трансформаторов фазы «В» – 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, подвергавшихся нагреву, принимается средняя температура обмотки, определяемая по ее сопротивлению постоянному току.

4.4.2.17 Электрооборудование, забракованное при внешнем осмотре, независимо от результатов испытаний должно быть заменено или отремонтировано.

4.4.2.18 Отбраковка электрооборудования по состоянию изоляции должна проводиться только на основании рассмотрения всего комплекса измерений, а также с учетом указаний, приведенных в соответствующих разделах настоящего технического кодекса.

4.4.3 Синхронные генераторы, компенсаторы и коллекторные возбудители

4.4.3.1 Общие положения и методы испытаний (проверок) и измерений.

Синхронные генераторы и коллекторные возбудители мощностью более 1 МВт напряжением выше 1 кВ, а также синхронные компенсаторы (далее – генераторы) должны испытываться в полном объеме требований 4.4.3.

Генераторы мощностью до 1 МВт напряжением выше 1 кВ должны испытываться по 4.4.3.1–4.4.3.5, 4.4.3.7–4.4.3.15.

Генераторы напряжением до 1 кВ независимо от их мощности должны испытываться по 4.4.3.2, 4.4.3.4, 4.4.3.5, 4.4.3.8, 4.4.3.10–4.4.3.14 пункта 4.4.3.

Методы и условия проведения испытаний генераторов должны соответствовать требованиям ГОСТ 11828, ГОСТ 10169, ГОСТ 30458, технических условий на конкретные виды машин и в соответствии с 4.4.3.

Измерение всех электрических величин при испытании генераторов следует проводить электроизмерительными приборами класса точности не ниже 0,5, за исключением приборов для измерения сопротивления изоляции и мостов переменного тока, которые должны иметь класс точности не ниже 1,5.

Шунты, добавочные резисторы, измерительные трансформаторы тока и напряжения должны иметь класс точности, на один класс выше класса точности измерительных приборов.

4.4.3.2 Определение возможности включения без сушки генераторов выше 1 кВ

Генераторы, вновь вводимые в эксплуатацию, включаются без сушки, если сопротивление изоляции $R_{60''}$ и коэффициент абсорбции $R_{60''}$ / $R_{15''}$ обмоток статоров имеют значения не ниже указанных в таблице 4.14.

Таблица 4.14 — Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента адсорбции

Испытуемый элемент	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
1. Обмотка статора	500, 1000, 2500 *	Не менее 10 МОм на 1 кВ номинального линейного напряжения	Для каждой фазы или ветви в отдельности относительно корпуса и других заземленных фаз или ветвей. Значение $R_{60''}$ / $R_{15''}$ не ниже 1,3
	2500	По технической документации изготовителя	При протекании дистиллята через обмотку
2. Обмотка ротора	1000 (допускается 500)	Не менее 0,5 (при водяном охлаждении − с осушенной обмоткой)	Допускается ввод в эксплуатацию генераторов мощностью не выше 320 МВт с неявнополюсными роторами, при косвенном или непосредственном воздушном и водородном охлаждении обмотки, имеющей сопротивление изоляции не ниже 2 кОм при температуре 75 °С или 20 кОм при температуре 20 °С. При большей мощности ввод генератора в эксплуатацию с сопротивлением изоляции обмотки ротора ниже 0,5 МОм (при 10°С – 30 °С) допускается только по согласованию с изготовителем
	1000	По технической документации изготовителя	При протекании дистиллята через охлаждающие каналы обмотки
3. Изолированные стяжные болты стали статора (доступные для измерения)	1000	Не менее 1,0	
4. Подшипники и уплотнения вала	1000	Не менее 0,3 для гидрогенераторов и 1,0 для турбогенераторов и компенсаторов	Для гидрогенераторов измерение проводится, если позволяет конструкция генератора и в технической документации изготовителя не указаны более
5. Диффузоры, щиты вентиляторов и другие узлы статора генераторов	500, 1000	В соответствии с требованиями изготовителя	

Окончание таблицы 4.14

Испытуемый элемент	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
6. Термодатчики с соединительными проводами, включая соединительные провода, уложенные внутри генератора:			
с косвенным охлаждением обмоток статора	250 или 500	Не менее 1,0	Напряжение мегаомметра − по технической документации изготовителя
с непосредственным охлаждением обмоток статора	500	Не менее 0,5	
7. Концевой вывод обмотки статора турбогенераторов серии ТГВ	2500	1000	Измерение проводится до соединения вывода с обмоткой статора

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

Величина сопротивления изоляции и испытательное напряжение относятся к обмоткам генератора и концевым выводам. Шинопроводы и трансформаторы напряжения в нуле генератора должны быть отключены.

Для генераторов с газовым (в том числе воздушным) охлаждением обмоток статоров, кроме того, должна приниматься во внимание зависимость токов утечки от приложенного напряжения по 4.4.3.3.

Если технической документацией изготовителя генератора предусматриваются дополнительные критерии проверки отсутствия увлажнения изоляции, то они также должны быть использованы.

Обмотки роторов генераторов, охлаждаемые газом (воздухом или водородом), не подвергаются сушке, если сопротивление изоляции обмотки имеет значение не ниже указанного в таблице 4.14. Включение в работу генераторов, обмотки роторов которых охлаждаются водой, проводится в соответствии с технической документацией изготовителя.

4.4.3.3 Измерение сопротивления изоляции

Сопротивление изоляции измеряется мегаомметром, напряжение которого выбирается в соответствии с таблицей 4.14. Измерение должно проводиться с использованием вывода «Э» (экран) мегаомметра.

Сопротивление изоляции обмоток статора с водяным охлаждением измеряется без воды в обмотке, после продувки ее водяного тракта сжатым воздухом при соединенных с экраном мегаомметра водосборных коллекторах, изолированных от внешней системы охлаждения. Случаи, когда измерения проводятся с водой в обмотке, специально оговорены в таблице 4.14.

Для более точного измерения величины сопротивления изоляции после продувки рекомендуется проводить вакуумную сушку водяного тракта обмотки статора.

Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции при температуре 10 ºС – 30 ºС приведены в таблице 4.14.

Для температур выше 30 ºС допустимое значение сопротивления изоляции снижается в два раза на каждые 20 ºС разности между температурой, при которой выполняется измерение, и 30 ºС. Во всех случаях сопротивление изоляции обмоток генераторов не должно быть менее 0,5 МОм.

4.4.3.4 Испытание изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки по фазам

Испытанию подвергается каждая фаза или ветвь в отдельности при других фазах или ветвях, соединенных с корпусом. У генераторов с водяным охлаждением обмотки статора испытание проводится в случае, если возможность этого предусмотрена в конструкции генератора.

Значения испытательного напряжения приведены в таблице 4.15. Для турбогенераторов типа ТГВ-300 испытание следует проводить по ветвям.

Испытательное выпрямленное напряжение для генераторов типа ТГВ-200 и ТГВ-300 соответственно принимается 40 и 50 кВ.

Измерение токов утечки для построения кривых зависимости их от напряжения проводится не менее чем при пяти значениях выпрямленное напряжение для генералов типа ТГВ-200 и ТГВ-300 соответственно 40 и 50 кВ.

Измерение токов утечки для построения кривых зависимости их от напряжения проводится не менее чем при пяти значениях выпрямленного напряжения – от $0{,}2U_{max}$ до U_{max} равными ступенями. 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 $U_{ном}$. 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.

Таблица 4.15 — Испытательное выпрямленное напряжение для обмоток статоров генераторов

Мощность генератора, МВт, компенсатора, МВ·А	Номинальное напряжение, кВ	Амплитудное испытательное напряжение, кВ
Менее 1	Все напряжения	$2{,}4U_{ном.} + 1{,}2$
1 и более	До 3,3	$2{,}4 + 1{,}2U_{ном.}$
	Свыше 3,3 до 6,6 включ.	$1{,}28 \times 2{,}5U_{ном.}$
	Свыше 6,6 до 20 включ.	$1{,}28\ (2U_{ном.} + 3)$
	Свыше 20 до 24 включ.	$1{,}28\ (2U_{ном.} + 1)$

Характеристикой зависимости тока утечки от напряжения является коэффициент нелинейности, который определяется как

$$K_U = \frac{I_{нб} U_{нм}}{I_{нм} U_{нб}} \quad (4.8)$$

где $U_{нб}$ – наибольшее, то есть полное испытательное напряжение (напряжение последней ступени);

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

$I_{нб}$, $I_{нм}$ – точки утечки ($I_{60''}$) при напряжениях $U_{нб}$ и $U_{нм}$.

Если при 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 изоляции) и в том случае, когда токи не превышают 50 мкА.

Во избежание местных перегревов изоляции токами утечки выдержка напряжения на очередной ступени допускается лишь в том случае, если токи утечки не превышают следующих значений:

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

Примечание — У генераторов с водяным охлаждением изоляция обмотки статора испытывается повышенным выпрямленным напряжением, если это позволяет конструкция.

4.4.3.5 Испытание изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц

Испытание проводится по нормам, приведенным в таблице 4.16. Испытанию подвергается каждая фаза или ветвь в отдельности при других фазах или ветвях, соединенных с корпусом.

Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения – 1 мин.

Таблица 4.16 — Испытательное напряжение частотой 50 Гц для обмоток генераторов

Испытуемый элемент	Характеристика или тип генератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
1. Обмотка статора генератора	Мощность до 1 МВт, номинальное напряжение выше 0,1 кВ	0,8 ($2U_{ном}$ + 1), но не менее 1,2	
	Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 3,3 кВ включ.	0,8 ($2U_{ном}$ + 1)	
	Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение св. 3,3 до 6,6 кВ включ.	0,8 · 2,5 $U_{ном}$	
	Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение св. 6,6 до 20 кВ включ.	0,8 (2 $U_{ном}$ + 3)	
	Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение св. 20 кВ	0,8 (2 $U_{ном}$ + 1)	
2. Обмотка статора гидрогенератора, шихтовка или стыковка частей статора которого проводится на месте монтажа, по окончании полной сборки обмотки и изолировки соединений	Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 3,3 кВ включ.	2 $U_{ном}$ + 1	Если сборка статора проводится на месте монтажа, но не на фундаменте, то до установки статора на фундамент его испытания производятся по пункту 2, а после установки – по пункту 1 таблицы
	Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение св. 3,3 до 6,6 кВ включ.	2,5$U_{ном}$	
	Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение св. 3,3 до 6,6 кВ включительно	$2U_{ном}$ + 3	
3. Обмотка явнополюсного ротора	Генераторы всех мощностей	$8U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1,2 и не выше 2,8 кВ	
4. Обмотка неявнополюсного ротора	Генераторы всех мощностей	1,0	Испытательное напряжение принимается равным 1 кВ, если это не противоречит требованиям технических условий изготовителя. Если техническими условиями предусмотрены более жесткие нормы испытания, испытательное напряжение должно быть повышено
5. Обмотка коллекторных возбудителя и подвозбудителя	Генераторы всех мощностей	$8U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1,2 и не выше 2,8 кВ	Относительно корпуса и бандажей
6. Цепи возбуждения	Генераторы всех мощностей	1,0	
7. Реостат возбуждения	Генераторы всех мощностей	1,0	
8. Резистор цепи гашения ноля и АГП	Генераторы всех мощностей	2,0	

Окончание таблицы 4.16

Испытуемый элемент	Характеристика или тип генератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
9. Концевой вывод обмотки статора	ТГВ-200, ТГВ-200М, ТГВ-300, ТГВ -500	31,0 *, 34,5 ** 39,0 *, 43,0 **	Испытания проводятся до установки концевых выводов на турбогенератор
* Для концевых выводов, испытанных на заводе вместе с изоляцией обмотки статора. ** Для резервных концевых выводов перед установкой на турбогенератор.			

При проведении испытаний изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц следует руководствоваться следующим:

а) испытание изоляции обмоток статора генератора рекомендуется проводить до ввода ротора в статор. Если стыковка и сборка статора гидрогенератора осуществляются на монтажной площадке и впоследствии статор устанавливается в шахту в собранном виде, то изоляция его испытывается дважды: после сборки на монтажной площадке и после установки статора в шахту до ввода ротора в статор. В процессе испытания осуществляется наблюдение за состоянием лобовых частей машины: у турбогенераторов – при снятых торцовых щитах, у гидрогенераторов – при открытых вентиляционных люках;

б) испытание изоляции обмотки статора для генераторов с водяным охлаждением следует проводить при циркуляции дистиллированной воды в системе охлаждения с удельным сопротивлением не менее 100 кОм/см и номинальном расходе, если в технической документации изготовителя генератора не указано иное;

в) после испытания обмотки статора повышенным напряжением в течение 1 мин у генераторов 10 кВ и выше испытательное напряжение снизить до номинального напряжения генератора и выдержать в течение 5 мин для наблюдения за характером коронирования лобовых частей обмоток статора. При этом не должно быть сосредоточенного в отдельных точках свечения желтого или красного цвета, появления дыма, тления бандажей и тому подобных явлений. Голубое и белое свечение допускается;

г) испытание изоляции обмотки ротора турбогенераторов проводится при номинальной частоте вращения ротора;

д) перед включением генератора в работу по окончании монтажа (у турбогенераторов – после ввода ротора в статор и установки торцевых щитов) необходимо провести контрольное испытание номинальным напряжением частотой 50 Гц или выпрямленным напряжением, равным $1{,}5U_{ном}$. Продолжительность испытаний – 1 мин.

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

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

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

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

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

4.4.3.6 Измерение сопротивления постоянному току

Проводится в холодном состоянии генератора.

При сравнении значений сопротивлений они должны быть приведены к одинаковой температуре.

Нормы допустимых отклонений сопротивления постоянному току приведены в таблице 4.17.

Таблица 4.17 — Допустимое отклонение сопротивления постоянному току

Испытуемый элемент	Норма	Примечание
Обмотка статора	Значения сопротивлений обмотки не должны отличаться друг от друга более чем на 2 %, ветвей – на 5 %. Результаты измерений сопротивлений одних и тех же ветвей и фаз не должны отличаться от дан- ных изготовителя более чем на 2 %	Измеряется сопротивление каждой фазы или ветви в отдельности. Сопротивления параллельных ветвей измеряются при доступности раздельных выводов. Для отдельных видов машин (генераторов переменного тока, систем возбуждения, малых генераторов и т. п.) разница в сопротивлениях отдельных фаз и ветвей может быть превышена в соответствии с данными изготовителя
Обмотка ротора	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от данных изготовителя более чем на 2 %	У роторов с явными полюсами, кроме того, измеряются сопротивления каждого полюса в отдельности или попарно и переходного контакта между катушками

4.4.3.7 Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току

Измерение проводится в целях выявления витковых замыканий в обмотках ротора, а также состояния демпферной системы ротора. У неявнополюсных роторов измеряется сопротивление всей обмотки, а у явнополюсных – каждого полюса обмотки в отдельности или двух полюсов вместе. Измерение следует проводить при подводимом напряжении 3 В на виток, но не более 200 В. При выборе значения подводимого напряжения следует учитывать зависимость сопротивления от значения подводимого напряжения.

Сопротивление обмоток неявнополюсных роторов определяют на шести ступенях частоты вращения с интервалами 500 об/мин, включая номинальную, и в остоянии, при подъеме и снижении оборотов, поддерживая приложенное напряжение или ток неизменным.

Сопротивление по полюсам или парам полюсов измеряется только при неподвижном роторе. Отклонения полученных результатов от данных измерений изготовителя или от среднего значения измеренных сопротивлений полюсов более чем на 3 % – 5 %, а также скачкообразные снижения сопротивления при изменении частоты вращения могут указывать на возникновение междувитковых замыканий.

Окончательный вывод о наличии и числе замкнутых витков следует делать на основании результатов снятия характеристики короткого замыкания и сравнения ее с данными измерений изготовителя. Можно использовать также другие методы (измерение пульсаций индукции в воздушном зазоре между ротором и статором, оценка распределения переменного напряжения по виткам соответствующего полюса, применение специальных импульсных приборов).

4.4.3.8 Измерение воздушного зазора

Воздушные зазоры между статором и ротором генератора в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем:

– на ±5 % среднего значения, равного их полусумме, у турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением проводников;

– на ±10 % – у остальных турбогенераторов и синхронных компенсаторов;

– на ±20 % – у гидрогенераторов, если технической документацией изготовителя не предусмотрены более жесткие нормы.

Воздушные зазоры между полюсами и якорем возбудителя в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем:

– на ±5 % среднего значения у возбудителей турбогенераторов мощностью 300 МВт и выше;

– на ±10 % – у возбудителей остальных генераторов, если технической документацией не предусмотрены другие нормы.

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

При вводе в эксплуатацию 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 испытаний изготовителя. При их отклонении более чем на 20 % принимаются меры в соответствии с указаниями изготовителя генератора.

4.4.3.9 Определение характеристик генератора

а) Снятие характеристики трехфазного КЗ. Характеристика снимается при изменении тока статора до номинального. Отклонения от характеристики, снятой изготовителем, должны находиться в пределах погрешности измерения.

Снижение измеренной характеристики, которое превышает погрешность измерения, свидетельствует о наличии витковых замыканий в обмотке ротора.

У генераторов, работающих в блоке с трансформатором, снимается характеристика КЗ всего блока (с установкой закоротки за трансформатором). Характеристику собственно генератора, работающего в блоке с трансформатором, допускается не снимать, если имеются протоколы соответствующих испытаний на стенде изготовителей.

Для сравнений с характеристикой, полученной при испытаниях изготовителем, характеристику генератора допускается получать пересчетом данных характеристики КЗ блока по ГОСТ 10169.

У синхронных компенсаторов, не имеющих разгонного электродвигателя, характеристики трехфазного КЗ снимаются на выбеге и только при испытаниях после монтажа (если характеристика не была снята изготовителем).

б) Снятие характеристики холостого хода (далее – ХХ). Характеристика снимается при убывающем токе возбуждения, начиная с наибольшего тока, соответствующего напряжению $1{,}3U_{ном}$ для турбогенераторов и синхронных компенсаторов и $1{,}5U_{ном}$ – для гидрогенераторов.

Допускается снимать характеристику ХХ турбо- и гидрогенераторов, начиная от номинального тока возбуждения при пониженной частоте вращения генератора при условии, что напряжение на обмотке статора будет не более $1{,}3U_{ном}$. У синхронных компенсаторов разрешается снимать характеристику холостого хода на выбеге. У генераторов, работающих в блоке с трансформаторами, снимается характеристика холостого хода блока; при этом генератор возбуждается до 1,15 номинального напряжения (ограничивается трансформатором). Характеристику ХХ собственно генератора, отсоединенного от трансформатора блока, допускается не снимать, если имеются протоколы соответствующих испытаний изготовителя. При отсутствии таких протоколов снятие характеристики ХХ генератора обязательно.

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

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

4.4.3.10 Испытание междувитковой изоляции

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

Испытание проводится при ХХ машины (у синхронного компенсатора на выбеге) путем повышения генерируемого напряжения до значения, равного 130 % номинального для турбогенератора и синхронного компенсатора и до 150 % для гидрогенератора. Для генераторов, работающих в блоке с трансформатором, – по 4.4.3.8. При этом следует проверить симметрию напряжений по фазам.

Продолжительность испытания при наибольшем напряжении – 5 мин. При проведении испытания допускается повышать частоту вращения машины до 115 % номинальной.

Испытание междувитковой изоляции рекомендуется проводить одновременно со снятием характеристики холостого хода.

4.4.3.11 Испытание стали статора

Проводится для генераторов мощностью 12 МВт и более. Генераторы и синхронные компенсаторы с косвенным охлаждением обмоток испытываются при значении индукции в спинке статора 1 ± 0,1 Тл, генераторы с непосредственным охлаждением обмоток и все турбогенераторы – при индукции 1,4 ± 0,1 Тл. Продолжительность испытания при индукции 1,0 Тл – 90 мин, при 1,4 Тл – 45 мин.

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

$$t_{\text{исп}} = 90\left(\frac{1{,}0}{\text{B}_{\text{исп}}}\right)^2 \text{ или } t_{\text{исп}} = 45\left(\frac{1{,}4}{\text{B}_{\text{исп}}}\right)^2 \quad (4.9)$$

$$P_{1.0} = P_{\text{исп}}\left(\frac{1{,}0}{\text{B}_{\text{исп}}}\right)^2 \text{ или } P_{1.4} = P_{\text{исп}}\left(\frac{1{,}4}{\text{B}_{\text{исп}}}\right)^2 \quad (4.10)$$

где $\text{B}_{\text{исп}}$ – индукция при испытании, Тл;

$t_{\text{исп}}$ – продолжительность испытания, мин;

$P_{\text{исп}}$ – удельные потери, определенные при $\text{B}_{\text{исп}}$, Вт/кг;

$P_{1.0}$ и $P_{1.0}$ – удельные потери в стали, Вт/кг, приведенные к индукции 1,0 и 1,4 Тл.

Определяемый с помощью приборов инфракрасной техники или термопар наибольший перегрев зубцов (повышение температуры за время испытания относительно начальной) и наибольшая разность нагревов различных зубцов не должны превышать соответственно 25 °С и 15 °С.

Удельные потери в стали не должны отличаться от исходных данных (данных испытаний изготовителем) более чем на 10 %. Если такие данные отсутствуют, то удельные потери не должны быть более приведенных в таблице 4.18.

Если намагничивающая обмотка выполняется с охватом не только сердечника, но и корпуса машины, допустимые удельные потери могут быть увеличены на 10 % относительно приведенных в таблице 4.18.

Таблица 4.18 — Допустимые удельные потери сердечника

Марка стали		Допустимые удельные потери, Вт/кг, при	
Новое обозначение	Старое обозначение	B = 1,0 Тл	B = 1,4 Тл
1511	Э41	2,0	4,0
1512	Э42	1,8	3,6
1513	Э43	1,6	3,2
1514	Э43А	1,5	2,9
Направление проката стали сегментов вдоль спинки сердечника (поперек зубцов)			
3412	Э320	1,4	2,7
3413	Э330	1,2	2,3
Направление проката стали сегментов поперек спинки сердечника (вдоль зубцов)			
3412	Э320	1,7	3,3
3413	Э330	2,0	3,9

4.4.3.12 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 мес. после завершения монтажа и включения генератора в сеть.

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

По результатам испытаний при вводе в эксплуатацию оценивается соответствие нагревов требованиям ТНПА и технических условий, устанавливаются наибольшие допустимые в эксплуатации температуры обмоток и стали генератора, составляются карты допустимых нагрузок при отклонениях от номинальных значений напряжения на выводах и температур охлаждающих сред.

Результаты сравниваются с исходными данными (данными испытаний изготовителем). Отклонения в нагревах нормально не должны превышать 3 °С − 5 °С при номинальном режиме, а температуры не должны быть более допускаемых ТНПА или технической документацией изготовителя.

4.4.3.13 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 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 их соответствие требованиям ТНПА.

4.4.3.14 Проверка качества дистиллята

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

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

Примечания

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

2 При снижении удельного сопротивления дистиллята до 100 кОм·см должна срабатывать сигнализация.

4.4.3.15 Измерение вибрации

Вибрация (размах вибросмещений, удвоенная амплитуда колебаний) узлов генератора и их электромашинных возбудителей при работе с номинальной частотой вращения не должна превышать значений, приведенных в таблице 4.19.

Вибрация подшипников синхронных компенсаторов с номинальной частотой вращения ротора 750–1500 об/мин не должна превышать 80 мкм по размаху вибросмещений или 2,2 мм·с−1 по среднеквадратическому значению вибрационной скорости.

Таблица 4.19 — Предельные значения вибрации генераторов и их возбудителей

Контролируемый узел	Вибрация, мкм, при частоте вращения ротора, об/мин						Примечание
	до 100	от 100 до 187,5	от 187,5 до 375	от 375 до 750	1500	3000	
1. Подшипники турбогенераторов и возбудителей, крестовины со встроенными в них направляющими подшипниками у гидрогенераторов вертикального исполнения	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 ротора турбогенераторов	–	–	–	–	–	200	Вибрации измеряются в горизонтальном и вертикальном направлениях
3. Сердечник статора турбогенератора	–	–	–	–	40	60	Вибрация сердечника определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов
4. Корпус статора турбогенератора: - с упругой подвеской сердечника статора; - без упругой подвески					 40	 30 60	 Вибрация сердечника определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов
5. Лобовые части обмотки турбогенератора					125	125	Вибрация лобовых частей обмотки определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов
* При наличии аппаратуры контроля виброскорости проводится ее измерение, среднеквадратическое значение виброскорости не должно превышать 2,8 мм·с$^{-1}$ по вертикальной и поперечной осям и 4,5 мм·с$^{-1}$ ·– по продольной оси.							

4.4.3.16 Испытание газоохладителей гидравлическим давлением

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

Продолжительность испытания – 30 мин.

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

4.4.3.17 Проверка плотности водяной системы охлаждения обмотки статора

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

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

Продолжительность испытания – 24 ч.

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

4.4.3.18 Осмотр и проверка устройств жидкостного охлаждения

Проводится в соответствии с технической документацией изготовителя.

4.4.3.19 Проверка газоплотности ротора, статора, газомасляной системы и корпуса генератора в собранном виде

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

Газоплотность турбогенераторов и синхронных компенсаторов с водородным охлаждением в собранном виде рекомендуется проверять по действующим ТНПА.

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

Продолжительность испытания – 24 ч.

Значение суточной утечки воздуха в процентах определяется по формуле

$$\Delta V = 100\left[1 - \frac{P_к\,(273+\vartheta_н)}{P_н\,(273+\vartheta_к)}\right], \qquad (4.11)$$

где $P_н$ и $P_к$ – абсолютное давление в системе водородного охлаждения в начале и в конце испытания, Мпа;

$\vartheta_н$ и $\vartheta_к$ – температура воздуха в корпусе генератора в начале и в конце испытания.

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

4.4.3.20 Определение суточной утечки водорода

Суточная утечка водорода в генераторе, определенная по формуле (4.11), должна быть не более 5 %, а суточный расход с учетом продувок для поддержания чистоты водорода по 4.4.3.23 – не более 10 % общего количества газа в машине при рабочем давлении.

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

4.4.3.21 Контрольный анализ чистоты водорода, поступающего в генератор

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

4.4.3.22 Контрольное измерение напора, создаваемого компрессором у турбогенераторов серии ТГВ

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

Напор должен составлять примерно 8 кПа (850 мм вод. ст.) для турбогенераторов ТГВ мощностью 200−220 МВт.

4.4.3.23 Проверка проходимости вентиляционных каналов обмотки ротора турбогенератора

Проверка проводится у турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток в соответствии с технической документацией изготовителей.

4.4.3.24 Контрольный анализ содержания водорода и влажности газа в корпусе генератора

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

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

В газовой системе турбогенератора, в которой происходит постоянная циркуляция газа (корпус генератора, трубопроводы осушителя, импульсные трубки газоанализатора), проверяется его влажность.

При этом температура точки росы водорода в корпусе турбогенератора при рабочем давлении должна быть не более 15 ºС и ниже температуры воды на входе в газоохладители.

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

4.4.3.25 Контрольный анализ газа на содержание водорода в картерах подшипников, сливных маслопроводах, в газовом объеме масляного бака и экранированных токопроводах

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

4.4.3.26 Проверка расхода масла в сторону водорода в уплотнениях генератора

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

4.4.3.27 Опробование регулятора уровня масла в гидрозатворе для слива масла из уплотнений в сторону генератора

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

4.4.3.38 Гидравлические испытания буферного бака и трубопроводов системы маслоснабжения уплотнений

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

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

Продолжительность испытаний – 3 мин.

4.4.3.29 Проверка работы регуляторов давления масла в схеме маслоснабжения уплотнений

Проверка проводится у генераторов с водородным охлаждением. Регуляторы давления уплотняющего, компенсирующего масел проверяются при различных давлениях воздуха в корпусе генератора в соответствии с технической документацией изготовителя.

4.4.3.30 Проверка изоляции подшипника при работе генератора (компенсатора)

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. При исправной изоляции значения двух измеренных напряжений должны быть практически одинаковы. Различие между напряжениями более чем на 10 % указывает на неисправность изоляции.

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

4.4.3.31 Определение характеристик коллекторного возбудителя

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

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

4.4.3.32 Испытание концевых выводов обмотки статора турбогенератора серии ТГВ

Помимо испытаний, согласно таблицам 4.14 и 4.16, концевые выводы с конденсаторной стеклоэпоксидной изоляцией подвергаются следующим испытаниям:

а) 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 tg δ концевого вывода без фарфоровых покрышек его значение не должно превышать 3 %.

б) Испытания на газоплотность.

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

Концевой вывод считается выдержавшим испытание, если при давлении 0,3 МПа падение давления не превышает 1 кПа/ч.

4.4.3.33 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 свыше 5 МВт рекомендуется проводить измерения частичных разрядов на остановленной машине при ступенчатом повышении испытательного напряжения частотой 50 Гц от 1 кВ до номинального фазного напряжения генератора.

Критерий оценки состояния изоляции по результатам измерений частичных разрядов для каждого типа генератора индивидуален и зависит от применяемых методов испытаний.

В случае превышения допустимого уровня частичных разрядов необходимо определить источник разрядов по пазам и устранить его.

4.4.4 Машины постоянного тока (кроме возбудителей)

4.4.4.1 Общие положения и методы испытаний (проверок) и измерений.

Машины постоянного тока мощностью до 200 кВт, напряжением до 440 В следует испытывать по 4.4.4.1, 4.4.4.2, 4.4.4.4 (перечисление в)), 4.4.4.7, 4.4.4.8; все остальные – дополнительно по 4.4.4.3, 4.4.4.4 (перечисление а)), 4.4.4.5.

Измерение по 4.4.4.6 следует проводить для машин, поступивших на место монтажа в разобранном виде.

Методы и условия испытаний машин постоянного тока должны соответствовать требованиям ГОСТ 11828, ГОСТ 30458, технических условий на конкретные виды машин и данного подраздела.

Общие требования к измерительным и испытательным устройствам – в соответствии с 4.4.3 (перечисление в)).

4.4.4.2 Определение возможности включения без сушки 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 4.20;

б) для машин постоянного тока выше 500 В – если значение сопротивления изоляции обмоток не менее приведенного в таблице 4.20 и значение коэффициента абсорбции не менее 1,2.

4.4.4.3 Измерение сопротивления изоляции

а) Сопротивление изоляции обмоток. Измерение проводится при номинальном напряжении обмотки до 0,5 кВ включительно мегаомметром на напряжении 500 В, а при номинальном напряжении обмотки выше 0,5 кВ – мегаомметром на напряжении 1000 В.

Измеренное значение сопротивления изоляции должно быть не менее приведенного в таблице 4.20.

б) Сопротивление изоляции бандажей. Измерение проводится относительно корпуса и удерживаемых ими обмоток.

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

Таблица 4.20 — Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции обмоток машин постоянного тока

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

4.4.4.4 Испытание изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц

Значение испытательного напряжения устанавливается по таблице 4.21. Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения – 1 мин. Обмотки машин мощностью менее 3 кВт допускается не испытывать.

Таблица 4.21 — Испытательное напряжение частотой 50 Гц для изоляции машин постоянного тока

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
1. Обмотки	Принимается по нормам, приведенным в таблице 4.16, показатель 6	Для машин мощностью более 3 кВт
2. Бандажи якоря	1,0	″
3. Реостаты и пускорегулировочные резисторы	1,0	Изоляцию можно испытывать совместно с изоляцией цепей возбуждения

4.4.4.5 Измерение сопротивления постоянному току

Измерение сопротивления постоянному току проводится для:

а) обмоток возбуждения;

б) обмотки якоря (между коллекторными пластинами);

в) реостатов и пускорегулировочных резисторов.

Измерения проводятся у генераторов, а также электродвигателей при холодном состоянии обмоток машины. Нормы допустимых отклонений сопротивления приведены в таблице 4.22.

Таблица 4.22 — Нормы отклонения значений сопротивления постоянному току

Испытуемый элемент	Норма	Примечание
1. Обмотки возбуждения	Значения сопротивления обмоток должны отличаться от данных изготовителя не более чем на 2 %	
2. Обмотка якоря (между коллекторными пластинами)	Значения измеренного сопротивления обмоток должны отличаться друг от друга не более чем на 10 %, за исключением случаев, когда это обусловлено схемой соединения обмоток	Измерения проводятся у машин мощностью более 3 кВт
3. Реостаты и пускорегулировочные резисторы	Значения измеренных сопротивлений должны отличаться от данных изготовителя не более чем на 10 %	Измерения проводятся на каждом ответвлении, проверяется целостность отпаек

4.4.4.6 Снятие характеристики холостого хода и испытание витковой изоляции

Характеристика холостого хода снимается у генераторов постоянного тока. Подъем напряжения проводится до значения, равного 130 % номинального напряжения.

Отклонение данных полученной характеристики от значений характеристики изготовителя должно находиться в пределах погрешности измерения.

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

Продолжительность испытания витковой изоляции – 3 мин.

4.4.4.7 Измерение воздушных зазоров между полюсами

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

Размеры зазора в диаметрально противоположных точках должны отличаться не более чем на 10 % от среднего размера зазора (если в технической документации изготовителя не установлены более жесткие требования).

4.4.4.8 Испытание на холостом ходу

Испытание проводится не менее 1 ч. Оценивается рабочее состояние машины.

4.4.4.9 Определение пределов регулирования частоты вращения электродвигателей

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.

4.4.5 Электродвигатели переменного тока

4.4.5.1 Общие положения и методы испытаний (проверок) и измерений.

Электродвигатели переменного тока напряжением до 1 кВ испытываются по 4.4.5.2, 4.4.5.4 (перечисление б)), 4.4.5.7, 4.4.5.8.

Электродвигатели переменного тока напряжением выше 1 кВ испытываются по 4.4.5.1–4.4.5.4, 4.4.5.7−4.4.5.9, 4.4.5.11.

Электродвигатели, поступающие на монтаж в разобранном виде, испытываются по 4.4.5.5, 4.4.5.6, 4.4.5.10.

Методы испытаний (проверок) и измерений электродвигателей должны соответствовать требованиям ГОСТ 7217, ГОСТ 10169, ГОСТ 11828, технических условий на конкретные виды электродвигателей и 4.4.5.

Измерительные и испытательные устройства должны удовлетворять требованиям ГОСТ 11828.

4.4.5.2 Определение возможности включения без сушки электродвигателей

Электродвигатели переменного тока напряжением выше 1 кВ включаются без сушки, если значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции не ниже указанных в таблице 4.23.

При определении возможности включения без сушки электродвигателей следует руководствоваться указаниями изготовителя.

Таблица 4.23 — Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции для обмоток статора электродвигателей

Мощность, номинальное напряжение электродвигателя, вид изоляции обмоток	Критерии оценки состояния изоляции обмотки статора	
	Значение сопротивления изоляции, МОм	Значение коэффициента абсорбции $R_{60''} / R_{15''}$
1. Мощность более 5 МВт, термореактивная и микалентная компаундированная изоляция	При температуре 10 °С – 30 °С сопротивление изоляции не ниже 10 МОм на 1 кВ номинального линейного напряжения	Не менее 1,3 при температуре 10 °С – 30 °С
2. Мощность 5 МВт и ниже, напряжение выше 1 кВ, термореактивная изоляция		
3. Двигатели с микалентной компаундированной изоляцией напряжение выше 1 кВ, мощностью от 1 до 5 МВт включительно, а также двигатели меньшей мощности наружной установки с такой же изоляцией напряжением выше 1 кВ	Не ниже значений, указанных в таблице 4.24	Не менее 1,2
4. Двигатели с микалентной компаундированной изоляцией напряжение выше 1 кВ, мощностью более 1 МВт, кроме указанных в пункте 3	Не ниже значений, указанных в таблице 4.24	–
5. Напряжение ниже 1 кВ, все виды изоляции	Не ниже 1,0 МОм при температуре 10 °С – 30 °С	–
6. Обмотка ротора	0,2	–
7. Термоиндикаторы с соединительными проводами, подшипники	В соответствии с указаниями изготовителей	

4.4.5.3 Измерение сопротивления изоляции

Измерение проводится по ГОСТ 11828.

Допустимые значения сопротивления изоляции электродвигателей напряжением выше 1 кВ должны соответствовать нормам, приведенным в таблице 4.24.

Таблица 4.24 — Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции для электродвигателей (см. таблицу 4.23, показатели 3, 4)

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

У синхронных электродвигателей и электродвигателей с фазным ротором на напряжение 3 кВ и выше или мощностью более 1 МВт проводится измерение сопротивления изоляции ротора мегаомметром на напряжение 1000 В. Измеренное значение сопротивления должно быть не ниже 0,2 МОм.

4.4.5.4 Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц

Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц проводится по ГОСТ 11828 и ГОСТ IEC 60034-1 на полностью собранном электродвигателе.

Испытание обмотки статора проводится для каждой фазы в отдельности относительно корпуса при двух других, соединенных с корпусом. У двигателей, не имеющих выводов каждой фазы в отдельности, допускается проводить испытание всей обмотки относительно корпуса.

Значения испытательных напряжений приведены в таблице 4.25. Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

Таблица 4.25 — Испытательные напряжения частотой 50 Гц для обмоток электродвигателей переменного тока

Испытуемый элемент	Мощность электродвигателя, кВт	Номинальное напряжение электродвигателя, кВ	Испытательное напряжение, кВ
1. Обмотка статора	Менее 1,0	Ниже 0,1	0,8 ($2U_{ном}$ + 0,5)
	От 1,0 и до 1000	Ниже 0,1	0,8 ($2U_{ном}$ + 1)
		Выше 0,1	0,8 ($2U_{ном}$ + 1), но не менее 1,2
	От 1000 и более	До 3,3 включ.	0,8 ($2U_{ном}$ + 1)
	От 1000 и более	Св. 3,3 до 6,6 включ.	0,8 x 2.5$U_{ном}$
	От 1000 и более	Св. 6,6	0,8 ($2U_{ном}$ + 3)
2. Обмотка ротора синхронных электродвигателей, предназначенных для непосредственного пуска, с обмоткой возбуждения, замкнутой на резистор или источник питания	–	–	8-кратное $U_{ном}$ системы возбуждения, но не менее 1,2 и не более 2,8
3. Обмотка ротора электродвигателя с фазным ротором	–	–	1,5U_p *, но не менее 1,0
4. Резистор цепи гашения поля синхронных двигателей	–	–	2,0
5. Реостаты и пускорегулирующие резисторы	–	–	1,5U_p *, но не менее 1,0
* U_p – напряжение на кольцах при разомкнутом неподвижном роторе и номинальном напряжении на статоре.			

4.4.5.5 Измерение сопротивления постоянному току

Измерение проводится при практически холодном состоянии машины.

а) Обмотки статора и ротора*.

Измерение проводится у электродвигателей на напряжение 3 кВ и выше. Приведенные к одинаковой температуре измеренные значения сопротивлений различных фаз обмоток, а также обмотки возбуждения синхронных двигателей не должны отличаться друг от друга и от исходных данных более чем на 2 %.

б) Реостаты и пускорегулировочные резисторы.

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

Значения сопротивления не должны отличаться от исходных значений (данных изготовителя) более чем на 10 %.

4.4.5.6 Измерение воздушного зазора между сталью ротора и статора

Измерение зазоров должно проводиться, если позволяет конструкция электродвигателя. При этом у электродвигателей мощностью100 кВт и более, у всех электродвигателей ответственных механизмов, а

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

также у электродвигателей с выносными подшипниками и подшипниками скольжения величины воздушных зазоров в местах, расположенных по окружности ротора и сдвинутых друг относительно друга на угол 90 °, или в местах, специально предусмотренных при изготовлении электродвигателя, не должны отличаться больше чем на 10 % от среднего значения.

4.4.5.7 Измерение зазоров в подшипниках скольжения

Увеличение зазоров в подшипниках скольжения более значений, приведенных в таблице 4.26, указывает на необходимость перезаливки вкладыша.

Таблица 4.26 — Допустимые величины зазоров в подшипниках скольжения электродвигателя

Номинальный диаметр вала, мм	Зазор, мм, при частоте вращения, об/мин		
	до 1000	от 1000 до 1500 включ.	Св. 1500
18–30	0,04–0,0,93	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
361–500	0,17–0,305	0,25–0,44	0,38–0,76

4.4.5.8 Проверка работы электродвигателя на холостом ходу или с ненагруженным механизмом

Значение тока холостого хода для вновь вводимых электродвигателей не нормируется, оценивается рабочее состояние электродвигателей.

Продолжительность проверки – не менее 1 ч.

4.4.5.9 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.

4.4.5.10 Измерение вибрации подшипников электродвигателя

Измерение проводится по ГОСТ IEC 60034-14 у электродвигателей напряжением 3 кВ и выше, а также у всех электродвигателей ответственных механизмов.

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

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

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

4.4.5.11 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.

4.4.5.12 Гидравлическое испытание воздухоохладителя

Испытание проводится по ГОСТ 11828 избыточным давлением 0,2−0,25 МПа в течение 5–10 мин, если отсутствуют другие указания изготовителя. При этом не должно наблюдаться снижение давления или утечки жидкости, применяемой при испытании.

4.4.5.13 Испытание возбудителей

Испытание возбудителей проводится у синхронных электродвигателей в соответствии с ГОСТ 10159, ГОСТ 10169, ГОСТ 11828, ГОСТ 29280, техническими условиями на конкретные виды машин и требованиями 4.4.3.

4.4.6 Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы и заземляющие дугогасящие реакторы (дугогасящие катушки)

[†] Если в технической документации по эксплуатации не оговорена другая норма

4.4.6.1 Общие положения и методы испытаний (проверок) и измерений.

Маслонаполненные трансформаторы мощностью до 630 кВА испытываются по 4.4.6.1–4.4.6.4, 4.4.6.14, 4.4.6.15, 4.4.6.17.

Маслонаполненные трансформаторы мощностью 0,63−1,6 МВ·А испытываются по 4.4.6.1–4.4.6.5, 4.4.6.10, 4.4.6.15–4.4.6.17.

Маслонаполненные трансформаторы мощностью более 1,6 МВ·А, а также трансформаторы собственных нужд электростанций независимо от мощности испытываются в полном объеме, предусмотренном 4.4.6.

Сухие и заполненные негорючим жидким диэлектриком трансформаторы всех мощностей испытываются по 4.4.6.2–4.4.6.8, 4.4.6.16, 4.4.6.18.

Трансформаторы подлежат прогреву при несоблюдении требований по температуре обмоток в соответствии с требованиями настоящего технического кодекса и при проведении контрольной подсушки при длительном хранении трансформаторов вне схемы питания.

Методы испытаний электрической прочности изоляции должны соответствовать ГОСТ 22756.

Методы измерений диэлектрических параметров изоляции по 4.4.6.2 – ГОСТ 3484.3.

Методы испытаний, проверок и измерений по 4.4.6.4–4.4.6.8 – ГОСТ 3484.1.

Методы испытаний устройств переключения ответвлений обмоток трансформатора под нагрузкой – ГОСТ 8008.

Методы испытаний бака трансформатора на плотность в соответствии с 4.4.6.10 – ГОСТ 3484.5.

По классам точности приборы должны удовлетворять требованиям ГОСТ 3484.1, ГОСТ 3484.3, ГОСТ 8008 и ГОСТ 17512.

4.4.6.2 Определение условий включения трансформаторов

Определение условий включения трансформаторов проводится в соответствии с требованиями настоящего раздела и инструкций изготовителей.

4.4.6.3 Измерение характеристик изоляции

а) Измерение сопротивления изоляции обмоток.

Сопротивление изоляции обмоток измеряется мегаомметром на напряжение 2500 В.

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.

Измерение сопротивления изоляции обмоток должно проводиться при температуре изоляции:

– не ниже 10 °С – у трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно;

– не ниже 20 °С – у трансформаторов напряжением 220−750 кВ;

– отклоняющейся от температуры измерений изготовителя не более 5 °С – у шунтирующих реакторов напряжением 750 кВ.

Сопротивление изоляции каждой обмотки трансформаторов, приведенное к температуре испытаний, при которых определялись исходные значения по 4.4.1.5, должно быть не менее 50 % исходных значений.

Для трансформаторов и дугогасящих реакторов сопротивление изоляции обмоток должно быть не ниже следующих значений:

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 быть для трансформаторов с номинальным напряжением:

до 1 кВ	не менее 100 МОм;
св. 1 до 6	не менее 300 МОм;
св. 6 кВ	не менее 500 МОм.

Для остальных трансформаторов сопротивление изоляции, приведенное к температуре измерений изготовителя, должно составлять не менее 50 % исходного значения.

б) Измерение тангенса угла диэлектрических потерь tgδ изоляции обмоток.

Значения tgδ, приведенные к температуре измерений, при которых определялись исходные значения по 4.4.1.5, 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.

Тангенс угла диэлектрических потерь изоляции измеряется по схемам, применяемым изготовителем, и дополнительно по зонам изоляции (например, ВН – корпус, НН – корпус, ВН – НН) с подсоединением вывода «экран» измерительного моста к свободным обмоткам или баку. Измерение tgδ трансформаторов мощностью до 1600кВ·А необязательно.

Измерение tgδ обмоток должно проводиться при температуре изоляции:

– не ниже 10 °С – у трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно;

– не ниже 20 °С – у трансформаторов напряжением 220−750 кВ;

– отклоняющейся от температуры измерений изготовителя не более 5 °С – у шунтирующих реакторов напряжением 750 кВ.

4.4.6.4 Испытание изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц

а) Испытание изоляции обмоток вместе с вводами.

Испытательные напряжения приведены в таблицах 4.27 и 4.28. Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения – 1 мин.

Испытание повышенным напряжением изоляции обмоток сухих трансформаторов обязательно и проводится по нормам таблицы 4.27 для электрооборудования с облегченной изоляцией.

Таблица 4.27 — Испытательные напряжения частотой 50 Гц электрооборудования классов напряжения 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	у изготовителя	при вводе в эксплуатацию	
				фарфоровая изоляция	другие виды изоляции
До 0,69	5,0/3,0	4,5/2,7	2,0	1,0	1,0
3	18,0/10,0	16,2/9,0	24,0 (28,0)	24,0 (28,0)	21,6
6	25,0/16,0	22,5/14,4	32,0 (37,0)	32,0 (37,0)	28,8 (33,3)
10	35,0/24,0	31,5/21,6	42,0 (48,0)	42,0 (48,0)	37,8 (43,2)
15	45,0/37,0	40,5/33,3	55,0 (63,0)	55,0 (63,0)	49,5 (56,7)
20	55,0/50,0	49,5/45,0	65,0 (75,0)	65,0 (75,0)	58,5 (67,5)
35	85,0	76,5	95,0 (120,0)	95,0 (120,0)	85,5 (108,0)

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 должны быть соответственно скорректированы.

4 Время приложения испытательного напряжения для органической изоляции − 5 мин, для керамической изоляции − 1 мин.

5 Изоляция вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока и напряжения относительно заземленных частей, а также между собой при изготовлении должна выдерживать в течение 1 мин воздействие испытательного

Импортные трансформаторы разрешается испытывать напряжениями, указанными в таблице 4.27, лишь в тех случаях, если они не превышают напряжение, которым данный трансформатор был испытан изготовителем.

Таблица 4.28 — Испытательные напряжения частотой 50 Гц герметизированных силовых трансформаторов

Класс напряжения трансформатора, кВ	Испытательное напряжение, кВ	
	у изготовителя	при вводе в эксплуатацию
3	10	9,0
6	20	18,0
10	28	25,2
15	38	34,2
20	50	45,0

Испытательное напряжение заземляющих реакторов на напряжение до 35 кВ аналогично приведенным для трансформаторов соответствующего класса.

При реконструкции трансформатора значение испытательного напряжения принимается равным 0,9 от величины напряжения при испытаниях, проведенных изготовителем.

б) 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 – 1 кВ. Продолжительность испытания – 1 мин.

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

4.4.6.5 Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерение сопротивления обмоток постоянному току проводится на всех ответвлениях, если в паспорте трансформатора нет других указаний.

При наличии реверса или грубой ступени измерение проводится на одном положении реверса или грубой ступени плюс одно положение избирателя после срабатывания предизбирателя.

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

Значение сопротивления обмоток однофазных трансформаторов после температурного перерасчета не должно отличаться более чем на 5 % от исходных значений.

Перед измерением сопротивления обмоток трансформаторов, снабженных устройствами регулирования напряжения, следует произвести не менее трех полных циклов переключения.

4.4.6.6 Проверка коэффициента трансформации

Проверка коэффициента трансформации проводится на всех ступенях переключения. Коэффициент трансформации должен отличаться не более чем на 2 % от значений, полученных на том же ответвлении на других фазах, или от данных изготовителя.

Для трансформаторов с РПН разница между коэффициентами трансформации не должна превышать значения ступени регулирования.

В случае невозможности измерения фазного коэффициента допускается измерение линейного коэффициента.

4.4.6.7 Проверка группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов

Проверка проводится, если отсутствуют паспортные данные или есть сомнения в достоверности этих данных. Группа соединений должна соответствовать паспортным данным трансформатора, а полярность выводов − обозначениям на крышке бака трансформатора.

4.4.6.8 Измерение потерь холостого хода

Измерение проводится у трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более при напряжении, подводимом к обмотке низшего напряжения, равном указанному в протоколе испытаний изготовителя (паспорте). У трехфазных трансформаторов потери холостого хода измеряются при однофазном возбуждении по схемам, применяемым изготовителем.

У трехфазных трансформаторов соотношение потерь на разных фазах не должно отличаться от соотношений, приведенных в протоколе испытаний изготовителя (паспорте), более чем на 5 %.

У однофазных трансформаторов отличие измеренных значений потерь от исходных не должно превышать 10 %.

Если соотношение потерь не отличается более чем на 5 % по сравнению с данными изготовителя, разрешается не проводить размагничивание обмоток, в противном случае размагничивание обмоток обязательно.

4.4.6.9 Измерение сопротивления короткого замыкания $Z_к$ трансформатора

Измерение проводится 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 $Z_к$ не должны превышать значение, определенное по напряжению КЗ $U_к$ трансформатора на основном ответвлении, более чем на 5 % или более чем на 3 % от данных изготовителя.

4.4.6.10 Проверка работы переключающего устройства

Проводится в соответствии с указаниями изготовителя.

4.4.6.11 Испытание бака на плотность

Испытаниям подвергаются все трансформаторы, кроме герметичных и не имеющих расширителя.

Испытание проводится:

– 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 ниже 10 °С, остальных – не ниже 20 °С.

Трансформатор считается маслоплотным, если осмотром после испытания течь масла не обнаружена.

4.4.6.12 Проверка устройств охлаждения

Режим пуска и работы охлаждающих устройств должен соответствовать указаниям изготовителя.

Проверка устройств охлаждения проводится в соответствии с технической документацией по эксплуатации системы охлаждения, входящей в комплект технической документации изготовителя на данный трансформатор.

4.4.6.13 Проверка предохранительных устройств

Проверка предохранительного и отсечного клапанов, а также предохранительной (выхлопной) трубы проводится в соответствии с требованиями технической документации изготовителя.

4.4.6.14 Проверка и испытания газового реле, реле давления и струйного реле

Проверка и испытания проводятся в соответствии с технической документацией по эксплуатации соответствующих реле.

4.4.6.15 Проверка средств защиты масла от воздействия окружающего воздуха

Проверка воздухоосушителя, установок пленочной защиты масла, термосифонного или адсорбирующего фильтра проводится в соответствии с указаниями изготовителя.

Влагосодержание силикагеля, подготовленного для термосифонных и адсорбирующих фильтров, должно быть не более 0,5 % по массе.

4.4.6.16 Фазировка трансформаторов

Должно иметь место совпадение фаз вторичных напряжений у трансформаторов, включаемых на параллельную работу.

4.4.6.17 Испытание трансформаторного масла

Свежее масло перед заливкой вновь вводимых трансформаторов, прибывающих без масла, должно быть испытано по показателям графы 4 таблицы 4.57.

Таблица 4.29 — Объем испытаний трансформаторного масла силовых трансформаторов (по показателям таблицы 4.57)

Испытуемый объект	В течение 10 дней после прибытия трансформатора	В процессе хранения трансформаторов		При вводе в эксплуатацию	
		один раз в 3 мес.	один раз в 6 мес.	после заливки (доливки) масла	перед вводом в эксплуатацию
1. Силовые трансформаторы:					
– напряжением до 35 кВ мощностью до 630 кВ·А включ.;	1				1
– напряжением 6–10 кВ мощностью 630 кВ·А включ. без РПН;	1		1	1-5, 7	1-5, 7
– напряжением 6–10 кВ мощностью 630 кВ·А включ. с РПН;	1		1	1-5, 7	1-5, 7
– напряжением 35 кВ мощностью более 630 кВ·А без РПН;	1		1	1-5, 7	1-7
– напряжением 35 кВ мощностью более 630 кВ·А с РПН;	1		1	1-5, 7, хроматографический анализ масла	1–7, хроматографический анализ масла
– напряжением 110 кВ мощностью менее 63 МВ·А;	1, 4, 6	1, 6		1–7, хроматографический анализ масла	1–7, хроматографический анализ масла
– напряжением 110 кВ мощностью 63 МВ·А и более;					

Окончание таблицы 4.29

Испытуемый объект	В течение 10 дней после прибытия трансформатора	В процессе хранения трансформаторов		При вводе в эксплуатацию	
		один раз в 3 мес.	один раз в 6 мес.	после заливки (доливки) масла	перед вводом в эксплуатацию
– напряжением 220 кВ и выше					
2. Контактор	1, 4				1
Примечания 1 Для трансформаторов с пленочной защитой масла дополнительно определяется газосодержание. 2 У трансформаторов всех напряжений масло из бака контактора РПН на влагосодержание испытывается в соответствии с технической документацией изготовителя.					

Из герметизированных трансформаторов проба масла не отбирается.

Для трансформаторов, поставляемых без масла, проводится испытание остатков масла (донная проба) в баке трансформаторов. 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;

– 0,0020 % – у трансформаторов напряжением 750 кВ.

Объем испытаний трансформаторного масла силовых трансформаторов по прибытии, при хранении и вводе в эксплуатацию приведен в таблице 4.29.

Результаты испытаний учитываются при комплексной оценке состояния трансформатора после транспортировки.

4.4.6.18 Испытание 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 наблюдаться явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформатора.

Трансформаторы, смонтированные по схеме блока с генератором, рекомендуется включать в сеть подъемом напряжения с нуля.

4.4.6.19 Испытание вводов

Следует проводить в соответствии с 4.4.23.

4.4.6.20 Испытание встроенных трансформаторов тока

Следует проводить в соответствии с 4.4.7.8.

4.4.7 Измерительные трансформаторы тока

4.4.7.1 Общие положения и методы испытаний (проверок) и измерений.

Дополнительные требования к испытаниям и проверкам для отдельных видов трансформаторов тока, связанных со спецификой их конструкции и назначения, устанавливаются ТНПА на трансформаторы тока конкретных типов.

При испытаниях следует учитывать требования ГОСТ 7746 и 4.4.7.

4.4.7.2 Измерение сопротивления изоляции

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

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

Измеренные значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в таблице 4.30.

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

Таблица 4.30 — Допустимые величины сопротивления изоляции, МОм, не менее

Класс напряжения, кВ	Основная изоляция	Измерительный вывод	Наружные слои	Вторичные обмотки *	Промежуточные обмотки
3–35	1000	–	–	50 (1)	–
110–220	3000	–	–	50 (1)	–
330–750	5000	3000	1000	50 (1)	1
* Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок – при отключенных вторичных цепях, в скобках – с подключенными вторичными цепями.					

4.4.7.3 Измерение tgδ изоляции

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

Измеренные значения, приведенные к температуре 20 °С, должны быть не более указанных в таблице 4.31.

У каскадных трансформаторов тока tgδ основной изоляции измеряется для трансформатора тока в целом. При неудовлетворительных результатах таких измерений tgδ основной изоляции дополнительно проводится измерение по ступеням.

Измерение tgδ трансформаторов с маслобарьерной изоляцией не проводится.

Таблица 4.31 — Приведенные к температуре 20 °С предельные значения tgδ, %, основной изоляции трансформаторов тока

Тип изоляции	Номинальное напряжение трансформаторов тока, кВ						
	3–15	20–35	110	220	330	500	750
Бумажно-бакелитовая	3,0	2,5	2,0	–	–	–	–
Основная бумажно- масляная и конденсаторная	–	2,5	2,0	1,0	Не более 150 % от измеренного изготовителем, но не выше 0,8		

4.4.7.4 Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц

а) Испытание повышенным напряжением основной изоляции. Значения испытательного напряжения основной изоляции приведены в таблице 4.27.

Длительность испытания трансформаторов тока с фарфоровой внешней изоляцией – 1 мин, с органической изоляцией – 5 мин.

Допускается проведение испытаний трансформаторов тока совместно с ошиновкой. Трансформаторы тока напряжением более 35 кВ не подвергаются испытаниям повышенным напряжением.

б) Испытание повышенным напряжением изоляции вторичных обмоток.

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

Продолжительность приложения испытательного напряжения − 1 мин.

4.4.7.5 Снятие характеристик намагничивания

Характеристика снимается повышением напряжения на одной из вторичных обмоток до начала насыщения, но не выше 1800 В.

При наличии у обмоток ответвлений характеристика снимается на рабочем ответвлении.

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

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

4.4.7.6 Измерение коэффициента трансформации

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

4.4.7.7 Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерение проводится у трансформаторов тока на напряжение 110 кВ и выше.

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

4.4.7.8 Испытания трансформаторного масла

При вводе в эксплуатацию трансформаторов тока свежее сухое трансформаторное масло до и после заливки (доливки) в трансформаторы должно быть испытано в следующем объеме:

– у трансформаторов тока напряжением до 220 кВ – по показателям 1−7 таблицы 4.57;

– у негерметичных трансформаторов тока напряжением 330 кВ, не оснащенных системой контроля под рабочим напряжением, – по показателям 1−7 таблицы 4.57;

– у остальных трансформаторов тока напряжением 330 кВ – согласно технической документации изготовителя.

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

4.4.7.9 Испытание встроенных трансформаторов тока

Проводится по 4.4.7.2, 4.4.7.4 (перечисление б)), 4.4.7.5–4.4.7.7. Измерение сопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока проводится мегаомметром на напряжение 1000 В.

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

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

4.4.8 Измерительные трансформаторы напряжения

4.4.8.1 Общие положения.

Требования к испытаниям и проверкам для трансформаторов напряжения устанавливаются ГОСТ 1983.

4.4.8.2 Электромагнитные трансформаторы напряжения

а) Измерение сопротивления изоляции обмоток.

Измерение сопротивления изоляции по ГОСТ 1983 проводится мегаомметром на напряжение 2500 В для первичных обмоток незаземляемых трансформаторов и на напряжение 1000 В – для первичных обмоток заземляемых и вторичных обмоток всех трансформаторов напряжения.

Измеренные значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в таблице 4.32.

б) Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц.

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

Значения испытательного напряжения основной изоляции приведены в таблице 4.27.

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 1 кВ.

Продолжительность приложения испытательного напряжения − 1 мин.

Таблица 4.32 — Допустимые величины сопротивления изоляции, МОм, не менее

Класс напряжения, кВ	Основная изоляция	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 − с подключенными вторичными цепями.			

Трансформаторы напряжения с ослабленной изоляцией вывода обмотки ВН испытываются индуктированным напряжением с коэффициентом испытательного напряжения, равным 1,3, при этом основная и дополнительная обмотки низкой стороны должны быть соединены последовательно.

в) Измерение сопротивления обмоток постоянному току. Измерение сопротивления обмоток постоянному току проводится у связующих обмоток каскадных трансформаторов напряжения.

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

г) Испытание трансформаторного масла.

При вводе в эксплуатацию трансформаторов напряжения масло должно быть испытано в соответствии с показателями 1−7 таблицы 4.57.

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

4.4.8.3 Емкостные трансформаторы напряжения

а) Испытание конденсаторов делителей напряжения.

Испытания конденсаторов делителей напряжения проводятся в соответствии с 4.4.20.

б) Измерение сопротивления изоляции электромагнитного устройства.

Измерение сопротивления изоляции обмоток проводится мегаомметром на 2500 В.

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

в) 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.

г) Измерение сопротивления обмоток постоянному току.

При вводе в эксплуатацию измерение сопротивления обмоток постоянному току проводится только на положении, выставленном изготовителем. Это положение на переключающем устройстве должно быть опломбировано.

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

д) Измерение тока и потерь холостого хода.

Измерение тока и потерь холостого хода проводится при напряжениях, указанных в технической документации изготовителя.

Измеренные значения не должны отличаться от указанных в паспорте более чем на 10 %.

е) Испытание трансформаторного масла из электромагнитного устройства.

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

При вводе в эксплуатацию свежее сухое трансформаторное масло для заливки (доливки) электромагнитного устройства должно быть испытано по показателям 1–7 таблицы 4.57.

ж) Испытание вентильных разрядников.

Испытания проводятся согласно требованиям, изложенным в 4.4

4.4.9 Масляные и электромагнитные выключатели

4.4.9.1 Общие положения.

Температура окружающего воздуха при проведении испытаний выключателя в помещении и для которых температура не оговорена иным образом, должна быть в диапазоне от плюс 10 °С до плюс 35 °С.

Температура окружающего воздуха при проведении испытаний на открытых площадках и в открытых камерах не нормируется.

Испытание электрической прочности изоляции выключателей на номинальное напряжение до 220 кВ и выше – по ГОСТ 1516.2 и ГОСТ 1516.3.

4.4.9.2 Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления изоляции проводится для:

а) подвижных и направляющих частей, выполненных из органических материалов с помощью мегаомметра на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции не должно быть меньше значений, приведенных ниже:

– номинальное напряжение	до 10	15–150	220 и выше;
– сопротивление изоляции, МОм	1000	3000	5000;

б) вторичных цепей, электромагнитов управления и других частей выключателя − в соответствии с 4.4.26.1.

4.4.9.3 Испытание вводов

Испытание вводов проводится в соответствии с 4.4.24.

4.4.9.4 Оценка состояния внутрибаковой изоляции и изоляции дугогасительных устройств

Оценка проводится у баковых масляных выключателей на напряжение 35 кВ в том случае, если при измерении tgδ вводов на полностью собранном выключателе получены повышенные значения по сравнению с нормами, приведенными в таблице 4.55.

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

4.4.9.5 Испытание изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц

Испытание изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц проводится для:

а) опорной изоляции и изоляции выключателей относительно корпуса.

Проводится для выключателей напряжением до 35 кВ. Испытательное напряжение для выключателей принимается в соответствии с данными таблицы 4.33. Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения – 1 мин.

Аналогичному испытанию должна подвергаться изоляция межконтактных разрывов масляных выключателей 6–10 кВ.

Таблица 4.33 — Испытательное напряжение частотой 50 Гц для внешней изоляции аппаратов

Класс напряжения, кВ	Испытательное напряжение, кВ, для аппаратов с изоляцией			
	нормальной керамической	нормальной органической	облегченной керамической	облегченной органической
3	24	21,6	13	11,7
6	32	28,8	21	18,9
10	42	37,8	32	28,8
15	55	49,5	48	43,2
20	65	58,5	–	–
35	95	85,5	–	–

б) изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления.

Значение испытательного напряжения – 1 кВ. Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения – 1 мин.

При монтаже маломасляных выключателей серии ВМТ следует выполнять измерение сопротивления изоляции каждого нагревательного элемента (в холодном состоянии). Сопротивление изоляции должно быть не менее 1,0 МОм.

4.4.9.6 Измерение сопротивления постоянному току

Измерение сопротивления постоянному току проводится для:

а) токоведущего контура контактной системы.

Измерения сопротивления постоянному току проводятся пофазно. Их значения не должны превышать значения, указанные в таблице 4.34. Нормы на величины сопротивлений отдельных участков контура указаны в технической документации изготовителя;

б) шунтирующих резисторов дугогасительных устройств. Измеренное значение сопротивления должно отличаться от данных изготовителя не более чем на 3 %;

в) обмоток электромагнитов управления.

Измеренные значения сопротивлений обмоток должны соответствовать нормам изготовителей.

Таблица 4.34 — 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 1000	78 72
МГ-10, МГ-20	5000 6000	300 * Нет данных
МГГ-10	3150 4000 5000	18; 240 * 14; 240 * 12; 240 *
ВМ-14, ВМ-16	200 600 1000, 1250	350 150 100
ВМ-22, ВМ-23	600 1000, 1500	150 100
ВМГ-10	630 1000	75 70
ВПМП-10	630 1000 630 1000 1600	78 72 55 45 32
ВМП-10, ВМП-10П, ВМП-10К	600 1000 1500	55 40 30
ВММ-10	630	85
ВК-10, ВКЭ-10	630 1000 1600	50/45 ** 45/40 ** 25
ВЭ-10, ВЭС-6	1600 2000–2500 3200–3600	30 20 15
ВМД-35		410
ВЭМ-6	2000, 3200	45
С-35	630 3200	310 60
МКП-35	1000	250
ВТ-35, ВТД-35	630	550
МКП-110Б	630 1000	1300 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-220	–	115/85 ***
ММО-110	1250	180

Окончание таблицы 4.34

* Сопротивление дугогасительных контактов.
** В числителе – данные для выключателей на номинальный ток отключения 20 кА, в знаменателе − на 31,5 кА.
*** В числителе – сопротивление дугогасительного устройства для выключателей на номинальный ток отключения 25 кА, в знаменателе − на 40 кА.

4.4.9.7 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 4.35.

Таблица 4.35 — 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±0,3/2,4±0,3	2,6/3,9	0,3	0,12
МГ-10	2,2±0,2/1,8±0,3	- /2,4	0,75	0,135
МГ-20	2,0±0,3/1,8±0,3	- /2,3	0,8	0,155
МГГ-10-45УЗ	2,3±0,3/2,5±0,2	2,6/3,6	0,4	0,12
МГГ-10-5000-63УЗ	3,0±0,3/2,5±0,2	3,6/3,6	0,4	0,11
ВМ-14, ВМ-16	1,65/1,22	1,8/1,24	0,24	0,12
ВМ-22	1,6/1,5	−	0,24	0,15
ВМ-23	1,8/1,75	−	0,28	0,15
ВМГ-10	2,0÷2,6/2,1÷2,7	2,6 /3,9	0,3	0,12
ВПМП-10	2,4÷2,8/2,2±0,3	3,2/3,2	0,3	0,12
ВМП-10	4,5±0,5/3,4±0,4	5,0/5,0	0,3	0,1
ВМП-10П	4,5±0,4/3,5±0,3	6,0/5,0	0,2	0,1
ВММ-10	-/2,3+0,2	−	0,2	0,1
ВМПП-10-20	4,2+0,4/2,5+0,2	−	0,2	0,1
ВМПП-10-31,5	4,5+0,4/2,8+0,2	−	0,2	0,1
ВК-10-20-630(1000)	3,5+0,3/2,5±0,2	−	0,075	0,05
ВК-10-20-1600	3,2±0,3/2,3±0,2	−	0,075	0,05
ВК-10-31,5-630(1000)	4,2+0,4/2,5±0,2	−	0,075	0,05
ВК-10-31,5-1600	4,0+0,4/2,3± 0,2	−	0,075	0,05
ВЭ-10-1250(1600)-20	5,2+0,5/3,5+0,4	−	0,075	0,06
ВЭ-10-2500(3600)-20	4,8+0,5/3,0+0,3	−	0,075	0,06
ВЭ-10-1250(1600)-31,5	6,5+0,6/3,5+0,4	−	0,075	0,06
ВЭ-10-2500(3600)-31,5	5,8+0,6/3,0+0,3	−	0,075	0,06
ВЭ(С)-6	5,8+0,6/3,0+0,3	−	0,075	0,06
ВЭМ-6	4,0+0,5/3,4+0,6	−	0,35	0,06
ВКЭ-10-20-630(1000)	4,0+0,4/2,5±0,2	−	0,3	0,07
ВКЭ-10-20-1600	3,8+0,4/2,3±0,2	−	0,3	0,07
ВКЭ-10-31,5-630(1000)	4,0+0,4/2,5±0,2	−	0,3	0,07
ВКЭ-10-31,5-1600	3,8+0,4/2,3±0,2	−	0,3	0,07
С-35-630 с приводом ШПЭ-12	2,7±0,3/1,0±0,2	3,0-0,3/ 1,6±0,2	0,34	0,05
С-35-630 с приводом ПП-67	2,7±0,3/1,0±0,2	3,0-0,3/ 1,6±0,2	0,4	0,12
С-35-3200-50 приводом ШПЭ-38	2,3+0,2/1,5+0,2	3,2-0,3/ 2,4-0,2	0,64	0,055
МКП-35	1,7+0,2/1,6+0,2	3,2-0,3/ 3,6-0,2	0,4	0,05
ВТ-35	1,8±0,3/1,1±0,2	2,1±0.3/ 2,7±0,2	0,35	0,12
ВМД-35	1,9+0,6/0,9+0,4	2,2+0,6/ 2,8+0,6	0,35	0,06

Окончание таблицы 4.35

Тип выключателя	Скорость движения контактов, м/с		Собственное время, с, не более	
	При включении/отключении	максимальная, не более	включения	отключения
ВТД-35	2,2±0,3/1,1±0,2	2,5 ± 0,2/ 3,1 ± 0,3	0,35	0,12
		2,9-0,3		
МКП-220	2,4+0,3/1,5±0,2	4,6-0,4/ 3,2±0,4	0,07	0,04
У-110-2000-40	1,7+0,2/1,3+0,2	3,3-0,4/ 3,7-0,4	0,3(ШПВ) 0,7(ШПЭ)	– 0,06
У-110-2000-50	1,7+0,2/2,1+0,3	3,5-0,4/ 3,9-0,4	0,3(ШПВ) 0,7(ШПЭ)	– 0,05
У-220-1000/2000-25	1,9+0,2/1,3+0,2	4,6-0,4/ 3,8-0,4	0,8	0,05
У-220-2000-40	1,3+0,2/2,0+0,3	4,3-0,4/ 3,6-0,4	0,75	0,045
ВМТ-220(25 кА)	2,7-3,3/2,3-2,9	–	0,13	0,035
ВМТ-220(40 кА)	2,7-3,3/2,3+2,9	–	0,13	0,03
ММО-110	6,0 ± 0,2/5,3 ± 0,2	–	0,15	0,05
Примечание — В числителе – скорость при замыкании контактов, в знаменателе − при их размыкании.				

4.4.9.8 Измерение хода подвижных частей, вжима контактов при включении, одновременности замыкания и размыкания контактов выключателей

Измеренные значения должны соответствовать данным таблицы 4.36

Таблица 4.36 — 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	4
		(18 ± 2)	4
МГГ-10-5000-63	290 ± 5	90-95	6(4)
		(22±4)	
ВМ-14	–	–	4
ВМ-16	133 ± 3	50±5	5
ВМ-22, ВМ-23	200 ± 5	40± 5	6
ВМГ-10	210 ± 5	45± 5	5
ВПМП-10	210 ± 5	45 ± 5	5
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
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

Окончание таблицы 4.36

Тип выключателя	Ход подвижных частей, мм	Ход в контактах (вжим), мм	Разновременность замыкания и размыкания контактов, мм, не более
ВМТ-220	492 ± 3	57÷60	–
ММО-110	+10 420 –5	80 ± 5	5
Примечание — В скобках указаны нормы для главных контактов.			

4.4.9.9 Проверка регулировочных и установочных характеристик механизмов приводов и выключателей

Проводится в объеме и по нормам технической документации изготовителей для каждого типа привода и выключателя.

4.4.9.10 Проверка действия механизма свободного расцепления

Механизм свободного расцепления привода должен позволять проведение 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**.**

4.4.9.11 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 технической документации изготовителей и ТНПА.

Значение давления срабатывания пневмоприводов должно быть на 20 % – 30 % меньше нижнего предела рабочего давления.

4.4.9.12 Испытание выключателей многократными опробованиями

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

– 3–5 операций включения и отключения;

– 2–3 цикла каждого вида.

4.4.9.13 Испытание трансформаторного масла выключателей

У баковых выключателей всех классов напряжений и малообъемных выключателей 110 кВ и выше испытание масла проводится до и после его заливки в выключатели.

У малообъемных выключателей до 35 кВ масло испытывается до заливки в дугогасительные камеры.

Испытание масла проводится по показателям 1, 5 таблицы 4.57.

4.4.9.14 Испытание встроенных трансформаторов тока

Испытание встроенных трансформаторов тока проводится в соответствии с 4.4.7.

4.4.10 Воздушные выключатели

4.4.10.1 Общие положения и методы испытаний (проверок) и измерений.

Общие положения – в соответствии с 4.4.9 (перечисление а)).

Методы испытаний (проверок) и измерений – в соответствии с 4.4.9 (перечисление б)).

4.4.10.2 Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления изоляции проводится для:

а) воздухопроводов, опорных и подвижных частей, выполненных из органических материалов, выключателей всех классов напряжений с помощью мегаомметра на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в 4.4.9.1 (перечисление а)).

б) вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления − в соответствии с 4.4.26;

в) многоэлементных изоляторов; должно выполняться согласно требованиям 4.4.17.

4.4.10.3 Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц

Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц проводится для:

а) опорной изоляции; обязательно для выключателей до 35 кВ.

Опорную фарфоровую изоляцию выключателей следует испытывать повышенным напряжением частотой 50 Гц в соответствии с таблицей 4.27. Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения – 1 мин.

б) изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления; проводится в соответствии с 4.4.26. Длительность испытания – 1 мин.

4.4.10.4 Измерение сопротивления постоянному току

Измерение сопротивления постоянному току проводится для:

а) токоведущего контура (главной цепи).

Измерение должно проводиться по частям, то есть для каждого дугогасительного устройства (модуля), элемента (разрыва) гасительной камеры и отделителя, внутриполюсной ошиновки и других частей в отдельности. Наибольшие допустимые значения сопротивления контактов воздушных выключателей приведены в таблице 4.37.

Таблица 4.37 — Наибольшие допустимые значения сопротивлений постоянному току контактных систем воздушных выключателей

Тип выключателя	Сопротивление контура полюса, мкОм, не более
ВВН-110-6, ВВШ-110	140
ВВН-220-10	240
ВВН-220-15	260
ВВН-330-15	460
ВВ-330Б	380
ВВБ-110, ВВБМ-110Б, ВВБК-110Б	80
ВВБ-220Б, ВВД-220Б, ВВБК-220Б	300
ВВБ-330Б, ВВД-330Б, ВВДМ-330Б	600
ВВБ-750А	1200
ВНВ-330-40, ВНВ-330-63	150
ВНВ-750	230
ВО-750	300
ВВН-35/1000	60

Примечания

1 Наибольшие допустимые значения сопротивлений одного элемента (разрыва) гасительной камеры и отделителя и одного дугогасительного устройства модуля: выключателей серии ВВН – 20 мкОм, серий ВВБ, ВВД, ВВБК − 80 мкОм, серии ВНВ − 70 мкОм.

2 У выключателей типа ВВ напряжением 330 кВ значения сопротивлений следующих участков токоведущих контуров не должны превышать:

− 50 мкОм − для шин, соединяющих гасительную камеру с отделителем;

− 80 мкОм − для шины, соединяющей две половины отделителя;

− 10 мкОм − для перехода с аппаратного вывода отделителя на соединительную шину.

3 Значения сопротивлений каждого разрыва дугогасительного устройства выключателей 330–750 кВ серии ВНВ не должны превышать 35 мкОм.

б) обмоток электромагнитов и цепей управления.

Измеренные значения сопротивлений обмоток электромагнитов и цепей управления воздушных выключателей должны соответствовать нормируемым значениям:

– электромагниты типа ВВ-400-15 с форсировкой: 1-я обмотка − 10 ± 1,5 Ом; 2-я обмотка − 45 ± 2 Ом; обе обмотки − 55 ± 3,5 Ом;

– электромагниты завода «Электроаппарат» − 0,39 ± 0,03 Ом.

Сопротивление цепей управления отключения и включения выключателей ВВБ, ВВД и ВВБК на напряжение 330 кВ и выше должно быть таким, чтобы значение пика оперативного тока составляло 22 ± 0,5 А.

в) элементов делителей напряжения и шунтирующих резисторов.

Результаты измерений должны соответствовать нормам изготовителя, приведенным в таблице 4.38.

Таблица 4.38 — Нормируемые значения сопротивлений постоянному току омических делителей напряжения и шунтирующих резисторов

Тип выключателя	Сопротивления одного элемента, Ом
ВВН-110-6	150 ± 5
ВВШ-110Б	150^{+4}_{-2}
ВВН-220-10, ВВН-220-15, ВВН-330-15	15000 ± 150
ВВ-330	14140 ± 140
ВВБ-110, ВВБ-220Б	100 ± 2

Окончание таблицы 4.38

Тип выключателя	Сопротивления одного элемента, Ом
ВВБМ-110Б, ВВД-220Б	50 ± 1
ВВБК-110Б, ВВБК-220Б	$47{,}5^{+1}_{-0{,}5}$
ВНВ-330-63	75^{+1}_{-3}
Примечание — Сопротивления шунтирующих резисторов, подлежащих установке на одном полюсе выключателя, должны отличаться друг от друга не более, чем допускается технической документацией изготовителя.	

4.4.10.5 Проверка минимального напряжения срабатывания выключателя

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

4.4.10.6 Испытание конденсаторов делителей напряжения

Проводится в соответствии с 4.4.20. Разность величин емкости конденсаторов в пределах полюса выключателя не должна превышать норм изготовителя.

4.4.10.7 Проверка характеристик выключателя

При проверке работы воздушных выключателей должны определяться характеристики, предписанные технической документацией изготовителя. Результаты проверок и измерений должны соответствовать нормам изготовителя, приведенным в таблицах 4.39–4.41. Виды операций и сложных циклов, значения давлений и напряжений оперативного тока, при которых должна проводиться проверка характеристик выключателей, приведены в таблице 4.42.

4.4.10.8 Испытание выключателя многократными опробованиями

Многократные опробования – выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (ВО без выдержки времени обязателен для всех выключателей; ОВ и ОВО – для всех выключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) – должны проводиться при различных давлениях сжатого воздуха и напряжениях на зажимах электромагнитов управления с целью проверки исправности действия выключателей согласно таблице 4.42.

4.4.10.9 Проверка регулировочных и установочных характеристик

Проверка размеров, зазоров и ходов дугогасительных устройств и узлов шкафов управления проводится в объеме требований технической документации изготовителя.

4.4.11 Элегазовые выключатели

4.4.11.1 Общие положения и методы испытаний (проверок) и измерений.

Испытания проводят при температуре окружающей среды не ниже плюс 10 °С.

Испытание электрической прочности изоляции элегазовых выключателей проводится по ГОСТ 1516.3 и ГОСТ 1516.2.

Определение качества элегаза – по [11].

4.4.11.2 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение должно выполняться согласно 4.4.26.

4.4.11.3 Испытание изоляции выключателя

Значения испытательного напряжения приведены в таблице 4.27. Допускается не проводить испытание выключателей, заполненных элегазом изготовителем и не подлежащих вскрытию в течение всего срока службы.

Элегазовые выключатели на номинальное напряжение 35 кВ и выше испытанию повышенным напряжением частотой 50 Гц не подвергаются.

Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления должно выполняться в соответствии с 4.4.26. Значение испытательного напряжения для вторичных цепей и электромагнитов управления должно составлять 1 кВ.

4.4.11.4 Измерение сопротивления постоянному току

Измерение сопротивления постоянному току проводится для:

а) главной цепи.

Сопротивление главной цепи должно измеряться как в целом всего токоведущего контура полюса, так и отдельно каждого разрыва дугогасительного устройства.

Измеренные значения должны соответствовать нормам изготовителя.

Измерения не проводятся у выключателей, заполненных элегазом изготовителем и не подлежащих вскрытию в течение всего срока службы.

б) обмоток электромагнитов управления и добавочных резисторов в их цепи.

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать нормам изготовителя.

4.4.11.5 Проверка минимального напряжения срабатывания выключателей

Выключатели должны срабатывать при следующих отклонениях напряжения питающей сети:

а) при питании привода от источника постоянного тока: электромагнита включения – 85%–100 % $U_{ном}$; электромагнита отключения =- 70-100 % $U_{ном}$

б) при питании привода от сети переменного тока: электромагнитов включения и отключения – 85 %–100 % $U_{ном}$;

в) при номинальном давлении элегаза в полостях выключателя и наибольшем рабочем давлении в резервуарах привода.

Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

Таблица 4.39 — Нормы на характеристики воздушных выключателей на напряжение 110–330 кВ с воздухонаполненным отделителем

Характеристика	ВВН-110-6, ВВШ-110	ВВН-220-10	ВВН-220-15	ВВН-330-15	ВВ-330Б (20кА)	ВВ-330Б (31,5кА)
1 Вжим подвижных контактов камеры, мм	12 ± 3	12 ± 3	12 ± 3	12 ± 3	10 ± 4	10 ± 4
2 Вжим подвижных контактов отделителя, мм	10 ± 2	10 ± 2	10 ± 2	10 ± 2	8 ± 3	10 ± 2
3 Давление срабатывания при отключении, при котором отделитель четко залипает, МПа, не более	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3
4 Давление, при котором первый контакт отделителя начинает двигаться на замыкание (давление отлипания), МПа	Не более 1	Не более 1	Не более 1	Не более 1	0,45–0,9	0,45–0,9
5 Падение (сброс) давления в резервуаре при отключении, МПа	0,28–0,29	0,28–0,29	0,28–0,29	0,28–0,29	Не более 0,3	0,25–0,3
6 Расход воздуха на вентиляцию выключателя, л/ч	Не менее 1350	Не менее 2700	Не менее 2700	Не менее 5400	1200–2400	1200-2400
7 Расход воздуха на утечки во включенном положении выключателя, л/ч, не более	120	120	120	300	300	300
8 Расход воздуха на утечки в отключенном положении выключателя, л/ч, не более	430	430	430	860	300	300
9 Собственное время отключения (от подачи команды до первого размыкания контактов гасительной камеры), с, не более	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
10 Разновременность размыкания контактов гасительной камеры полюса, с, не более	0,004 (0,005)	0,005	0,007	0,006	0,008	0,008
11 Бесконтактная пауза гасительной камеры (от последнего размыкания контактов камеры до первого вибрационного замыкания их), с	0,10–0,16	0,10–0,16	0,10 ± 0,02*	0,10–0,16	0,14–0,18	0,2–0,27
12 Разновременность замыкания контактов гасительной камеры (от первого вибрационного замыкания контактов до прекращения вибрации), с, не более	Проверяется только при использовании выключателей в режиме АПВ**				0,12	0,1

Окончание таблицы 4.39

Характеристика	ВВН-110-6, ВВШ-110	ВВН-220-10	ВВН-220-15	ВВН-330-15	ВВ-330Б (20кА)	ВВ-330Б (31,5кА)
13 Запаздывание размыкания контактов отделителя (от последнего размыкания контактов камеры до первого размыкания контактов отделителя), с	0,03–0,05	0,03–0,05	0,03–0,05	0,03–0,05	0,025-0,05	0,045-0,07
14 Разновременность размыкания контактов отделителя, с, не более	0,01	0,02	0,02	0,02	0,015	0,015
15 Разновременность отключения полюсов выключателя, с, не более	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
16 Длительность отключающего импульса***, с	Не менее 0,04	Не менее 0,04	Не менее 0,04	Не менее 0,04	0,07-0,11	0,07-0,11
17 Собственное время включения (от подачи команды до первого вибрационного замыкания контактов отделителя), с, не более	0,25 (0,2)	0,25	0,25	0,03	0,23	0,23
18 Разновременность замыкания контактов отделителя (от первого вибрационного замыкания до прекращения вибрации контактов), с, не более	0,025	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
19 Разновременность включения полюсов выключателя, с, не более	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
20 Длительность включающего импульса ***, с	Не менее 0,07	Не менее 0,07	Не менее 0,07	Не менее 0,07	0,13-0,19	0,15-0,21
21 Бесконтактная пауза АПВ (от последнего размыкания контактов камеры при отключении до первого вибрационного замыкания контактов отделителя при включении), с, не более	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2-0,3

* Бесконтактная пауза менее 0,1 с допускается при запаздывании отделителя не более 0,035 с.
** Вибрация контактов камеры должна прекратиться за время не менее чем 0,05 с до первого замыкания контактов отделителя в цикле ОВ.
*** Длительность отключающих и включающих импульсов должна быть практически одинаковой на всех полюсах выключателя.

Примечания
1 Нормы, приведенные в скобках (показатели 10, 17), относятся к выключателям ВВШ-110.
2 Нормы, приведенные в графе 6 (показатель 12), учитывают вибрацию контактов камеры.

Таблица 4.40 — Нормы на характеристики воздушных выключателей серий ВВБМ, ВВБ, ВВД и ВВБК на напряжение 35–750 кВ

Характеристика	ВВБМ-110	ВВБ-220Б	ВВД-220	ВВД-330Б	ВВБ-750А	ВВБК-110Б	ВВБК-220Б
1 Наименьшее давление срабатывания выключателя при отключении, МПа, не более	1,4	1,4	1,9	1,4	1,9	2,8	2,8
2 Давление включения главных контактов при наполнении резервуаров дугогасительных камер сжатым воздухом, МПа, не более	0,4-0,6	0,4-0,6	0,4-0,6	0,4-0,6	0,4-0,6	1,05-1,35	1,05-1,35
3 Давление включения контактов шунтирующей цепи при наполнении резервуаров дугогасительных камер сжатым воздухом, МПа	1,0-1,3	1,0-1,3	1,0-1,3	-	-	1,0-1,3	1,5-2,1
4 Падение (сброс) давления в резервуарах при отключении, МПа	0,26-0,3	0,26-0,3	0,4-0,45	0,3-0,35	0,31-0,37	0,6-0,7	0,6-0,7
5 Собственное время отключения (от подачи команды до первого размыкания главных контактов), с	0,045-0,055	0,05-0,063	0,05-0,063	0,57-0,065	0,038-0,042	0,04-0,048	0,02-0,028
6 Разновременность размыкания главных контактов, с, не более:							
полюса	-	0,004	0,004	0,004	0,004	-	0,005
трех полюсов	0,004	0,005	0,008	0,01	0,01	0,01	0,01
7 Запаздывание размыкания контактов шунтирующей цепи относительно последнего размыкания главных контактов, с	0,027-0,04	0,027-0,04	0,027-0,04	-	-	0,027-0,04	0,025-0,03
8 Разновременность размыкания контактов шунтирующей цепи, с, не более	0,003	0,004	0,003	-	-	0,004	0,005
9 Длительность отключающего импульса, с, не менее	0,03	0,03	0,027	0,03	0,025	-	-
10 Длительность дополнительного дутья, с, не менее	-	-	-	-	-	0,03	0,03
11 Время от момента размыкания главных контактов до начала дополнительного дутья, с, не более	-	-	-	-	-	0,02	0,02

Окончание таблицы 4.40

Характеристика	ВВБМ-110	ВВБ-220Б	ВВД-220	ВВД-330Б	ВВБ-750А	ВВБК-110Б	ВВБК-220Б
12 Собственное время включения (от подачи команды до последнего замыкания главных контактов), с	Не более 0,2	Не более 0,2	0,15-0,25	0,24-0,25	0,1-0,106	Не более 0,13	0,065-0,075
13 Разновременность замыкания главных контактов полюса, с, не более	-	0,005	0,008	0,01	0,06	-	0,005
14 Запаздывание последнего замыкания контактов шунтирующей цепи относительно замыкания главных контактов, с, не более	0,1	0,08	0,12	-	-	0,12	0,12
15 Время от последнего замыкания контактов шунтирующей цепи при включении до первого размыкания главных контактов в циклах ВО и ОВО, с, не менее	0,01	0,01	0,01	-	-	0,01	0,01
16 Время от замыкания главных контактов до их размыкания в цикле ВО, с	-	-	-	Не более 0,12	Не более 0,1	0,12-0,14	0,12-0,14
17 Бесконтактная пауза АПВ (время от размыкания главных контактов до их замыкания при включении), с, не более	0,23	0,25	0,25	0,25	0,25	0,3	0,3
18 Расход сжатого воздуха на вентиляцию полюса, л/ч, не менее	333	500	500	1000	2000	900	1080
19 Расход сжатого воздуха на утечки, л/ч, не более	150	240	400	800	1320	480	800

Таблица 4.41 — Нормы на характеристики воздушных выключателей серии ВНВ

Характеристика	ВНВ-330-40	ВНВ-330-63	ВНВ-750-40
1 Наименьшее давление срабатывания выключателя при отключении и включении, МПа, не более	2,5	2,5	3,0
2 Давление, при котором контакты дугогасительного устройства начинают двигаться на смыкание (давление самовключения), МПа	2,0	2,0	2,5
3 Падение (сброс) давления, МПа, не более:			
при отключении	0,28	0,28	0,26
при включении	0,03	0,03	0,03
4 Расход сжатого воздуха на:			
утечки, л/ч, не более	2000	2500	2500
вентиляцию, л/ч	600-1200	600-1200	900-1800
5 Собственное время отключения полюса (от подачи команды на отключение до момента размыкания дугогасительного контакта, размыкающегося первым), с, не более	0,025	0,025	0,025
6 Разновременность размыкания (расхождения) главных контактов дугогасительных устройств полюса, с, не более	0,002	0,002	0,002
7 Запаздывание момента размыкания (расхождения) контактов коммутационных механизмов относительно размыкания главных контактов, с, не более	–	0,035	–
8 Время от момента размыкания контактов коммутационных механизмов до начала движения их сопел на закрытие, с, не менее	–	0,015	–
9 Разновременность размыкания (расхождения) контактов коммутационных механизмов, с, не более	-	0,005	-
10 Время от момента размыкания главных контактов до начала движения сопел на закрытие (стоянка сопел), с	-	0,018-0,026	-
11 Время обтекания током электромагнита отключения, с, не менее	0,04	0,04	0,04
12. Собственное время включения полюса (от подачи команды на включение до момента смыкания дугогасительного контакта, смыкающегося последним), с, не более	0,1	0,1	0,1
13 Разновременность замыкания (касания) главных контактов дугогасительных устройств полюса, включая вибрацию, с, не более	0,008	0,008	0,008
в том числе разновременность первых касаний главных контактов, с, не более	0,004	0,004	0,004
14 Время от момента замыкания главных контактов до момента подачи команды на отключение в цикле ВО, с, не более	0,02	0,02	0,02
15 Бесконтактная пауза АПВ, с, не более	0,3	0,3	0,3
16 Разновременность срабатывания трех полюсов, с, не более:			
при отключении	0,005	0,005	0,005
при включении	0,02	0,02	0,02

Таблица 4.42 — Условия и число опробований выключателей при наладке

Операция или цикл	Давление при опробовании	Напряжения на выводах электромагнитов	Число операций и циклов
1 Включение	Наименьшее срабатывание	Номинальное	3
2 Отключение	То же	То же	3
3 ВО	-//-	-//-	2
4 Включение	Наименьшее рабочее	-//-	3
5 Отключение	То же	-//-	3
6 ВО	-//-	-//-	2
7 Включение	Номинальное	-//-	3
8 Отключение	То же	-//-	3
9 ОВ	-//-	-//-	2
10 Включение	Наибольшее рабочее	0,7 номинального	2
11 Отключение	То же	То же	2
12 ВО	-//-	Номинальное	2
13 ОВО	-//-	То же	2
14 ОВО	Наименьшее для АПВ	-//-	2
Примечание — При выполнении операций и сложных циклов по пунктам 4–9, 12–14 таблицы должны быть сняты зачетные осциллограммы.			

4.4.11.6 Испытание конденсаторов делителей напряжения

Испытания должны выполняться согласно 4.4.20.

Значение измеренной емкости должно соответствовать норме изготовителя.

4.4.11.7 Проверка характеристик выключателя

При проверке работы элегазовых выключателей должны определяться характеристики, предписанные технической документацией изготовителя. Результаты проверок и измерений должны соответствовать паспортным данным на конкретный тип выключателя.

Виды операций и сложных циклов, значения давлений в резервуаре привода и напряжений оперативного тока, при которых должна проводиться проверка характеристик выключателей, приведены в таблице 4.42. 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.

4.4.11.8 Испытание выключателей многократными опробованиями

Многократные опробования − выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (ВО без выдержки времени между операциями − для всех выключателей; ОВ и ОВО − для выключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) − должны проводиться при различных давлениях сжатого воздуха в приводе и напряжениях на выводах электромагнитов управления с целью проверки исправности действия выключателей согласно таблице 4.42.

Испытания проводятся при номинальном напряжении на выводах электромагнитов привода или при номинальном давлении сжатого воздуха привода.

Число операций и сложных циклов, подлежащих выполнению выключателем, должно составлять:

– 3–5 операций включения и отключения;

– 2–3 цикла каждого вида.

4.4.11.9 Проверка герметичности

Проверка давления в дугогасительном устройстве элегазовых выключателей проводится 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 проводится при снижении давления ниже допустимого. Она может осуществляться:

а) с помощью течеискателя или индикатора газопроницаемости. При испытании щупом течеискателя обследуются места уплотнений стыковых соединений и сварных швов выключателя.

Результат испытания на герметичность считается удовлетворительным, если течеискатель не показывает утечки;

б) с помощью мыльной воды (две весовые части воды и одна часть нещелочного мыла).

Испытание проводится при номинальном давлении элегаза.

4.4.11.10 Проверка качества элегаза

Объем проверки элегаза на влажность и кислотность и величины измеренных параметров должны соответствовать указанным в технической документации изготовителя.

Сертифицированные элегазовые выключатели в течение всего срока службы не требуют обслуживания в части обеспечения качества элегаза.

Физико-химические показатели элегаза должны соответствовать [12].

4.4.11.11 Испытание встроенных трансформаторов тока

Испытания должны выполняться в соответствии с указаниями 4.4.7.

4.4.12 Вакуумные выключатели

4.4.12.1 Общие положения и методы испытаний (проверок) и измерений.

Испытания проводят при температуре окружающей среды не ниже плюс 10 °С.

Перед проверкой электрической прочности изоляции выдержать выключатель в помещении, где проводится его проверка, до высыхания росы на нем, если перед этим он находился при низкой (плюс 10 °С и ниже) температуре.

Методы испытаний (проверок) и измерений.

Методы испытаний электрической прочности изоляции вакуумных выключателей определяются требованиями ГОСТ 18397 и 4.4.12.

4.4.12.2 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение проводится согласно требованиям 4.4.26.

4.4.12.3 Испытание изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц

а) Испытание изоляции выключателя: значение испытательного напряжения принимается согласно таблице 4.27. 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 должен быть забракован из-за потери вакуума.

б) Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления: испытания проводятся согласно указаниям 4.4.26. Значение испытательного напряжения принимается равным 1 кВ. Длительность испытания – 1 мин.

4.4.12.4 Проверка минимального напряжения срабатывания выключателя

Электромагниты управления вакуумных выключателей должны срабатывать:

– электромагниты включения – при напряжении не менее $0,85U_{ном}$;

– электромагниты отключения – при напряжении не менее $0,7U_{ном}$.

4.4.12.5 Испытание выключателей многократными опробованиями

Число операций и сложных циклов, подлежащих выполнению выключателем при номинальном напряжении на выводах электромагнитов, должно составлять:

− 3–5 операций включения и отключения;

− 2–3 цикла ВО без выдержки времени между операциями.

4.4.12.6 Измерение сопротивления постоянному току

а) токоведущего контура.

Сопротивление токопровода (между токоведущими стержнями без розеточных контактов) должно быть не более значений, приведенных в таблице 4.43;

Таблица 4.43 — Предельные значения сопротивлений постоянному току токоведущего контура выключателей

Тип выключателя	Изготовитель	Сопротивление каждого полюса, мкОм, не более
ВВЭ-10-20/630	ОАО «ЭЛКО», г. Минусинск	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	ООО «РЗВА−Электрик», г. Ровно	45
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

Окончание таблицы 4.43

Тип выключателя	Изготовите	Сопротивление каждого
ВВЭ-10-31,5/2000		15
ВВЭ-10-31,5/3150		15
Примечание – Предельные значения сопротивления каждого полюса выключателей других типов – по инструкциям изготовителя.		

б) электромагнитов управления.

Сопротивления электромагнитов управления выключателей должны соответствовать пределам значений, указанных изготовителем на табличке катушек электромагнитов.

Сопротивления электромагнитов управления выключателем производства ООО «РЗВА-Электрик» должны соответствовать нормам, приведенным в таблице 4.44.

Таблица 4.44 — Нормы на сопротивления постоянному току катушек управления ВВЭ-10, выпускаемых ООО «РЗВА-Электрик»

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

4.4.12.7 Измерение временных характеристик выключателей

Временные характеристики должны соответствовать нормам, приведенным в таблице 4.45, а для выключателей, отсутствующих в таблице, – нормам испытаний изготовителем.

4.4.12.8 Измерение хода подвижных частей и одновременности замыкания контактов

Измеренные значения должны соответствовать данным таблицы 4.45, а для выключателей, отсутствующих в таблице, − нормам испытаний изготовителем.

Таблица 4.45 — Нормы на характеристики вакуумных выключателей

Характеристика	ВВЭ-10 *	ВВВ-10-2/320	ВВ/TEL-10, ВВ/TEL-6	ВБПС-10	ВБЭ-10
Собственное время отключения, с, не более	0,03/0,055	0,08	0,01	0,035	0,04
Собственное время включения, с, не более	0,2/0,3	–	0,07	0,06	0,1
Бестоковая пауза АПВ минимальная, с, не более	0,3/0,3	0,4	0,3	0,3	0,3
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
* В числителе – значения для выключателей, выпускаемых ОАО «ЭЛКО», в знаменателе − ООО «РЗВА−Электрик».					

4.4.13 Выключатели нагрузки

4.4.13.1 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Проводится согласно 4.4.26.

4.4.13.2 Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц

Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц проводится для:

1) изоляции выключателя нагрузки.

Испытательное напряжение должно соответствовать таблице 4.27. Продолжительность испытания – 1 мин;

2) изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления проводится по 4.4.26. Значение испытательного напряжения принимается равным 1 кВ. Длительность испытания – 1 мин.

4.4.13.3 Измерение сопротивления постоянному току

Измерение сопротивления постоянному току проводится для:

а) токоведущего контура контактной системы выключателя. Проводится измерение сопротивления токоведущего контура полюса и каждой пары рабочих контактов. Значение сопротивления должно соответствовать данным испытаний изготовителем;

б) обмоток электромагнитов управления.

Значение сопротивления должно соответствовать данным изготовителя.

4.4.13.4 Проверка действия механизма свободного расцепления

Механизм свободного расцепления проверяется в работе в соответствии с 4.4.9.9.

4.4.13.5 Проверка срабатывания привода при пониженном напряжении на выводах электромагнитов

Проверка срабатывания привода при пониженном напряжении на выводах электромагнитов проводится в соответствии с 4.4.9.10.

4.4.13.6 Испытание выключателя нагрузки многократным опробованием

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

4.4.14 Разъединители, отделители и короткозамыкатели

4.4.14.1 Общие положения и методы испытаний (проверок) и измерений.

Измерение сопротивления изоляции многоэлементных изоляторов выполняется при температуре воздуха не менее плюс 5 ºС.

Проверку исправности действия механизмов проводят по методике, установленной в технических условиях на конкретные типы разъединителей.

Проверку электрического сопротивления главной цепи каждого полюса разъединителя или суммарного сопротивления ее отдельных последовательно соединенных частей проводят по ГОСТ 2933.

Испытания изоляции главных и вспомогательных цепей и цепей управления разъединителей проводят по ГОСТ 1516.2.

4.4.14.2 Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления изоляции проводится для:

а) поводков и тяг, выполненных из органических материалов. Проводится мегаомметром на напряжение 2500 В. Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в 4.4.9.1 (перечисление а));

б) многоэлементных изоляторов.

Проводится в соответствии с 4.4.17;

в) вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления.

Проводится в соответствии с 4.4.26.

4.4.14.3 Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц

а) основной изоляции разъединителей, отделителей и короткозамыкателей.

Изоляция, состоящая из одноэлементных опорных изоляторов, должна подвергаться испытаниям согласно таблице 4.27. Изоляция, состоящая из многоэлементных изоляторов, должна подвергаться испытаниям согласно разделу 4.4.17. Продолжительность приложения напряжения – 1 мин;

б) изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления.

Проводится в соответствии с 4.4.26. Значение испытательного на-

пряжения принимается равным 1 кВ. Длительность испытания – 1 мин.

4.4.14.4 Измерение сопротивления постоянному току

Измерение сопротивления постоянному току проводится для:

а) контактной системы разъединителей и отделителей.

Измерение должно выполняться между точками «контактный вывод» − «контактный вывод». Результаты измерений сопротивлений должны соответствовать нормам изготовителя, а при их отсутствии − данным таблицы 4.46;

б) обмоток электромагнитов управления отделителей и короткозамыкателей.

Значения сопротивления обмоток должны соответствовать данным изготовителей.

Таблица 4.46 — Наибольшее допустимое сопротивление постоянному току контактной системы разъединителей и отделителей

Тип разъединителя (отделителя)	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Сопротивление, мкОм
РОНЗ	500	2000	200
РЛН	35–220	600	220
Остальные типы	Все классы напряжения	600	175
		1000	120
		1500–2000	50

4.4.14.5 Измерение контактных давлений в разъемных контактах

Измеренные значения должны соответствовать нормам испытаний изготовителем.

4.4.14.6 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 отключения при номинальном напряжении на выводах электромагнитов и электродвигателей управления.

4.4.14.7 Определение временных характеристик

Результаты измерений должны соответствовать нормам испытаний изготовителем.

У разъединителей, коммутирующих участки ненагруженных систем шин на подстанциях 110 кВ и выше, проводится проверка разъединителей на синхронность движения ножей.

Разность межконтактных промежутков трех фаз разъединителей во время включения или отключения не должна превышать 10 % при указанных в таблице 4.47 диапазонах изменения.

Таблица 4.47 — Максимально пробиваемые межконтактные расстояния

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
750	135–260	140

4.4.14.8 Проверка работы механической блокировки

Блокировка не должна позволять оперирование главными ножами при включенных заземляющих ножах, и наоборот.

4.4.15 Комплектные распределительные устройства внутренней и наружной установки (КРУ и КРУН)

4.4.15.1 Общие положения и методы испытаний (проверок) и измерений.

Испытание комплектных распределительных устройств, заполненных элегазом изготовителем и не подлежащих вскрытию в течение всего срока службы, не проводится.

Нормы испытаний элементов КРУ (масляных выключателей, измерительных трансформаторов, выключателей нагрузки, вентильных разрядников, предохранителей, разъединителей, силовых трансформаторов и трансформаторного масла) приведены в соответствующих разделах настоящего технического кодекса.

Методы испытаний негерметизированных КРУ в металлической оболочке на напряжение до 10 кВ должны соответствовать ГОСТ 14694 и настоящему разделу. Дополнительные указания по методам испытаний КРУ конкретных типов могут уточняться в технических условиях.

4.4.15.2 Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления изоляции проводится для:

а) элементов из органических материалов.

Проводится мегаомметром на напряжение 2500 В. Сопротивление изоляции должно быть не менее значений, приведенных в 4.4.9.1 (перечисление а));

б) вторичных цепей.

Проводится мегаомметром на напряжение 500–1000 В. Сопротивление изоляции каждого присоединения вторичных цепей со всеми присоединенными аппаратами (реле, приборами, вторичными обмотками трансформаторов тока и напряжения и т. п.) должно быть не менее 1 МОм, цепей освещения – не менее 0,5 МОм.

4.4.15.3 Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц

Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц проводится для:

а) изоляции первичных цепей ячеек КРУ и КРУН.

Испытательное напряжение полностью смонтированных ячеек КРУ и КРУН при вкаченных в рабочее положение тележках и закрытых дверях устанавливается согласно таблице 4.27.

Длительность приложения нормированного испытательного напряжения для фарфоровой изоляции – 1 мин. Если изоляция ячеек содержит элементы из твердых органических материалов, продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 5 мин;

б) изоляции вторичных цепей.

Проводится в соответствии с 4.4.26. Значение испытательного напряжения принимается равным 1 кВ. Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения – 1 мин.

Испытания повышенным напряжением вновь смонтированных КРУ должны проводиться до подключения воздушных или кабельных линий электропередачи с включенными выключателями.

4.4.15.4 Измерение сопротивления постоянному току

Проводится измерение сопротивления постоянному току‡ следующих элементов КРУ:

а) втычных контактов первичной цепи.

Допустимые значения сопротивления контактов приведены в технической документации изготовителя. В случаях если значения сопротивления контактов не приведены в технической документации, они должны быть не более:

для контактов на 400 А – 75 мкОм;

для контактов на 630 А – 60 мкОм;

для контактов на 1000 А – 50 мкОм;

для контактов на 1600 А – 40 мкОм;

для контактов на 2000 А и выше – 33 мкОм;

б) разъемных контактов.

Сопротивление постоянному току разъемных контактов должно быть не более значений, приведенных выше;

в) связи заземления выдвижного элемента с корпусом.

Допустимое значение сопротивления − не более 0,1 Ом.

4.4.15.5 Контроль сборных шин

Контроль контактных соединений сборных шин должен выполняться в соответствии с 4.4.17, 4.4.31.3 и 4.4.31.4.

4.4.15.6 Механические испытания

Механические испытания проводятся в соответствии с технической документацией и включают:

1) пятикратное вкатывание и выкатывание выдвижных элементов с проверкой соосности втычных контактов главной цепи, работы шторочного механизма, блокировок, фиксаторов;

2) проверку работы и состояния контактов заземляющего разъединителя.

4.4.16 Комплектные токопроводы (шинопроводы)

4.4.16.1 Общие положения.

Объем и нормы испытаний оборудования, присоединенного к токопроводу и шинопроводу (генератор, силовые и измерительные трансформаторы, коммутационная аппаратура, вентильные разрядники или ограничители перенапряжений), приведены в соответствующих разделах настоящего технического кодекса.

4.4.16.2 Измерение сопротивления изоляции

Измерение проводится мегаомметром на напряжение 2500 В. Измерение сопротивления изоляции токопроводов и ошиновок проводится для каждой фазы при заземленных других. При значительном (в 2–3 раза) отличии сопротивлений разных фаз рекомендуется по возможности провести осмотр фазы с минимальным сопротивлением изоляции для выявления причин такого различия сопротивлений изоляции и устранить эти причины.

4.4.16.3 Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц

Испытательное напряжение изоляции токопровода при отсоединенных обмотках генератора, силовых трансформаторов напряжения устанавливается согласно таблице 4.27.

Значение испытательного напряжения для изоляции токопровода при отсоединенных обмотках генераторов и силовых трансформаторов приведены в таблице 4.27. Для токопроводов с общим для всех трех фаз экраном испытательное напряжение прикладывается поочередно к каждой фазе токопровода при остальных фазах, соединенных с заземленным кожухом.

Длительность приложения испытательного напряжения для фарфоровой изоляции – 1 мин.

Если изоляция токопровода содержит элементы из твердых органических материалов, продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 5 мин.

‡ Измерение выполняется, если позволяет конструкция КРУ.

4.4.16.4 Проверка соединений шин и экранов

Проверка соединений шин токопроводов должна проводиться в соответствии с требованиями технической документации изготовителя.

У сварных соединений не должно быть трещин, подрезов, незаплавленных кратеров. Проверка качества сварных соединений при монтаже токопроводов должна выполняться в соответствии с технической документацией по сварке алюминия или с использованием неразрушающих методов контроля по ГОСТ 3242 при наличии соответствующих установок или другим рекомендованным изготовителем способом.

Методы испытаний электрических контактных соединений (далее − соединений), изготовленных по ГОСТ 10434, должны соответствовать требованиям ГОСТ 17441.

Испытания безвинтовых контактных зажимов следует проводить по ГОСТ IEC 60998-2-2.

Испытания винтовых контактных зажимов следует проводить по ГОСТ IEC 60998-2-1.

4.4.16.5 Проверка состояния изоляционных прокладок

Проводится у токопроводов, оболочки которых изолированы от опорных металлоконструкций. Проверка целости изоляционных прокладок осуществляется путем сравнительных измерений падения напряжения на изоляционных прокладках секции фазы или измерения тока, проходящего в металлоконструкциях между станинами секций.

Критерии отсутствия короткозамкнутых контуров в токопроводах генераторного напряжения приведены в таблице 4.48.

Таблица 4.48 — Критерии отсутствия короткозамкнутых контуров в токопроводах

Конструкция токопровода	Проверяемый узел	Критерий оценки состояния	Примечание
С непрерывными экранами	Изоляция экранов или коробов токопровода от корпуса трансформатора и генератора при:		
	– непрерывном воздушном зазоре (щели) между экранами токопровода и корпусом генератора;	Отсутствие металлического замыкания между экранами и корпусом генератора	При визуальном осмотре
	– односторонней изоляции уплотнений экранов и коробов токопровода от корпуса трансформатора и генератора;	Целостность изоляционных втулок, отсутствие касания поверхностями экранов или коробов (в местах изолировки) корпусов трансформатора и генератора	При визуальном осмотре
	– двухсторонней изоляции уплотнений съемных экранов и коробов токопровода, подсоединенных к корпусу трансформатора и генератора	Сопротивление изоляции съемного экрана или короба относительно корпуса трансформатора и генератора при демонтированных стяжных шпильках и заземляющих проводниках должно быть не менее 10 кОм	Измеряется мегаомметром на напряжение 500 В
Секционированные	Изоляция резиновых компенсаторов экранов токопроводов от корпуса трансформатора и генератора	Зазор в свету между болтами соседних нажимных колец резинового компенсатора должен быть не менее 5 мм	При визуальном осмотре
	Изоляция резиновых уплотнений съемных и подвижных экранов	Сопротивление изоляции экрана относительно металлоконструкций при демонтированных стяжных шпильках должно быть не менее 10 кОм	Измеряется мегаомметром на напряжение 500–1000 В

Окончание таблицы 4.48

Конструкция токопровода	Проверяемый узел	Критерий оценки состояния	Примечание
Все типы с двухслойными прокладками станин экранов	Изоляционные прокладки станин экранов	Сопротивление изоляции прокладок относительно металлоконструкций должно быть не менее 10 кОм	Измеряется мегаомметром на напряжение 500 В. Состояние изоляционных втулок болтов крепления станин проверяется визуально
Все типы	Междуфазные тяги разъединителей и заземлителей	Тяги должны иметь изоляционные вставки или другие элементы, исключающие образование короткозамкнутого контура	При визуальном осмотре

4.4.16.6 Проверка устройства искусственной вентиляции токопровода

Проверка устройства искусственной вентиляции токопровода проводится согласно технической документации изготовителя.

4.4.16.7 Контрольный анализ газа на содержание водорода из токопровода

Контрольный анализ газа на содержание водорода из токопровода проводится в соответствии с 4.4.3.24.

4.4.16.8 Испытания элегазовых токопроводов

Испытания включают:

а) внешний осмотр с проверкой соответствия сборочным чертежам, инструкциям и схемам;

б) испытания электрической прочности изоляции напряжением промышленной частоты (см. требования приведенные ниже);

в) в) измерения сопротивления главных цепей в соответствии с ГОСТ 8024;

г) испытания изоляции вспомогательных цепей (см. требования приведенные ниже);

д) измерения частичных разрядов (см. требования приведенные ниже);

е) испытания оболочек повышенным давлением в соответствии с [13];

ж) испытания на герметичность оболочек: допустимое значение расхода элегаза на утечки – не более 1% в год от общей массы элегаза.

Требования к электрической прочности изоляции:

1) Изоляция главных цепей ТЭ, цепей управления, вспомогательных цепей должна соответствовать требованиям ГОСТ 1516.3. Нормированные испытательные напряжения главных цепей элегазовых токопроводов должны соответствовать данным таблицы 4.49

Таблица 4.49 — Нормированные испытательные напряжения элегазовых токопроводов

Класс напряжения	Испытательное напряжение, кВ				
	полный грозовой импульс		коммутационный импульс	кратковременное (одноминутное) переменное	
	относительно земли	между фазами для ТЭТФ	относительно земли	относительно земли	между фазами для ТЭТФ
110	450	450	-	230	230
150	650	650	-	300	300
220	900	900	-	440	440
330	1050	-	850	460	-
500	1425	-	1050	630	-

Примечания

1 ТЭТФ - токопровод элегазовый с расположением всех трех фаз в одной оболочке.

2 Для токопроводов с общей для всех трех фаз оболочкой испытательное напряжение прикладывается поочередно к каждой фазе токопровода или к двум фазам при соединении третьей фазы с заземленной оболочкой.

3 Изоляция цепей управления и вспомогательных цепей элегазового токопровода относительно земли должна выдерживать испытательное кратковременное (одноминутное) переменное напряжение равное 2,0 кВ, прикладываемое поочередно между токоведущими и заземленными частями, а также между токоведущими частями разных цепей.

2) При приложении к внешней изоляции концевых устройств элегазового токопровода в виде вводов «воздух – элегаз» переменного напряжения $U_{исп}$,, $U_{исп} = 1{,}1\ U_{кр}/\sqrt{3}$, здесь $U_{кр}$− наибольшее рабочее напряжение, должно фиксироваться отсутствие видимой короны, см. ГОСТ 1516.3.

3) Длина пути утечки внешней изоляции концевых устройств должна соответствовать требованиям

ГОСТ 9920.

4) Электрическая прочность внутренней изоляции элегазового токопровода вводов «воздух-элегаз», «масло-элегаз», «кабель-элегаз» и «элегаз-элегаз» должна соответствовать значениям нормированных испытательных напряжений относительно земли по перечислению 1).

Требования к результатам измерения частичных разрядов по ГОСТ 1516.3: интенсивность частичных разрядов в изоляции элегазового токопровода не должна превышать значения 10^{-11} Кл при приложении к ней переменного напряжения $U_{исп}$, $U_{исп} = 1{,}1\ U_{кр}/\sqrt{3}$.

4.4.17 Сборные и соединительные шины

4.4.17.1 Общие положения и методы испытаний (проверок).

Шины испытываются в объеме:

– на напряжение до 1 кВ − по 4.4.17.1, 4.4.17.3−4.4.17.5;

– на напряжение выше 1 кВ − по 4.4.17.2−4.4.17.6.

Методы испытаний электрических контактных соединений, изготовленных по ГОСТ 10434, должны соответствовать требованиям ГОСТ 17441 и 4.4.17.2−4.4.17.5.

Испытания безвинтовых контактных зажимов следует проводить по ГОСТ IEC 60998-2-2.

Испытания винтовых контактных зажимов следует проводить по ГОСТ IEC 60998-2-1.

4.4.17.2 Измерение сопротивления изоляции подвесных и опорных фарфоровых изоляторов

Проводится мегаомметром на напряжение 2500 В только при положительной температуре окружающего воздуха.

Сопротивление каждого изолятора или каждого элемента многоэлементного изолятора должно быть не менее 300 МОм.

4.4.17.3 Испытание изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц

Значения испытательного напряжения приведены в таблице 4.27. Вновь устанавливаемые многоэлементные или подвесные изоляторы должны испытываться повышенным напряжением 50 кВ, частотой 50 Гц, прикладываемым к каждому элементу изолятора.

Продолжительность испытания – 1 мин.

4.4.17.4 Проверка разборных соединений

Проводится выборочная проверка затяжки контактов и вскрытие 2 % – 3 % соединений.

4.4.17.5 Проверка неразборных соединений, выполненных опрессовкой

Неразборные соединения, выполненные опрессовкой, бракуются, если:

а) их геометрические размеры (длина и диаметр опрессованной части) не соответствуют требованиям инструкции по монтажу соединительных зажимов данного типа;

б) на поверхности соединителя или зажима имеются трещины, следы значительной коррозии и механических повреждений;

в) кривизна опрессованного соединителя превышает 3 % его длины; г) стальной сердечник опрессованного соединителя смещен относительно симметричного положения более чем на 15 % длины прессуемой части провода.

4.4.17.6 Проверка сварных соединений

У сварных соединений не должно быть трещин, подрезов, незаплавленных кратеров.

4.4.17.7 Измерение электрического сопротивления соединений

Электрическое сопротивление соединений измеряют на участке соединения между точками, указанными в ГОСТ 17441 (чертежи 1–6).

Для соединений, не указанных в ГОСТ 17441 (чертежи 1–6), точки измерения устанавливают на расстоянии 2−10 мм от контактного стыка по ходу тока.

Объем выборки при измерении сопротивления составляет:

а) 2 % – 3 % – для разборных соединений;

б) в полном объеме – для разборных соединений на ток более 1000 А;

в) 3 % – 5 % – для неразборных соединений, выполненных опрессовкой. Соединения считают выдержавшими испытание, если среднее значение сопротивления выборки соответствует требованиям ГОСТ 10434.

4.4.17.8 Испытание вводов и проходных изоляторов

Испытание вводов и проходных изоляторов проводится в соответствии с 4.4.24.

4.4.18 Токоограничивающие сухие реакторы

4.4.18.1 Измерение сопротивления изоляции обмоток относительно болтов крепления

Проводится мегаомметром на напряжение 1000–2500 В. Сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм.

4.4.18.2 Испытание опорной изоляции реакторов повышенным напряжением частотой 50 Гц

Испытательное напряжение опорной изоляции полностью собранного реактора принимается согласно таблице 4.27.

Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения – 1 мин.

Испытание опорной изоляции сухих реакторов повышенным напряжением частотой 50 Гц может проводиться совместно с изоляторами ошиновки ячейки.

4.4.19 Электрофильтры

4.4.19.1 Общие положения и методы испытаний (проверок) и измерений.

Испытания следует проводить при нормальных климатических условиях по ГОСТ 15150.

б) Методы испытаний (проверок) и измерений.

Определение времени гашения (времени блокировки подачи сигнала управления) искрового (дугового) пробоя, ограничения напряжения холостого хода, ограничения рабочего тока от номинального, коммутируемой и потребляемой мощности для систем управления питания – по ГОСТ 28904.

4.4.19.2Измерение сопротивления изоляции обмоток трансформатора агрегата питания

Измерение проводится мегаомметром на напряжение 1000−2500 В.

Сопротивление изоляции обмоток напряжением 380 (220) В с подсоединенными к ним цепями должно быть не менее 1 МОм.

Сопротивление изоляции обмоток высокого напряжения должно быть не ниже 50 МОм при температуре 25 °С или не менее 70 % значения, указанного в паспорте агрегата.

4.4.19.3 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 ниже, должны быть отключены.

4.4.19.4 Измерение сопротивления изоляции кабеля высокого напряжения

Сопротивление изоляции, измеренное мегаомметром на напряжение 2500 В, не должно быть менее 10 МОм.

4.4.19.5 Испытание изоляции кабеля высокого напряжения

Испытание проводится напряжением 75 кВ постоянного тока в течение 30 мин.

4.4.19.6 Испытание трансформаторного масла

Предельно допустимые значения пробивного напряжения масла: до заливки − 40 кВ, после − 35 кВ, если иное не указано в технической документации (паспорте).

В масле не должно содержаться следов воды.

4.4.19.7 Проверка исправности заземления элементов оборудования

Проводится проверка надежности крепления заземляющих проводников к заземлителю и следующим элементам оборудования: осадительным электродам, положительному полюсу агрегата питания, корпусу электрофильтра, корпусам трансформаторов и электродвигателей, основанию переключателей, каркасам панелей и щитов управления, кожухам кабеля высокого напряжения, люкам лазов, дверкам изоляторных коробок, коробкам кабельных муфт, фланцам изоляторов и другим металлическим конструкциям согласно проекту.

4.4.19.8 Проверка сопротивления заземляющих устройств

Сопротивление заземлителя не должно превышать 4 Ом, а сопротивление заземляющих проводников (между контуром заземления и деталью оборудования, подлежащей заземлению) – 0,05 Ом.

4.4.19.9 Снятие вольтамперных характеристик

Вольтамперные характеристики электрофильтра (кривая зависимости силы тока от приложенного напряжения на участке коронного разряда) снимаются на воздухе и дымовом газе согласно таблице 4.50.

Таблица 4.50 — Указания по снятию характеристик электрофильтров

Испытуемый объект	Порядок снятия вольтамперных характеристик	Требования к результатам испытаний
1. Каждое поле на воздухе	Вольтамперная характеристика снимается при плавном повышении напряжения с интервалами изменения токовой нагрузки 5 % – 10 % номинального значения до предпробойного уровня. Она снимается при включенных в непрерывную работу механизмах встряхивания электродов и дымососах	Пробивное напряжение на электродах должно быть не менее 40 кВ при номинальном токе короны в течение 15 мин
2. Все поля электрофильтра на воздухе	То же	Характеристики, снятые в начале и конце 24 ч испытания, не должны отличаться друг от друга более чем на 10 %

Окончание таблицы 4.50

Испытуемый объект	Порядок снятия вольтамперных характеристик	Требования к результатам испытаний
3. Все поля электрофильтра на дымовом газе	Вольтамперная характеристика снимается при плавном повышении напряжения до предпробойного уровня (восходящая ветвь) с интервалами изменения токовой нагрузки 5 % – 10 % номинального значения и при плавном снижении напряжения (нисходящая ветвь) с теми же интервалами токовой нагрузки. Она снимается при номинальной паровой нагрузке котла и включенных в непрерывную работу механизмах встряхивания электродов	Характеристики, снятые в начале и конце 72 ч испытания, не должны отличаться друг от друга более чем на 10 %

4.4.20 Конденсаторы

4.4.20.1 Общие положения и методы испытаний (проверок) и измерений.

Конденсаторы для повышения коэффициента мощности напряжением ниже 1 кВ испытываются по 4.4.20.2−4.4.20.5, 4.4.20.7; конденсаторы для повышения коэффициента мощности напряжением 1 кВ и выше – по 4.4.20.2–4.4.20.5, 4.4.20.7; конденсаторы связи, отбора мощности и делительные конденсаторы – по 4.4.20.2–4.4.20.6; конденсаторы для защиты от перенапряжений и конденсаторы продольной компенсации испытываются по 4.4.20.2−4.4.20.5, 44.20.7.

Испытания и измерения конденсаторов, кроме случаев, для которых указаны другие условия, должны проводиться при нормальных климатических условиях испытаний:

– температуре окружающей среды не ниже 25 ± 10 °С;

– атмосферном давлении 84–106,7 кПа;

– относительной влажности воздуха до 80 %.

Методы испытаний конденсаторов для повышения коэффициента мощности – по ГОСТ 1282.

Методы испытаний конденсаторов связи и отбора мощности для линий электропередачи – по ГОСТ 15581.

4.4.20.2 Проверка состояния конденсатора

Проверка состояния конденсатора проводится путем визуального контроля.

При обнаружении течи (капельной или иной) жидкого диэлектрика конденсатор бракуется независимо от результатов остальных испытаний.

4.4.20.3 Измерение сопротивления изоляции разрядного резистора

Сопротивление разрядного резистора не должно превышать 100 МОм.

4.4.20.4 Испытание повышенным напряжением

Испытывается изоляция относительно корпуса при закороченных выводах конденсатора.

Значение и продолжительность приложения испытательного напряжения регламентируются технической документацией изготовителя.

Испытательные напряжения частотой 50 Гц для различных конденсаторов приведены ниже:

Конденсаторы для повышения коэффициента мощности с номинальным напряжением, кВ	Испытательное напряжение, кВ
0,22	2,1
038	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 перенапряжения типа	Испытательное напряжение, кВ
СММ-20/3-0,107	22,5
КМ2-10,5-24	22,5–25,0

Испытания напряжением частотой 50 Гц могут быть заменены одноминутным испытанием выпрямленным напряжением удвоенного значения по отношению к указанным испытательным напряжениям.

4.4.20.5 Измерение емкости

Измерение емкости является обязательным после испытания конденсатора повышенным напряжением и проводится для всех конденсаторов.

Измеренная емкость должна соответствовать паспортным данным с учетом погрешности измерения и приведенных в таблице 4.51 допусков.

Таблица 4.51 — Допустимое изменение емкости конденсатора

Наименование	Допустимое изменение измеренной емкости конденсатора относительно паспортного значения, %
Конденсаторы связи отбора мощности и делительные	±5
Конденсаторы для повышения коэффициента мощности и конденсаторы, используемые для защиты от	±5
Конденсаторы продольной компенсации	+5 –0

4.4.20.6 Измерение тангенса угла диэлектрических потерь

Измерение проводится на конденсаторах связи, конденсаторах от бора мощности и конденсаторах делителей напряжения.

Измеренное значение tgδ не должно превышать 0,3 % (при температуре 20 °С).

4.4.20.7 Испытание батарей конденсаторов

Проводится трехкратным включением на номинальное напряжение с контролем значений токов по каждой фазе. Токи в различных фазах не должны отличаться более чем на 5 %.

4.4.21 Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений

Методы испытаний и измерений вентильных разрядников должны соответствовать ГОСТ 16357.

4.4.21.1 Измерение сопротивления разрядников и ограничителей перенапряжения

Измерение проводится на разрядниках и ограничителях перенапряжений с номинальным напряжением:

– менее 3 кВ − мегаомметром на напряжение 1000 В;

– 3 кВ и выше − мегаомметром на напряжение 2500 В. Сопротивление разрядников РВН, РВП, РВО, GZ должно быть не менее 1000 МОм.

Сопротивление элементов разрядников РВС должно соответствовать требованиям технической документации изготовителя.

Сопротивление элементов разрядников РВМ, РВРД, РВМГ, РВМК должно соответствовать значениям, указанным в таблице 4.52.

Сопротивление имитатора пропускной способности измеряется мегаомметром на напряжение 1000 В. Значение измеренного сопротивления не должно отличаться более чем на 50 % от результатов измерений изготовителем.

Сопротивление изоляции изолирующих оснований разрядников с регистраторами срабатывания измеряется мегаомметром на напряжение 2500 В. Значение измеренного сопротивления изоляции должно быть не менее 1 МОм.

Сопротивление ОПН с номинальным напряжением до 3 кВ должно быть не менее 1000 МОм.

Сопротивление ОПН с номинальным напряжением 3−35 кВ не должно отличаться более чем на ±30 % от данных, приведенных в технической документации изготовителя.

Сопротивление ОПН с номинальным напряжением 110 кВ и выше должно быть не менее 3000 МОм и не должно отличаться более чем на ±30 % от данных, приведенных в технической документации изготовителя.

Таблица 4.52 — Значение сопротивлений вентильных разрядников

Тип разрядника или элемента	Сопротивление, МОм	
	не менее	не более
РВМ-3	15	40
РВМ-6	100	250
РВМ-10	170	450
РВМ-15	600	2000
РВМ-20	1000	10000
РВРД-3	95	200
РВРД-6	210	940
РВРД-10	770	5000
Элемент разрядника РВМГ − 110М, 150М, 220М, 330М	400	2500
Основной элемент разрядника РВМК-330	150	500
Вентильный элемент разрядника РВМК-330	0,010	0,035

Окончание таблицы 4.52

Тип разрядника или элемента	Сопротивление, МОм	
	не менее	не более
Искровой элемент разрядника РВМК-330	600	1000

4.4.21.2 Измерение тока проводимости вентильных разрядников при выпрямленном напряжении

Измерение проводится у разрядников с шунтирующими сопротивлениями. При отсутствии указаний изготовителя токи проводимости должны соответствовать приведенным в таблице 4.53.

Таблица 4.53 — 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
РБРД-6	6	30	85
РВРД-10	10	30	85
Элемент разрядника РВМГ-110 М, 150 М, 220 М, 330 М	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.			
Примечание — Для приведения токов проводимости разрядников к температуре плюс 20 °С следует внести поправку, равную 3 % на каждые 10° отклонения (при температуре больше 20 °С поправка отрицательная).			

4.4.21.3 Измерение тока проводимости ограничителей перенапряжений

Ток проводимости при приложении наибольшего рабочего напряжения должен быть не более 1 мА для ОПН с номинальным напряжением 6–10 кВ.

Измерение тока проводимости проводится:

– для ОПН класса напряжения 3–110 кВ – при наибольшем допустимом рабочем напряжении ОПН. Ток проводимости не должен отличаться на величину ±10 % от значений, измеренных изготовителем;

– для ОПН класса напряжения 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 значений, измеренных изготовителем и приведенных в технической документации;

– для ОПН класса напряжения 330–750 кВ измерение проводится поэлементно при напряжении 70 кВ частотой 50 Гц. Отклонения от паспортных данных не должны отличаться более чем на ±10 %.

Импортные ОПН испытываются в соответствии с инструкциями изготовителей.

4.4.21.4 Проверка элементов, входящих в комплект приспособления для измерения тока проводимости ограничителя перенапряжений под рабочим напряжением

Проверка электрической прочности изолированного вывода проводится для ограничителей ОПН-330 кВ перед вводом в эксплуатацию.

Проверка проводится при плавном подъеме напряжения частотой 50 Гц до 10 кВ без выдержки времени.

Проверка электрической прочности изолятора ОФР-10-750 проводится напряжением 24 кВ частотой 50 Гц в течение 1 мин.

Измерение тока проводимости защитного резистора проводится при напряжении 0,75 кВ частотой 50 Гц. Значение тока должно находиться в пределах 1,8–4,0 мА.

4.4.22 Предохранители напряжением выше 1 кВ

4.4.22.1 Общие положения и методы испытаний (проверок) и измерений.

Диапазон температур окружающего воздуха для испытаний, проводимых в помещении, и для которых температура не оговорена иным образом, − от плюс 10 °С до плюс 35 °С.

Диапазон температур для испытаний, проводимых на открытых площадках и в открытых камерах, не нормируется.

б) Методы испытаний и измерений.

Методы испытаний предохранителей переменного тока на напряжение 3 кВ и выше − по ГОСТ 2213.

4.4.22.2 Испытание опорной изоляции повышенным напряжением

Испытательное напряжение устанавливается согласно таблице 4.27.

Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения – 1 мин. Испытание опорной изоляции предохранителей повышенным напряжением частотой 50 Гц может проводиться совместно с испытанием изоляторов ошиновки ячейки.

4.4.22.3 Проверка целости плавких вставок и соответствия их паспортным данным

Проверяются:

– омметром − целостность плавкой вставки;

– визуально − наличие маркировки на патроне и соответствие тока паспортным данным.

4.4.22.4 Измерение сопротивления постоянному току токоведущей части патрона предохранителя

Измеренное значение сопротивления должно соответствовать значению минимального тока, указанному в маркировке на патроне.

4.4.22.5 Измерение контактного нажатия в разъемных контактах предохранителя

Измеренное значение контактного нажатия должно соответствовать указанным изготовителем.

4.4.22.6 Проверка состояния дугогасительной части патрона предохранителя

Измеряется внутренний диаметр дугогасительной части патрона предохранителя.

Измеренное значение диаметра внутренней дугогасительной части патрона должно соответствовать данным изготовителя.

4.4.23 Вводы и проходные изоляторы

4.4.23.1 Методы испытаний (проверок) и измерений.

Методы испытаний и измерений проводятся:

– герметичных вводов с бумажно-масляной изоляцией на напряжения 110–750 кВ – по ГОСТ 10693, вводов других исполнений – по методикам изготовителя;

– эпоксидных вводов выключателей ВВД, ВВДМ и ВНВ – в соответствии с требованиями технической документации изготовителя*;*

– проходных армированных изоляторов классов напряжения от 3 до 35 кВ включительно – по ГОСТ 26093.

4.4.23.2 Измерение сопротивления изоляции

Измерение проводится мегаомметром на напряжение 2500 В. Измеряется сопротивление изоляции измерительной и последней обкладок вводов относительно соединительной втулки. Сопротивление изоляции должно быть не менее 1000 МОм.

4.4.23.3 Измерение тангенса угла диэлектрических потерь и емкости изоляции

Измеряются тангенс угла диэлектрических потерь tgδ и емкость изоляции:

– основной изоляции вводов при напряжении 10 кВ;

– изоляции измерительного конденсатора ПИН (C_2) и/или последних слоев изоляции, (C_3) при напряжении 5 кВ, если нет других указаний изготовителей. У вводов 110 кВ с твердой изоляцией tgδ последних слоев изоляции (C_3) измерять запрещается.

Предельные значения tgδ приведены в таблице 4.54.

Таблица 4.54 — Предельные значения тангенса угла диэлектрических потерь

Тип и зона изоляции ввода	tgδ, %, для вводов номинальным напряжением, кВ			
	35	110–150	220	330–750
Бумажно-масляная изоляция ввода:				
– основная изоляция (C_1) и изоляция конденсатора ПИН (C_2);	-	0,7	0,6	0,6
– последние слои изоляции (C_3)	-	1,2	1,0	0,8
Твердая изоляция ввода: основная изоляция (C_1):				
– с масляным заполнением (RPB);	1,0	1,0	-	-
– RIP-изоляция		0,7	-	-
Бумажно-бакелитовая изоляция ввода с мастичным заполнением: основная изоляция (C_1)	3,0	–	–	–
Литая полимерная изоляция: основная изоляция (C_1)	2	–	–	–
Маслобарьерная изоляция ввода: основная изоляция (C_1)	–	2,0	2,0	1,0

Предельное увеличение емкости основной изоляции должно составлять 5 % относительно измеренной изготовителем.

Измерение проводится в соответствии с технической документацией изготовителя.

Значение тангенса угла диэлектрических потерь основной изоляции $tg\delta_1$ не должно быть менее 0,25 % для вводов с маслом Т-750 и 0,15 % – для вводов с маслом ГК.

Уменьшение тангенса угла диэлектрических потерь основной изоляции $tg\delta_1$, герметичного ввода по сравнению с результатами измерений изготовителем на $\Delta tg\delta \geq 0{,}3$ % является показанием для проведения дополнительных испытаний с целью определения причин снижения тангенса угла диэлектрических потерь.

4.4.23.4 Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц

Испытание является обязательным для вводов и проходных изоляторов на напряжение до 35 кВ.

Испытательное напряжение для проходных изоляторов и вводов, испытываемых отдельно или после установки в распределительном устройстве, принимается согласно таблице 4.27.

Испытание вводов, установленных на силовых трансформаторах, следует проводить совместно с испытанием обмоток этих трансформаторов, а при монтаже вводы должны быть испытаны до установки на трансформатор. Испытательное напряжение принимается по таблице 4.27.

Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения для вводов и проходных изоляторов:

– с фарфоровой, масляной и бумажно-масляной основной изоляцией − 1 мин;

– основной изоляцией из органических твердых материалов и кабельных масс − 5 мин,

– для вводов, испытываемых совместно с обмотками трансформаторов − 1 мин.

Ввод считается выдержавшим испытание, если при этом не наблюдалось пробоя, перекрытия, скользящих разрядов и частичных разрядов в масле (у маслонаполненных вводов), выделений газа, а также если после испытания не обнаружено местного перегрева изоляции.

4.4.23.5 Испытание вводов избыточным давлением

Проводится для негерметичных маслонаполненных вводов напряжением 110 кВ и выше путем создания в них избыточного давления масла 0,1 МПа. Продолжительность испытания – 30 мин. При испытании не должно наблюдаться признаков течи масла. Допустимое снижение давления за время испытаний – не более 5 кПа.

4.4.23.6 Испытание трансформаторного масла из маслонаполненных вводов

Проводится испытание трансформаторного масла перед заливкой по показателям 1–7 таблицы 4.57.

4.4.24 Подвесные и опорные изоляторы

4.4.24.1 Общие положения.

Климатические условия при испытаниях должны быть следующими:

– температура воздуха − от плюс 10 °С до плюс 40 °С;

– относительная влажность воздуха – от 45 % до 80 %;

– атмосферное давление – от 84 до 106 кПа.

4.4.24.2 Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц

Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц проводится для:

1) опорных одноэлементных изоляторов.

Для изоляторов внутренней и наружной установок значения испытательного напряжения принимаются по таблице 4.55;

2) опорных многоэлементных и подвесных изоляторов.

Вновь устанавливаемые штыревые и подвесные изоляторы следует испытывать напряжением 50 кВ, прикладываемым к каждому элементу изолятора. Допускается не проводить испытание подвесных изоляторов.

Длительность приложения нормированного испытательного напряжения – 1 мин.

Таблица – 4.55 — Испытательное напряжение опорных одноэлементных изоляторов

Испытуемые изоляторы	Испытательное напряжение, кВ, для номинального напряжения электроустановки, кВ					
	3	6	10	15	20	35
Изоляторы, испытываемые отдельно	25	32	42	57	68	100
Изоляторы, установленные в цепях шин и аппаратов	24	32	42	55	65	95

4.4.25 Трансформаторное масло

4.4.25.1 Общие положения

Поступившая в организацию партия свежего трансформаторного масла[§] должна сопровождаться технической документацией, включающей паспорт безопасности и паспорт качества, в соответствии с требованиями ТР ТС 030/2012 (раздел 3), и должна быть подвергнута испытаниям в соответствии с требованиями настоящего технического кодекса.

Нормативные значения показателей качества свежего трансформаторного масла приводятся в таблице 4.56, составленной на основании международных и национальных стандартов и ТУ ([14], [15] и т. д.) на масла, которые производятся. При поставке марок трансформаторных масел, не указанных в таблице 4.56, принимаются к использованию только ингибированные масла, показатели качества которых проверяются на соответствие ТУ и [15].

Масла применяются в соответствии с рекомендациями таблицы 4.58 или изготовителем оборудования (масла).

Масла различных марок необходимо хранить и использовать раздельно, без смешения. В случае необходимости смешения свежих трансформаторных масел разных марок необходимо иметь официальное подтверждение совместимости этих марок масел от специализированной организации, рекомендаций завода-изготовителя оборудования. Смешение свежих трансформаторных масел разных марок допустимо при их одинаковой стабильности против окисления (см. таблицу 4.59) и в соответствии с показателями качества, указанными в таблице 4.56.

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

Отбор проб масел из транспортных емкостей осуществляется в соответствии с ГОСТ IEC 60475.

Примечание — При отступлении порядка отбора проб от требований ГОСТ IEC 60475, претензия по качеству поступившего масла может считаться необоснованной.

Перед отбором пробы проводят внешний осмотр транспортных емкостей и проверку комплектности сопроводительной документации.

При использовании трансформаторного масла порядок отбора проб и организации испытаний должен соответствовать требованиям ТНПА, определяться локальными документами и/или стандартами организации, а также выполняться в соответствии с требованиями технической документации изготовителей электрооборудования.

По решению главного инженера (технического руководителя) организации для определения показателей качества трансформаторного масла допускается применение собственных МВИ (стандартов организаций), прошедших процедуру метрологического подтверждения пригодности в органах государственной метрологической службы и допущенных к применению на территории Республики Беларусь. Показатели точности данных методик должны быть не хуже, чем у методов, указанных в настоящем техническом кодексе.

В период гарантийного срока электрооборудования все операции с маслами (долив, замена, ввод присадок и т. п.) должны согласовываться с изготовителем.

4.4.25.2 Контроль свежего трансформаторного масла после транспортирования

Анализ отобранной ГОСТ IEC 60475 пробы масла из транспортной емкости, проводится по показателям качества 2, 3, 7 (при наличии требования в документации изготовителя масла), 21 таблицы 4.56. Показатели 6, 8 и 12 таблицы 4.56 можно определять после слива масла.

[§] Неиспользованное товарное масло, полученное от изготовителя, которое еще не контактировало с электрооборудованием или другим оборудованием, кроме оборудования для производства, хранения или транспортирования.

При арбитражном анализе дополнительно определяется показатель качества 13 таблицы 4.56, а при необходимости другие показатели по ТНПА. При разногласиях в оценке качества масла арбитражным методом испытаний устанавливается метод, указанный в таблице 4.56 первым.

Пробы свежего масла также должны быть направлены его изготовителю (поставщику) для подтверждения принадлежности поставленной партии, при этом требуется предварительное согласование с изготовителем (поставщиком).

4.4.25.3 Контроль свежего трансформаторного масла, слитого в емкости маслохозяйства

Трансформаторное масло, слитое в емкости маслохозяйства, подвергается лабораторным испытаниям по показателям качества 2, 3, 5, 6 (при температуре 90 °С, если масло будет применяться в дальнейшем в оборудовании 110 кВ и выше), 7 (pH водной вытяжки), 21 таблицы 4.56 сразу после его приема из транспортной емкости.

4.4.25.4 Контроль трансформаторного масла, находящегося на хранении

Трансформаторное масло, находящееся на хранении, испытывается по показателям качества 2, 3, 5, 6 (при температуре 90 °С), 7, 12, 21 таблицы 4.56 после одного года хранения и далее не реже одного раза в четыре года, с учетом требований стандарта или технических условий на конкретную марку масла.

4.4.25.5 Контроль качества трансформаторных масел при их заливе в новое электрооборудование

а) Требования к контролю качества масла при подготовке к заливу (доливу). Порядок отбора проб, организация испытаний при подготовке трансформаторного масла к заливу (доливу) в новое электрооборудование определяется требованиями нормативных документов по эксплуатации масел изготовителей электрооборудования и/или эксплуатирующих организаций.

Свежие трансформаторные масла, подготовленные к заливу в новое электрооборудование, должны удовлетворять требованиям таблицы 4.57 (графа 3).

б) Анализ трансформаторного масла после залива в электрооборудование.

Масло, отбираемое из оборудования перед его включением под напряжение после монтажа, должно удовлетворять требованиям таблицы 4.57 (графа 4).

в) Расширенные испытания трансформаторного масла.

В случае необходимости уточнения качества свежего масла проводится расширенный контроль качества масла по показателям 11, 13, 27 таблицы 4.56, показателям 10, 14 таблицы 4.57, или другим не указанным выше показателям качества по [14] или [15], а также хроматографический анализ растворенных в масле газов.

4.4.25.6 Область применения трансформаторных масел

Трансформаторные масла должны отвечать требованиям распространяющихся на них стандартов или ТУ.

Марка свежего трансформаторного масла должна выбираться в зависимости от назначения и класса напряжения электрооборудования.

Таблица 4.56 — Показатели качества свежих трансформаторных масел

Показатель	Марка масла (гарантированные значения)					Требования стандартов		Стандарты на методы испытаний	
	Nytro 11GX	Nytro 10XN	ГК ТУ 38.101-1025	ВГ ТУ 38.101-1025	Т-1500У ТУ 38.401-58177	IEC 60296 [14]	ГОСТ Р 54331 [15]	IEC 60296 [14]	ГОСТ Р 54331 [15]
1 Пробивное напряжение, кВ, не менее	30[В] / 70 [Г]		-	-	-	30[В] / 70 [Г]		IEC 60156 [16]	ГОСТ 6581, ГОСТ Р МЭК 60156 [17]
2 Кислотное число, мг КОН/г, не более	0,01		0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	IEC 62021-1 [18] или IEC 62021-2 [19]	ГОСТ 11362, ГОСТ 5985, ГОСТ Р МЭК 62021-1 [20], ASTM D664 [21]
3 Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	135	140	135	135	135	135 / 100[Н]		ISO 2719 [22]	ГОСТ ISO 2719, ГОСТ Р 54279 [23] или ГОСТ 6356
4 Влагосодержание, мг/кг, не более	30		-	-	-	30[Б] / 40[Ж]		IEC 60814 [24]	ГОСТ IEC 60814
5 Содержание механических примесей	-		отс.	отс.	отс.	-	отс.	-	ГОСТ 6370
6 Тангенс угла диэлектрических потерь, %, или (абсолютная величина), при 90 °С, не более	0,5 (0,005)		0,5 (0,005)	0,5 (0,005)	0,5 (0,005)	0,5 (0,005)		IEC 60247 [25] или IEC 61620 [26]	ГОСТ Р МЭК 60247 [27] или ГОСТ Р МЭК 61620 [28] или ГОСТ 6581
7 Содержание водорастворимых кислот и щелочей	-		-	-	-	-	-	-	ГОСТ 6307
8 Содержание антиокислительной присадки (2, 6-дитретбутил-паракрезол (ДБПК) или других), %, не менее	0,3-0,4		0,25-0,40	0,2	0,2	см.[А]	0,25-0,40	IEC 60666 [29]	ГОСТ Р МЭК 60666 [30], ГОСТ IEC 60666 и (или) методом ВЭЖХ или ASTM D2668 [31]
11 Содержание 2-фурфурола и относящихся к нему соединений, мг/кг	-		-	-	-	отс. (менее 0,05)	0,1 (не более)	IEC 61198 [32]	ГОСТ IEC 61198

Продолжение таблицы 4.56

Показатель	Марка масла (гарантированные значения)					Требования стандартов		Стандарты на методы испытаний	
	Nytro 11GX	Nytro 10XN	ГК ТУ 38.101-1025	ВГ ТУ 38.101-1025	Т-1500У ТУ 38.401-58107	IEC 60296 [14]	ГОСТ Р 54331 [15]	IEC 60296 [14]	ГОСТ Р 54331 [15]
12 Стабильность против окисления: 12.1 масса летучих низкомолекулярных кислот, мг КОН/г, не более	0,04		0,04	0,04	0,04	0,07	0,04/ -Н	-	ГОСТ 981. Режимы проведения анализа – в соответствии с ТУ на конкретную марку масла
12.2 массовая доля осадка, %, не более	0,015		0,015	0,015	0,015	-	0,015/ -Н	-	
12.3 кислотное число окисленного масла, мг КОН/г, не более	0,10		0,10	0,10	0,15		0,10 / -Н	-	
12.4 стойкость против окисления в течение 500 ч:								IEC 61125 [33] (метод С)	ГОСТ IEC 61125, ГОСТ Р МЭК 60247 [27], ГОСТ Р МЭК 61620 [28], ASTM D924 [34] или ГОСТ 6581
общая кислотность, мг КОН/г, не более	1,2	0,3	-	-	-	1,2	0,15 /1,2Н		
осадок, %, не более	0,8	0,05	-	-	-	0,8	0,005 /0,8Н		
tgδ при 90°С °, %, или (абсолютная величина), не более	50 (0,5)	5 (0,05)	-	-	-	50 (0,5)	5/50Н (0,05)/(0,5Н)		
13 Содержание серы Е, %, не более	-	0,15	-	-	0,45	-	-	ISO 14596 [35] или ISO 8754 [36]	ГОСТ ISO 14596, ГОСТ ISO 8754
14 Вязкость кинематическая, мм^2/с, не более:									
при +50 °С	-	-	9	9	-	-	9 / – Н	-	ГОСТ Р 53708 [37] или ГОСТ 33
при +40 °С	11	8	-	-	11	12 / 3,5 Н	12 / 3,5 Н	ISO 3104 [38]	
при -30 °С 1	1800	800	1200	1200	1300	1800 / – Н	1200 / – Н		
при с -40 °С 2	-	-	-	-	1300	– / 400 Н	– / 400 Н	IEC 61868 [39]	ГОСТ Р 53708 [37] или IEC 61868 [39]

Продолжение таблицы 4.56

Показатель	Марка масла (гарантированные значения)					Требования стандартов		Стандарты на методы испытаний	
	Nytro 11GX	Nytro 10XN	ГК ТУ 38.101-1025	ВГ ТУ 38.101-1025	Т-1500У ТУ 38.401-58107	IEC 60296 [14]	ГОСТ Р 54331 [15]	IEC 60296 [14]	ГОСТ Р 54331 [15]
19 Плотность, г/мл, не более								ISO 3675 [40] или ISO 12185 [41], ASTM D7042 [42]	ГОСТ ISO 3675 или СТБ ИСО 12185, ГОСТ Р 51069 [43], ГОСТ 31392
при 20 °С	895		895	895	895	895	895		
при 15 °С	–		–	–	–	–	897		
21 Внешний вид	Чистое, свободное от видимых частиц загрязнения и осадков, прозрачное, желтого или светло-коричневого цвета							IEC 60296 [14] (визуальный контроль)	ГОСТ Р 54331[15]
22 Коррозионная сера	отс.		отс.	отс.	отс.	Не корродирует	отс.	IEC 62535 [44]	IEC 62535 [44], DIN 51353 [45]
23 Межфазное натяжение при 25 °С, мН/м, не менее	40		40	–	–	см.[Д]	40	IEC 62961 [46] или ASTM D971 [47]	ГОСТ 33110, ASTM D971 [47]
24 Содержание полихлорированных бифенилов (далее – ПХБ), мг/кг	отс.		отс.	–	–	отс. или (<2 мг/кг)	отс.	IEC 61619 [48]	ГОСТ IEC 61619
25 Массовая доля полициклических ароматических углеводородов (ПАУ), %, не более	3		3	–	–	3	3	IP 346 [49]	IP 346 [49]
26 Температура застывания (текучести), °С, не выше	-45		-45	-45	-45	-40 / -60[Н]	-45 / -60[Н]	ISO 3016 [50]	ISO 3016 [50], ASTM D97 [51] или ГОСТ 20287 (метод А)
27 Испытание коррозионного воздействия на пластинки из меди марки М1К или М-2 по ГОСТ 859	Выдерживает		Выдер-живает	Выдер-живает	Выдер-живает	–	Выдер-живает	–	ГОСТ 2917

Окончание таблицы 4.56

Приложения
При изменении изготовителем масла требований к его качеству, необходимо внести изменения в соответствующие показатели данной таблицы.
При возникновении разночтений, следует руководствоваться требованиями изготовителя масла.
«отс.» − отсутствие показателя.
«−» − значение показателя не нормируется изготовителем масла.
[А] − антиокислительная присадка по IEC 60666 [29], ГОСТ IEC 60666. Поставщик должен указать родовой тип всех присадок, а в случае наличия антиокислительных присадок − их концентрации; при наличии других присадок их содержание должно определяться по IEC 60296 [14]:
(U) - неингибированное масло: менее 0,01 %;
(T) - масло со следами ингибитора: менее 0,08 %;
(I) - ингибированное масло: 0,08 % - 0,40 %;
[Б] - для поставок в бочках и небольших емкостях;
[В] - без лабораторной подготовки пробы;
[Г] - с учетом подготовки пробы (после лабораторной обработки), согласно ГОСТ Р 54331[15] или IEC 60156 [16];
[Д] - для установленных требований рекомендуется предел минимум 40 мН/м;
[Е] - определение данного показателя по ГОСТ ISO 14596, ГОСТ Р 53203 [52] или стандартам: IP 373 [53], ASTM D4294 [54];
[Ж]-для поставок крупными партиями;
[3] - при измерении плотности при 15 °С, нормируемое значение устанавливается требованиями стандарта, технических условий или спецификации соответствия изготовителя масла;
[Н] - низкотемпературное масло для коммутационных аппаратов;
[О] − по окончании испытания на устойчивость к окислению. Продолжительность испытания:
(U) неингибированное масло: 164 ч.;
(T) масло со следами ингибитора: 332 ч.;
(I) ингибированное масло: 500 ч.
Значение tgδ максимум 0,020 после 2 ч окисления по IEC 61125 [33], метод С; ГОСТ IEC 61125 можно использовать для измерительных трансформаторов и высоковольтных вводов.
[1] - Стандартная температура МТХП для трансформаторного масла может быть изменена в зависимости от климатических условий конкретной страны. Температура текучести должна быть по крайней мере на 10 °С ниже МТХП.
[2] - Стандартная температура МТХП для низкотемпературного масла, используемого в электрооборудовании.

Таблица 4.57 — Требования к качеству свежих масел, подготовленных к заливу в новое электрооборудование [1)]

№ показателя	Показатель качества масла и номер ТНПА на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение качества масла		Рекомендации при достижении предельно допустимых значений
			предназначенного к заливу в электрооборудование	после залива в электрооборудование	
1	Пробивное напряжение по ГОСТ 6581, кВ, не менее ***ГОСТ 6581***	Электрооборудование: до 15 кВ свыше 15 кВ до 35 кВ 110−150 кВ 220−330 кВ 750 кВ	 30 35 60 65 70	 25 30 55 60 65	Если коэффициент вариации, рассчитанный по ГОСТ 6581, превышает 20 %, то результат испытаний − неудовлетворительный
2	Кислотное число по ГОСТ 5985, мг КОН/г, не более [2)] ***ГОСТ 5985***	Электрооборудование: до 35 кВ свыше 35 кВ	 0,02 0,01	 0,02 0,01	Возможно определение по IEC 62021-1 [18], ГОСТ 11362
3	Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже ***ГОСТ 6356***	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	135	135	Возможно определение по ГОСТ ISO 2719. При применении специального масла для выключателей значение данного показателя определяется стандартом на марку масла
4	Влагосодержание, % массы (мг/кг), не более ***ГОСТ IEC 60814***	Силовые трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные вводы, герметичные измерительные трансформаторы	0,001(10)	0,001(10)	Допускается определение показателя по ГОСТ 7822 или хроматографическим методом
		Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные вводы	0,0015(15)	0,0015(15)	
	Влагосодержание, качественно ***ГОСТ 1547***	При отсутствии требований изготовителей электрооборудования по количественному определению данного показателя	Отсутствие	Отсутствие	

Продолжение таблицы 4.57

№ показателя	Показатель качества масла и номер ТНПА на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение качества масла		Рекомендации при достижении предельно допустимых значений
			предназначенного к заливу в электрооборудование	после залива в электрооборудование	
5	Содержание механических примесей, %, ***ГОСТ 6370*** (класс чистоты, не более), ***ГОСТ 17216***	Электрооборудовие до 35 кВ Масляные выключатели всех классов напряжений Электрооборудование напряжением свыше 35 до 750 кВ	Отсутствие (10) Отсутствие (12) (8)	Отсутствие (11) Отсутствие (12) (9)	Допускается определение показателя по ГОСТ ИСО 4407 с последующим перерасчетом по ГОСТ 17216 (приложение Г)
6	Тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С, %, не более ***ГОСТ 6581***	Силовые и измерительные трансформаторы до 35 кВ Силовые и измерительные трансформаторы св. 35 кВ до 750 кВ, маслонаполненные вводы 35 кВ и выше	1,7 0,5	2,0 0,7	Проба масла дополнительной обработке не подвергается. Допускается определение по ГОСТ Р МЭК 60247 [27]
7	Содержание водорастворимых кислот и щелочей ГОСТ 6307	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	Отсутствие	Отсутствие	Возможно качественное определение с индикатором ГОСТ 6307 (пункт 3.5.2) – отсутствие
	pH водной вытяжки, не менее		6,0	6,0	Для масла марки Т-1500У данный показатель не является браковочным, но определение его обязательно
8	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-ди-третбутил-4-метилфенол или ионол), % массы, не менее	Силовые и измерительные трансформаторы 35 кВ и выше, маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	0,2	Снижение не более чем на 10 % от исходного значения до залива	При арбитражном контроле определение показателя следует проводить по ГОСТ IEC 60666 или (и) методом ВЭЖХ
10	Газосодержание в соответствии с технической документацией изготовителя, % объема, не более	Силовые трансформаторы с пленочной защитой, герметичные измерительные трансформаторы и герметичные вводы	0,5	1,0	Норма до залива не является браковочной, определение обязательно

Продолжение таблицы 4.57

№ показателя	Показатель качества масла и номер ТНПА на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение качества масла		Рекомендации при достижении предельно допустимых значений
			предназначенного к заливу в электрооборудование	после залива в электрооборудование	
12	Стабильность против окисления: - кислотное число окисленного масла, мгКОН/г; - содержание осадка, % масс. ***ГОСТ 981***	Силовые и измерительные трансформаторы 110 кВ и выше, маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	Согласно требованиям технической документации на конкретную марку масла, допущенного к применению в данном оборудовании		Для свежего масла допускается определение по ГОСТ IEC 61125
14	Вязкость кинематическая	Согласно пункту 14 таблицы 4.56			
21	Внешний вид	Прозрачная жидкость, без осадка и взвешенного вещества			
26	Температура застывания, °С, не выше ***ГОСТ 20287***	Электрооборудование, заливаемое специальным низкотемпературным маслом (арктическим)	–60	–60	

[1)] При отсутствии требований изготовителя электрооборудования к качеству свежих масел, заливаемых в электрооборудование (контролю показателей качества масел, подготовленных к заливу, и после залива в новое оборудование), следует руководствоваться значениями, указанными в данной таблице, с учетом ТНПА на конкретную марку масел. При использовании требований изготовителей о применении в оборудовании показателей качества масла, не отвечающих рекомендациям данного раздела, это следует учесть, т. к. применение данного масла может сократить срок службы оборудования.

[2)] Допускается применять для залива силовых трансформаторов до 35 кВ масла марок, не указанных в данном разделе, а также их смеси с другими свежими маслами (совместимыми), если значение tgδ при 90 °С не будет превышать 2,2 % до залива и 2,6 % после залива и если кислотное число не более 0,02 мг КОН/г, при полном соответствии остальных показателей качества требованиям таблицы.

Таблица 4.58 — Область применения трансформаторных масел (рекомендуемая)

Марка масла	ТНПА, устанавливающие требования на масло	Стабильность против окисления масла	Класс напряжения и вид электрооборудования
ГК ВГ ТК	Техническая документация изготовителя	Высокая	Силовые и измерительные трансформаторы, реакторы, вводы до 750 кВ, масляные выключатели
Nytro 10N, Nytro 10XN Nytro 11GX, Nytro 11GBX Nytro Gemini X и др. ингибированные масла	IEC 60296 [14]		
TANECO	ГОСТ Р 54331 [15]		Силовые трансформаторы, реакторы, масляные выключатели 330–750 кВ
Т-1500	ГОСТ 982	Средняя	Силовые и измерительные трансформаторы, реакторы, вводы до 750 кВ, масляные выключатели
Т-1500У	Техническая документация изготовителя		
ТКп	Техническая документация изготовителя	Низкая	Силовые и из- мерительные трансформаторы, реакторы до 330 кВ, масляные выключатели
ТСО	ГОСТ 10121		
ТСп			Силовые трансформаторы до 35 кВ, масляные выключатели
Примечание — Требования технической документации изготовителей масла (ТУ), определяющие требования к маслам, приведены в [15].			

Таблица 4.59 — Объем испытаний свежих масел на совместимость и рекомендуемая область применения

Показатель качества масла и номер ТНПА на метод испытания	Значение показателя для масел		
	высокой стабильности	средней стабильности	низкой стабильности
1 Тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С по ГОСТ 6581, %, не более	0,5	0,5	1,7 (для ТСп) 2,2 (для ТКп)
2 Стабильность против окисления по ГОСТ 981, условия процесса:			
– температура, ºС	155	130	120
– продолжительность, ч	12	30	14
– расход кислорода, см ^{3}/мин	50	50	200
– кислотное число окисленного масла, мг КОН/г масла, не более	0,15	0,15	0,1
– массовая доля осадка, % массы, не более	0,015	Отсутствует	0,01
– масса летучих низкомолекулярных кислот, мг КОН/г масла, не более	0,15	0,04	0,008
3 Межфазное натяжение на границе масла с водой, Н/м, не менее (показатель факультативен, определение не обязательно)	40	40	35

Окончание таблицы 4.59

Показатель качества масла и номер ТНПА на метод испытания	Значение показателя для масел		
	высокой стабильности	средней стабильности	низкой стабильности
4 Рекомендуемая область применения смеси масел, класс напряжения оборудования, кВ, не выше	750	750 330[1)]	330 220[1)]
[1)] При некондиционности одного из масел.			

4.4.26 Электрические аппараты, вторичные цепи и электропроводки напряжением до 1 кВ

4.4.26.1 Общие положения.

Электрические аппараты и вторичные цепи схем защиты, управления, сигнализации и измерения испытываются в объеме, предусмотренном настоящим подразделом. Электропроводки напряжением до 1 кВ от распределительных пунктов до электроприемников испытываются по 4.4.26.4.

Аппараты следует испытывать в полностью собранном виде, если иное не установлено в стандартах на конкретные виды аппаратов.

4.4.26.2 Методы измерений и испытаний.

Все испытания, если их режимы и специфические условия не установлены в стандартах на конкретные типы аппаратов, следует проводить при нормальных климатических условиях испытаний по ГОСТ 15150.

4.4.26.3 Требования к средствам измерений.

Класс точности средств измерений и погрешности измерений параметров и характеристик должны быть не ниже значений, указанных в ГОСТ 2933 и стандартах на конкретные виды аппаратов. Средства испытаний должны быть аттестованы или проверены в установленном порядке.

4.4.26.4 Измерение сопротивления изоляции

Сопротивление изоляции должно быть не менее значений, приведенных в таблице 4.60.

Таблица 4.60 — Допустимые значения сопротивления изоляции

Испытуемый элемент	Напряжение мегаомметра, В	Наименьшее допустимое значение сопротивления изоляции, МОм
1. Шины постоянного тока на щитах управления и в распределительных устройствах (при отсоединенных цепях)	1000–2500	10
2. Вторичные цепи каждого присоединения и цепи питания приводов выключателей и разъединителей[1)]	1000–2500	1
3. Цепи управления, защиты, автоматики и измерений, а также цепи возбуждения машин постоянного тока, присоединенные к силовым цепям	1000–2500	1
4. Вторичные цепи и элементы при питании от отдельного источника или через разделительный трансформатор, рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже[2)]	500	0,5
5. Силовые и осветительные сети[3)]	1000	0,5
6. Распределительные устройства (каждая секция), щиты и токопроводы (шинопроводы)	500–1000	0,5
[1)] Измерение проводится со всеми присоединенными аппаратами (катушки приводов, контакторы, пускатели, автоматические выключатели, реле, приборы, вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения и т. п.). [2)]Должны быть приняты меры для предотвращения повреждения устройств, в особенности микроэлектронных и полупроводниковых элементов. [3)]Сопротивление изоляции измеряется между каждым проводом и землей, а также между каждыми двумя проводами.		

4.4.26.5 Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц

Значение испытательного напряжения для цепей релейной защиты, электроавтоматики и других вторичных цепей со всеми присоединительными аппаратами (катушки приводов, автоматические выключатели, магнитные пускатели, контакторы, реле, приборы и т. п.) принимается равным 1000 В, если иное не предусмотрено изготовителем оборудования. Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения – 1 мин.

Напряжением 1000 В частотой 50 Гц не испытываются:

– вторичные цепи, рассчитанные на рабочее напряжение до 60 В;

– цепи с подключенными устройствами на микроэлектронной (микропроцессорной) элементной базе.

4.4.26.6 Испытание цепи «фаза–нуль» силовых и осветительных сетей

Испытание цепи «фаза–нуль» силовых и осветительных сетей проводится в соответствии с требованиями 4.4.28.5.

4.4.26.7 Проверка действия автоматических выключателей

а) Проверка сопротивления изоляции.

Проводится у выключателей на номинальный ток 400 А и более. Значение сопротивления изоляции − не менее 1 МОм.

б) Проверка действия расцепителей.

Проверяется действие расцепителя мгновенного действия. Выключатель должен срабатывать при токе не более 1,1 верхнего значения тока срабатывания выключателя, указанного изготовителем.

В электроустановках, выполненных по требованиям [1], [7] (раздел 6), проверяются все вводные и секционные выключатели, выключатели цепей аварийного освещения, пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, а также не менее 2 % выключателей распределительных и групповых сетей, предназначенных для защиты электроприемников 1 и 2 категории по надежности электроснабжения.

В других электроустановках испытываются все вводные и секционные выключатели, выключатели цепей аварийного освещения, пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, а также не менее 1 % остальных выключателей, предназначенных для защиты электроприемников 1 и 2 категории по надежности электроснабжения.

Проверка проводится в соответствии с указаниями изготовителей. При выявлении выключателей, не отвечающих установленным требованиям, дополнительно проверяется удвоенное количество выключателей.

4.4.26.8 Проверка работы автоматических выключателей и контакторов при пониженном и номинальном напряжениях оперативного тока

Проверка проводится путем выполнения:

– пяти операций включения контакторов и автоматов при напряжении на шинках оперативного тока $0,9U_{ном}$;

– пяти операций отключения контакторов и автоматов при напряжении на шинках оперативного тока $0,8U_{ном}$.

4.4.26.9 Проверка предохранителей

Плавкая вставка предохранителя должна быть калиброванной. Контактное нажатие в разъемных контактах предохранителя должно соответствовать данным испытаний изготовителем.

Проверка работы предохранителя проводится выполнением пяти циклов ВО.

4.4.26.10 Устройства защитного отключения, выключатели дифференциального тока

а) Общие положения.

Устройства защитного отключения, управляемые дифференциальным (остаточным) током (далее – УЗО-Д), проверяются в соответствии с СТБ ГОСТ Р 50807.

б) Методы измерений и испытаний.

Испытательная цепь должна характеризоваться низкой индуктивностью.

УЗО-Д подвергается сериям испытаний (каждая серия состоит из пяти измерений), которые проводят для каждого полюса отдельно.

Для УЗО-Д с вспомогательным источником питания каждую серию испытаний повторяют при напряжениях, равных 1,1; 1,0; 0,85 величины номинального напряжения этого источника, подаваемых на соответствующие выводы.

в) Требования к средствам измерений.

Измерительные приборы для определения величины дифференциального тока должны быть класса точности 2,5. При использованииспециально предназначенных для проверки УЗО приборов заводского изготовления допускается относительная погрешность до 10 %.

У приборов для измерений времени отключения относительная погрешность должна быть не более 10 % от измеряемой величины.

Если измеряемые результаты вызывают сомнение в их достоверности, то время отключения измеряют запоминающим осциллографом или электронным цифровым отметчиком времени.

г) Проверка правильности отключения при постоянном увеличении величины дифференциального тока.

При предварительно замкнутых выключателях испытательной цепи и УЗО-Д постепенно повышают величину дифференциального тока с таким расчетом, чтобы дифференциальный ток от исходного уровня величиной не более $0,2I_{отк}$ в течение 30 с достиг величины $I_{отк}$. Проводят не менее пяти измерений $I_{отк}$. Все измеренные значения должны находиться в пределах между неотключаемым дифференциальным током и током отключения.

д) Проверка правильности отключения УЗО-Д в присутствии дифференциального тока.

В условиях, когда испытательная цепь откалибрована при номинальном отключающем дифференциальном токе $I_{отк}$, а выключатели испытательной цепи предварительно включены, создается электрическая цепь для протекания тока путем включения контактов испытываемого УЗО-Д. Для более точного моделирования протекания дифференциального тока проводят не менее пяти измерений времени

отключения. Ни один измеренный результат не должен превышать предельного значения, приведенного в таблице 4.61

Таблица 4.61 — Значение максимального времени отключения УЗО-Д типа АС с $I_{отк}$>0,03 А, предназначенного для защиты при косвенном прикосновении

Класс	Номинальный ток, А	Значения максимального времени отключения, с, при токе, А		
		$I_{отк}$	2 $I_{отк}$	5 $I_{отк}$
T_A	Любое значение	2	0,2	0,04
T_B	Свыше 40	5	0,3	0,15

Таблица 4.62 — Значение максимального времени отключения УЗО-Д типа АС с $I_{отк}$>0,03 А, предназначенного для дополнительной защиты при непосредственном прикосновении

Номинальный отключающий дифференциальный ток, А	Значения максимального времени отключения, с, при токе, А		
	$I_{отк}$	2 $I_{отк}$	0,25 $I_{отк}$
0,006	5	1	0,04
0,01	5	0,5	
0,03	0,5	0,2	

Для УЗО-Д типа А значения максимального времени отключения, указанные в таблицах 4.61 и 4.62, также подлежат применению, однако значение токов $I_{отк}$, $2I_{отк}$, $5I_{отк}$ таблицы 4.61 и токов $I_{отк}$, $2I_{отк}$, $5I_{отк}$ таблицы 4.62 должны быть умножены на коэффициент 1,3 при $I_{отк}$ >0,015 А и на коэффициент 2,0 (испытательный ток при этом не менее 0,03 А) при $I_{отк}$ ≤0,015 А.

Для УЗО-Д типа В значения токов, указанные в таблицах 4.61 и 4.62, должны быть умножены на коэффициент 2 для сглаженных дифференциальных токов, а также для дифференциальных постоянных токов, получаемых в результате трехфазного однополупериодного тока или двухполупериодного соединения в электрической схеме.

е) Испытания УЗО-Д на возможность автоматического повторного включения.

Эти испытания следует проводить при дифференциальном синусоидальном токе при отсутствии тока нагрузки. Дифференциальный ток повышают ростепенно со скоростью 1,4 $I_{отк}$ /30 от первоначального уровня (с максимальным отклонением не более 20 % от номинального) до момента отключения УЗО-Д. Затем плавно уменьшают величину тока до первоначального значения в течение (30 ± 2) с. При этом УЗО-Д не должно проводить повторное включение.

ж) Испытания УЗО-Д на возможность отключения потребителя при снятии напряжения сети.

Такие испытания проводятся следующим образом: при отсутствии нагрузки на входящие зажимы УЗО-Д подают напряжение, равное номинальному напряжению сети, затем постепенно понижают его до нулевого значения, при этом УЗО-Д не должно отключиться.

з) Испытания УЗО-Д при отклонении напряжения питания.

Такие испытания проводят в два этапа: при отсутствии тока нагрузки и при номинальном токе нагрузки.

При отсутствии тока нагрузки проверку проводят при напряжении 0,6; 1,0; 1,2 $U_{ном}$.

В ходе проверки осуществляется:

– проверка соответствия дифференциального тока срабатывания нормированному значению;

– проверка соответствия времени отключения УЗО-Д при включении на дифференциальный ток в соответствии с таблицей 4.63.

Таблица 4.63 — Функциональные характеристики УЗО-Д

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение, В	220; 400
Номинальный ток $I_п$, А	6; 16; 25; 32; 40; 63; 80;100; 125; 200
Номинальный отключающий ток $I_{отк}$, А	0,01; 0,03; 0,1; 0,3; 0,5
Номинальный не отключающий дифференциальный ток, А	0,5$I_{отк}$
Предельное значение не отключающего сверхтока, А	6 $I_п$
Номинальное время отключения $T_г$, с	0,5 при $I_{отк}$ 0,15 при 2 $I_{отк}$ 0,04 при 5 $I_{отк}$ или 500 А

При номинальном токе нагрузки испытания проводятся при дифференцированном синусоидальном токе при напряжении 0,6; 1; 1,2 $U_{ном}$ сети. В ходе испытания осуществляют проверку соответствия времени отключения УЗО согласно таблице 4.63.

Функционально не зависимые от напряжения сети УЗО (электромеханические) испытывают только при номинальном напряжении.

4.4.26.11 Проверка релейной аппаратуры

Проверка реле защиты, управления, автоматики и сигнализации, а также других устройств проводится в соответствии с ТНПА и технической документацией. Пределы срабатывания реле на рабочих уставках должны соответствовать расчетным данным.

4.4.26.12 Проверка правильности функционирования полностью собранных схем при различных значениях оперативного тока

Все элементы схем должны надежно функционировать в предусмотренной проектом последовательности при значениях оперативного тока, приведенных в таблице 4.64.

Таблица 4.64 — Напряжение оперативного тока, при котором должно обеспечиваться нормальное функционирование схем

Испытуемый объект	Напряжение оперативного тока, % номинального	Примечание
Схемы защиты и сигнализации в установках напряжением выше 1 кВ	80; 100	–
Схемы управления в установках напряжением выше 1 кВ:		–
испытание на включение	90; 100	
испытание, но на отключение	80; 100	
Релейно-контакторные схемы в установках напряжением до 1 кВ	90; 100	Для простых схем «кнопка – магнитный пускатель» проверка работы на пониженном напряжении не проводится
Бесконтактные схемы на логических элементах	85; 100; 110	Изменение напряжения проводится на входе в блок питания

4.4.27 Аккумуляторные батареи

4.4.27.1 Общие положения, методы испытаний и измерений.

а) Приводятся объем и нормы приемо-сдаточных испытаний свинцово-кислотных стационарных аккумуляторных батарей на соответствие требованиям, предъявляемым к аккумуляторным батареям I–V групп типоисполнения.

Характеристики АБ по группам типоисполнения приведены в таблице 4.65.

б) Контрольный разряд аккумуляторной батареи осуществляется продолжительностью t, ч, до конечного напряжения U_f, В, током I_{Rt}, А:

$$I_{Rt} = \frac{C_{Rt}}{t}, \quad (4.12)$$

где C_{Rt} — гарантированная (номинальная) емкость в ампер-часах, устанавливаемая изготовителем для нового аккумулятора при эталонной температуре 20 $U_{ном}$ °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 t = 10÷1 А·ч, при U_f = 1,8 В/эл; рекомендуемые значения приведены в таблице 4.65, если иное не указано изготовителем.

Ток контрольного разряда C_{Rt} должен поддерживаться в пределах ±1 % от установленного значения на протяжении всего периода разряда. Допускаются отклонения в пределах ±5 % от установленной величины C_{Rt} при ручном регулировании тока разряда.

Напряжение между выводами аккумуляторной батареи и контрольных элементов должно регистрироваться не реже чем через 25, 50 и 80 % времени разряда, определенного по формуле

$$t = \frac{C_{Rt}}{I_{Rt}}, \quad (4.13)$$

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 % 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, если иное не указано в инструкции изготовителя, принимается по таблице 4.65.

Разряд считается законченным, если напряжение аккумуляторных батарей достигнет величины nU_f ; здесь n – число элементов (аккумуляторов). Время разряда должно регистрироваться.

Таблица 4.65 — Характеристики аккумуляторных батарей I–V групп типоисполнения

№ группы	Наименование группы типоисполнения АБ	Классификация АБ по типоисполнению положительного электрода		Контролируемые параметры *						
				Плотность электролита, г/см3 при +20 оС	при контрольных разрядах			в режиме постоянного подзаряда при t = 20 °С		
		Общеевропейская маркировка	Заводская маркировка		Максимально допустимое напряжение, В/эл	Минимально допускаемая плотность электролита, г/см^3	Ток разряда	Напряжение аккумуляторов, В/эл	Плотность заряженного аккумулятора, г/см3	Точность напряжения подзаряда АБ, %
I	Открытые с жидким электролитом	GroE	C	1,2 ± 0,01	1,8	1,15	I_{C10}	2,22 + 0,02	1,21 ± 0,005	±5 %
II	Закрытые со съемной фильтрпробкой и жидким электролитом	CH	CH	1,21 ± 0,005	1,8		I_{C10}	2,18 + 0,04	1,24 ± 0,005	±2 %
III	Открытые со съемной пробкой (малообслуживаемые)	GroE	GroE GroE-H	1,22 ± 0,01	1,8	1,1	I_{C10}	2,23 ± 0,02	1,22 ± 0,01	±2 %
		OPzS	OPzS TXE	1,24 ± 0,01	1,8	1,12	I_{C10}	2,23 ± 0,02	1,24 ± 0,01	±2 %
		OGi	OGi; Vb; OSP	1,24 ± 0,01	1,8	1,12	I_{C10}	2,23 ± 0,02	1,24 – 1,26 ± ±0,01	±2 %
IV	Герметичные с сорбированным электролитом AGM	Тип VRLA	OGi; Vb; VH; SLA	–	1,85	–	I_{C3}, I_{C10}	2,27 + 0,02 -0,01	–	1 %
V **	Герметичные с гелевым электролитом GEL	Тип VRLA	OGiV, VbV	–	1,85	–	I_{C10}	2,23 ± 0,02	–	±1 %
			OPzV	–	1,85	–	I_{C10}		–	

* Необходимые конкретные значения тока и напряжения уточняются в процессе испытаний и наблюдения за АБ и корректируются в зависимости от температуры окружающей среды в соответствии с рекомендациями изготовителя.
** Применение АБ данной группы не рекомендуется.

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

$$C_{\Phi} = \frac{I_{Rt} \cdot t}{1+\lambda(\gamma-20)}, \quad (4.14)$$

где λ принимается равным 0,006, если иное не оговорено изготовителем.

Новый аккумулятор или аккумуляторные батареи должны обеспечивать при испытаниях как минимум:

C_{Φ} = 0,95 C_{Rt} на первом цикле заряда-разряда;

C_{Φ} = C_{Rt} на пятом цикле или ранее, если иное не оговорено изготовителем.

в) Требования к средствам измерений.

Пределы измерений и градуировка приборов, а также методы испытаний должны выбираться таким образом, чтобы гарантировать точность, установленную для каждого испытания.

Измерение времени – приборами с точностью измерений ±1 % и выше.

Измерение напряжения – вольтметром класса точности 0,5 и выше с внутренним сопротивлением не менее 1000 Ом/В.

Измерение тока – амперметром класса точности 0,5 и выше (система измерений амперметр-шунты-провода класса точности 0,5 и выше).

Измерение температуры – термометрами с соответствующим диапазоном измерений, у которых цена деления не более 1 °С, и абсолютной точностью 0,5 °С и выше.

Измерение плотности электролита – ареометром или другими приборами с отградуированной шкалой и с ценой деления не более 5 кг/м^3.

г) Общие условия проведения испытаний.

Испытания должны проводиться на полностью заряженных аккумуляторных батареях согласно технической документации изготовителя.

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 технической документацией изготовителя.

Температура окружающей среды, при которой проводят испытания аккумуляторной батареи, должна 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 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 (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).

4.4.27.2 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, показывающим минимальный и максимальный уровни электролита.

4.4.27.3 Измерение сопротивления изоляции аккумуляторной батареи

Проводится путем измерения напряжения на полюсах батареи и между каждым полюсом и землей при отключенном вводе со стороны ЩПТ.

Сопротивление изоляции R_X вычисляется по формуле

$$R_X = R_q \left(\frac{U}{U_1+U_2} - 1\right) \quad (4.15)$$

где R_q – внутреннее сопротивление вольтметра, кОм;

U – напряжение на зажимах батареи, В;

U_1 и U_2 – напряжение между положительным зажимом и землей и отрицательным зажимом и землей.

Если $U/(U_1+U_2)$<1,1, следует выбрать меньший предел измерения вольтметра (меньшее значение внутреннего сопротивления прибора).

Если $U/(U_1+U_2)$>20, следует переключить вольтметр на большие пределы измерения (большее значение внутреннего сопротивления прибора).

Сопротивление изоляции батареи должно быть не менее указанного ниже:

номинальное напряжение, В	24	48	110	220;
сопротивление, кОм	60	60	60	150.

4.4.27.4 Проверка емкости отформованной аккумуляторной батареи

Полностью заряженные аккумуляторы разряжают током 3- или 10-часового режима.

Емкость аккумуляторной батареи, приведенная к температуре плюс 25 °С, должна соответствовать данным изготовителя.

4.4.27.5 Проверка электролита

Плотность электролита каждого элемента в конце заряда и разряда батареи должна соответствовать данным изготовителя. Температура электролита при заряде должна быть не выше плюс 40 °С.

Плотность электролита, имеющего температуру, отличающуюся от плюс 20 °С, приводят к плотности при плюс 20 °С с учетом температурного градиента плотности 0,0007 г/см^3 на 1 °С, если иное значение не указано изготовителем, по формуле

$$\rho_{20} = \rho_{t\text{ф}} + 0{,}0007(t_{\text{ф}} - 20\ ℃), \quad (4.16)$$

где ρ_{20} – плотность электролита при его температуре +20 °С, г/см^3;

$\rho_{t\text{ф}}$ – плотность электролита при фактической температуре, t, г/см^3;

$t_{\text{ф}}$ – фактическая температура электролита °С.

4.4.27.6 Химический анализ электролита

а) Электролит для заливки кислотных аккумуляторных батарей должен готовиться из серной аккумуляторной кислоты сорта А по ГОСТ 667 и дистиллированной воды по ГОСТ 6709.

Требования к серной кислоте и электролиту для аккумуляторных батарей, изготовленных по ГОСТ 26881, приведены в таблице 4.66.

Таблица 4.66 — Нормы на характеристики серной кислоты и электролита для аккумуляторных батарей

Показатель	Нормы для серной кислоты высшего сорта	Нормы для электролита (разведенная свежая кислота для заливки в аккумуляторы)
1 Внешний вид	Прозрачная	Прозрачная
2 Интенсивность окраски (определяется колориметрическим способом), мл	0,6	0,6
3 Плотность при температуре 20°С, г/см^3	1,83 – 1,84	1,18 ± 0,005
4 Содержание железа, %, не более	0,005	0,004
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
10 Содержание меди, %, не более	0,0005	0,0005
11 Содержание веществ, восстанавливающих марганцевокислый калий, мл 0,01Н раствора KMnO, не более 4	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 допускает ГОСТ 667 для аккумуляторной кислоты, но в 10 раз меньшей концентрации.		

б) Электролит для заполнения элементов и дистиллированная вода, используемая для доливки АБ западноевропейскихб прооизводителей группы III (OPzS, GroE, OGi, OCSM), должны соответствовать требованиям по чистоте согласно [55].

4.4.27.7 Требования к качеству очищенной воды

Требования к очищенной воде – по [56].

а) Вода для аккумуляторов должна быть прозрачной, не иметь запаха и маслянистых пятен, допустимый водородный показатель pH 5–7, электропроводность не должна превышать 30 мС/см.

б) Хранение очищенной воды: металлические емкости для хранения 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.

Таблица 4.67 — 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 все вместе	 1 2
4 Металлы аммониево-сульфидной группы: отдельно по каждому все вместе	 1 2
5 Галогены (рассчитано как хлориды)	1
6 Соединения азота в форме аммиака	50
7 Соединения азота в иной форме (рассчитано как нитраты)	10

Рекомендуется хранить очищенную воду в воздухонепроницаемых сосудах, так как из воздуха абсорбируется двуокись углерода, что повышает проводимость воды.

4.4.27.8 Требования к качеству электролита

Электролит для малообслуживаемых аккумуляторных батарей должен поставляться изготовителем в комплекте с батареей. В документации, подтверждающей качество электролита, должно быть отражено его соответствие ГОСТ 26881 или [55]. Перед заливкой электролита в элементы необходимо провести его анализ на соответствие основных показателей (железо, хлор, марганец, медь, окислы азота) значениям, указанным в таблице 4.66 или 4.68 (в соответствии с ГОСТ 26881 или [55]).

При поставке электролита не изготовителем АБ использовать его без проведения химического анализа на соответствие ГОСТ 26881 или [55] не допускается. Анализ электролита необходимо проводить с обязательным протоколированием результатов и извещением изготовителя АБ (через поставщика), для согласования последующего применения электролита, в целях сохранения гарантийных обязательств на АБ. Загрязнения электролита по ГОСТ 26881 или [55] не должны превышать значений, указанных в таблице 4.66 или 4.68 соответственно.

Таблица 4.68 — Содержание примесей в разбавленной серной кислоте для залива свинцово-кислотных аккумуляторов

Загрязнения	мг/л, макс *
1 Металлы платиновой группы	0,05
2 Медь	0,5
3 Металлы сероводородной группы, кроме свинца (Sb, As, Sn, Bi, Cu, Cb): отдельно по каждому все вместе	 1 2
4 Марганец, хром, титан – отдельно по каждому	0,2
5 Железо	30
6 Другие металлы аммониево-сульфидной группы, например, Co, Ni (кроме Al и Zn): отдельно по каждому все вместе	 1 2
7 Галогены	5
8 Азот в виде ионов аммония	50
9 Азот в других формах (например, азотная кислота)	10
10 Летучие органические кислоты (рассчитано как уксусная кислота)	20
11 Окисляемые органические соединения (рассчитано как расход $KMnO_4$)	30
12 Остаток после выпаривания, удаления дымящихся фракций и отжига	250
* Для заливаемого электролита.	

4.4.27.9 Нейтрализация пролитого электролита

Пролитый электролит необходимо нейтрализовать. В таблице 4.69 приведены количества реагентов для нейтрализации 1 л электролита.

Таблица 4.69 — Количество реагентов для нейтрализации 1 л электролита

Плотность электролита, г/см^3	Количество используемого реагента			
	$CaCO_3$, кг	$Na_2 CO_3$, кг	NaOH, 20%-ный раствор, л	NaOH, 45%-ный раствор, 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

4.4.28 Заземляющие устройства

4.4.28.1 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 4.3.

4.4.28.2 Проверка соединений между заземлителями и заземляемыми элементами

Проверка состояния цепей и контактных соединений между заземлителями и заземляемыми элементами, а также соединений естественных заземлителей с заземляющим устройством проводится путем осмотра для выявления обрывов и других дефектов.

Кроме того, может проводиться измерение переходных сопротивлений (при исправном состоянии контактного соединения сопротивление не превышает 0,05 Ом).

Надежность сварки проверяется простукиванием мест соединений молотком.

4.4.28.3 Проверка выноса потенциала

Проверка (расчетная) напряжения на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю проводится после монтажа, переустройства для электроустановок напряжением выше 1 кВ в сети с эффективно заземленной нейтралью.

Напряжение на заземляющем устройстве:

– не ограничивается для электроустановок, с которых исключен вынос потенциалов за пределы зданий и внешних ограждений электроустановки;

– не более 10 кВ, если предусмотрены меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики и по предотвращению выноса потенциалов;

– не более 5 кВ во всех остальных случаях.

4.4.28.4 Проверка состояния пробивных предохранителей в электроустановках до 1 кВ

Пробивные предохранители должны быть исправны и соответствовать номинальному напряжению электроустановки.

4.4.28.5 Проверка цепи «фаза–нуль» в электроустановках до 1 кВ с системой TN

Проверка проводится одним из следующих способов:

– непосредственным измерением тока однофазного замыкания на корпус или нулевой защитный проводник с помощью специальных приборов;

– измерением полного сопротивления цепи «фаза−нулевой защитный проводник» с последующим вычислением тока однофазного замыкания.

Ток однофазного замыкания на корпус или нулевой провод должен обеспечивать надежное срабатывание защиты с учетом требований, указанных в 4.3.

4.4.28.6 Измерение сопротивления заземляющих устройств

Значения сопротивления заземляющих устройств с подсоединенными естественными заземлителями должны удовлетворять значениям, приведенным в соответствующих разделах настоящего технического кодекса.

4.4.28.7 Измерение напряжения прикосновения

Измерение напряжения прикосновения в электроустановках, выполненных по нормам на напряжение прикосновения, указанным в таблице 4.70, проводится при присоединенных естественных заземлителях.

Напряжение прикосновения измеряется на рабочих местах, а также в контрольных точках, в которых эти значения определены расчетом при проектировании в соответствии с 4.3.

Под длительностью воздействия напряжения понимается суммарное время действия релейной защиты и собственного времени отключения выключателя. За продолжительность воздействия принимается для рабочих мест время отключения ОКЗ резервными защитами, а для остальной территории – основными защитами.

Таблица 4.70 — Допустимые значения напряжения прикосновения, В

Напряжение прикосновения для электроустановок	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	выше 1,0
110–750 кВ		500	400			200		130		100		65
1–35 кВ с изолированной нейтралью и до 1 кВ с любой нейтралью	550	340	160	135	120	105	95	85	75	70	60	20

4.4.29 Силовые кабельные линии

4.4.29.1 Общие положения

Силовые кабели, изготовленные в соответствии с ГОСТ 23286, ГОСТ 16441, ГОСТ 18410, ГОСТ 31996 и ГОСТ 433 и других ТНПА, должны испытываться в соответствии с требованиями указанных выше ТНПА, основные положения которых изложены в настоящем подразделе.

При испытаниях силовых кабельных линий с экструдированной изоляцией должны соблюдаться требования СТБ IEC 60502-1, СТБ IEC 60502-2, СТБ IEC 60229 и СТБ IEC 60840, СТБ IEC 62067. Материалы изоляции кабелей, на которые распространяются стандарты СТБ IEC 60502-1, СТБ IEC 60502-2, СТБ IEC 60229, СТБ IEC 60840 и СТБ IEC 62067, приведены в таблице 4.71.

Таблица 4.71 — Полимерные материалы, применяемые для кабелей с экструдированной изоляцией

Наименование материала изоляции кабелей	Сокращенное обозначение
а) Термопластичные материалы: поливинилхлоридный пластикат, предназначенный для кабелей на номинальное напряжение $U_0/U \leq$ 3,6/6 кВ	PVC/A *
б) Материалы из сшитых полимеров: этиленпропиленовая резина или аналогичный материал (EPM или EPDM); высокомодульная или повышенной твердости этиленпропиленовая резина; сшитый полиэтилен	 EPR HEPR XLPE
* Материал для изоляции, в котором основным компонентом является поливинилхлорид, предназначенный для кабелей на номинальное напряжение $U_0/U \leq$ 1,8/3 кВ, обозначают PVC/B в СТБ IEC 60502-2.	

Измерение температуры кабелей, контроль состояния антикоррозионного покрытия трубопроводов кабелей высокого давления, испытание подпитывающих агрегатов и устройств автоматического подогрева концевых муфт проводятся в соответствии с инструкциями изготовителя.

Проверка заземляющего устройства проводится согласно 4.4.28.

При отсутствии возможности испытания основной изоляции силовой кабельной линии классом напряжения 35 кВ и выше повышенным напряжением от постороннего источника (т. е. отсутствие у заказчика и/или исполнителя испытательного оборудования) допускается включение силовой кабельной линии под номинальное напряжение в соответствии с условиями настоящего раздела, при этом рекомендуется контролировать значение tgδ и/или уровень частичных разрядов.

4.4.29.2 Проверка целостности жил кабелей и фазировка кабельных линий

Осуществляется после окончания монтажа, перемонтажа муфт или отсоединения жил кабеля.

Проверяются целостность и совпадение обозначений фаз подключаемых жил кабеля.

4.4.29.3 Измерение сопротивления изоляции

Проводится мегаомметром на напряжение 2500 В. У силовых кабелей на напряжение до 1 кВ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм. Измерение следует проводить до и после испытания кабеля повышенным напряжением. У силовых кабелей на напряжение выше 1 кВ сопротивление изоляции не нормируется.

4.4.29.4 Испытание повышенным напряжением выпрямленного тока

Испытательное напряжение принимается в соответствии с таблицей 4.72.

Таблица 4.72 — Испытательное напряжение выпрямленного тока для силовых кабелей

Кабели с пропитанной бумажной изоляцией по ГОСТ 18410, кВ							Кабели с резиновой изоляцией по ГОСТ 433, кВ		
До 1	2	3	6	10	20	35	3	6	10
6	12	18	40	60	1005	175	6	12	20

Для кабелей на напряжение до 35 кВ с пропитанной бумажной изоляцией длительность приложения полного испытательного напряжения при приемо-сдаточных испытаниях составляет 10 мин.

Для кабелей с резиновой изоляцией на напряжение 3−10 кВ длительность приложения полного испытательного напряжения – 5 мин. Кабели с резиновой изоляцией на напряжение до 1 кВ испытаниям повышенным напряжением не подвергаются.

Для кабелей с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката (PVC) напряжением до 10 кВ уровень испытательного напряжения должен составлять 4 U_0, где U_0 – номинальное напряжение промышленной частоты между проводником и землей или металлическим экраном, используемым в конструкции кабеля. Продолжительность испытания – 15 мин.

Для маслонаполненных кабельных линий напряжением 110 кВ и выше уровень испытательного напряжения выпрямленного тока принимается согласно ГОСТ 16441 (пункт 7.10). Продолжительность испытания – 15 мин.

При смешанной прокладке кабелей в качестве испытательного напряжения для всей кабельной линии следует принимать наименьшее из испытательных напряжений.

При проведении испытаний кабелей напряжением 2−35 кВ необходимо обращать внимание на характер изменения токов утечки и асимметрии их по фазам. Абсолютное значение тока утечки и коэффициент асимметрии не являются браковочными показателями, но должны учитываться при оценке состояния изоляции, увеличении времени испытаний, сокращении периодичности.

Кабели с удовлетворительной изоляцией имеют стабильные значения тока утечки. Отношение $I_{10.5\ \text{мин}}/I_{1\ \text{мин}}$ не должно быть больше единицы.

Коэффициент асимметрии I_{max}/I_{min} составляет от 2 до 3.

4.4.29.5 Испытание оболочки кабелей на напряжение 10 кВ и выше повышенным выпрямленным напряжением

Наружная оболочка кабелей, проложенных в земле, должна быть испытана выпрямленным напряжением 10 кВ в течение 10 мин. Испытательное напряжение должно быть приложено между металлическим экраном или броней и заземлителем.

4.4.29.6 Испытание напряжением переменного тока частотой 50 Гц

Такое испытание допускается для кабельных линий на напряжении 110 – 330 кВ взамен испытания выпрямленным напряжением. Испытание проводиться напряжением (1,0-1,73) $U_{\text{ном}}$.

При отсутствии испытательной установки необходимой мощности допускается проводить испытания смонтированной кабельной линии с экструдированной изоляцией следующими методами:

- в соответствии с требованиями 4.4.29.6;
- испытание в течение 24 ч номинальным (рабочим) напряжением системы U_0.

4.4.29.7 Испытание повышенным переменным напряжением

4.4.29.7.1 После прокладки кабельные линии с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение до 35 кВ должны выдержать испытание повышенным постоянным напряжением в соответствии с требованиями 4.4.29.3, испытание повышенным напряжением переменного тока не проводится (см. ГОСТ 18410 (пункт 5а.8)).

Испытание кабелей с экструдированной изоляцией проводят для:

1) кабелей напряжением 0,66−3,0 кВ − по СТБ IEC 60502-1. Величина повышенного испытательного напряжения частотой 50 Гц должна составлять 2,5U_0 + 2 кВ. Продолжительность испытания – 5 мин;

2) кабелей напряжением 6−35 кВ − по СТБ IEC 60502-2. Величина повышенного испытательного напряжения частотой 50 Гц должна составлять 3,5U_0 кВ. Продолжительность испытания – 5 мин либо согласно таблице 4.74;

3) кабелей напряжением 110 кВ – по СТБ IEC 60840; 220–330 кВ − согласно СТБ IEC 62067. Испытания должны проводиться повышенным напряжением переменного тока в диапазоне частот 20–300 Гц, форма волны должна быть синусоидальной. Значения испытательного напряжения для кабельных линий 110–330 кВ приведены в таблице 4.73. Продолжительность испытания – 60 мин.

Таблица 4.73 — Испытательное напряжение для кабелей линий 100-330 кВ

Кабели напряжением, кВ	110	220	330
Испытательное напряжение, кВ	128	180	250

4.4.29.7.2 Испытания кабелей с использованием сверхнизкой частоты проводятся повышенным напряжением переменного тока частотой 0,1 Гц, при этом рекомендуется контролировать значение tgδ и/или уровень частичных разрядов.

При отсутствии установок для испытаний кабельных линий переменным напряжением частотой 0,1 Гц допускается проведение испытаний основной изоляции повышенным напряжением переменного тока частотой 50 Гц по 4.4.29.6.1. При отсутствии установки необходимой мощности, по указанию производителя кабельной продукции и арматуры допускаются испытания повышенным напряжением выпрямленного тока 4U_0 в течение 15 мин или иным указанным изготовителем методом (применением частоты 0,01 Гц до 1,0 Гц, затухающим переменным током частотой от 20 Гц до 500 Гц – метод DAC, снижение уровня испытательного напряжения с увеличением времени испытания.

Величина и длительность приложения испытательного напряжения частотой 0,1 Гц принимаются в соответствии со значениями таблицы 4.74.

Таблица 4.74 — Величина и длительность испытательного напряжения для силовых кабелей

Кабели напряжением, кВ	Испытательное напряжение, частотой 0,1 Гц, кВ		
	15 мин	30 мин	60 мин
6	18	15	11
10	30	25	18
20	60	50	36
35	105	85	60

4.4.29.8 Определение сопротивления жил кабеля

Проводится для линий на напряжение 20 кВ и выше. Сопротивление жил кабельной линии постоянному току, приведенное к удельному значению (на 1 мм^2 сечения, 1 м длины и температуре +20 °С), должно быть не более 0,01793 Ом для медной жилы и не более 0,0294 Ом для алюминиевой жилы. Измеренное сопротивление, приведенное к удельному значению, может отличаться от указанных значений не более чем на 5 %.

4.4.29.9 Определение электрической рабочей емкости кабелей

Проводится для линий на напряжение 20 кВ и выше. Измеренная емкость, приведенная к удельному значению (на 1 м длины), должна отличаться от результатов испытаний изготовителем не более чем на 5 %.

4.4.29.10 Измерение токораспределения по одножильным кабелям

Неравномерность распределения токов по токопроводящим жилам и оболочкам (экранам) кабелей не должна быть более 10 %.

4.4.29.11 Определение объема нерастворенного газа (пропиточное испытание)

Проводится для маслонаполненных кабельных линий на напряжение 110–330 кВ. Содержание нерастворенного воздуха в масле должно быть не более 0,1 %.

4.4.29.12 Испытание подпитывающих агрегатов и автоматического подогрева концевых муфт

Проводится для маслонаполненных кабельных линий 110–330 кВ.

4.4.29.13 Проверка антикоррозионных защит

При приемке линий в эксплуатацию проверяется работа антикоррозионных защит для:

– кабелей с металлической оболочкой, проложенных в грунтах со средней и низкой коррозионной активностью (удельное сопротивление грунта выше 20 Ом/м), при среднесуточной плотности тока утечки в землю выше 0,15 мА/дм^2;

– кабелей с металлической оболочкой, проложенных в грунтах с высокой коррозионной активностью (удельное сопротивление грунта менее 20 Ом/м), при любой среднесуточной плотности тока в землю;

– кабелей с незащищенной оболочкой;

– 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 указаниями по электрохимической защите подземных энергетических сооружений от коррозии.

Оценку коррозионной активности грунтов и естественных вод следует проводить в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602.

4.4.29.14 Определение характеристик масла и изоляционной жидкости

Определение проводится для всех элементов маслонаполненных кабельных линий на напряжение 110 кВ и для концевых муфт (вводов в трансформаторы и КРУЭ) кабелей с пластмассовой изоляцией на 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 4.75 и 4.76.

Если значения электрической прочности и степени дегазации масла МН−4 соответствуют нормам, а значения тангенса угла диэлектрических потерь, tgδ, измеренные по методике ГОСТ 6581, превышают указанные в таблице 4.76, пробу масла дополнительно выдерживают при температуре 100 °С в течение 2 ч, периодически измеряя tgδ. При уменьшении значения тангенса угла диэлектрических потерь tgδ проба масла выдерживается при температуре 100 °С до получения установившегося значения, которое принимается за контрольное значение.

Таблица 4.75 — Нормы на показатели качества масел марок С-220, 5 РА, МН-3 и МН-4 и изоляционной жидкости марки ПМС

Показатель качества масла	Для вновь вводимой линии		
	С-220, 5РА	МН-3, МН-4	ПМС
Пробивное напряжение в стандартном сосуде, кВ, не менее	45	45	35
Степень дегазации (растворенный газ), %, не более	0,5	0,1	−
Примечание — Испытание масел, не указанных в настоящей таблице, необходимо проводить в соответствии с требованием изготовителя.			

Таблица 4.76 — Тангенс угла диэлектрических потерь масла и изоляционной жидкости (при 100 °С), %, не более, для кабелей на напряжение, кВ

110	150-220	330
0,5/0,8 *	0,5/0,8 *	0,5/−
* В числителе – значение для масел марок С−220 и 5 РА, в знаменателе − для МН−3, МН−4 и ПМС.		

4.4.30 Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ

4.4.30.1 Общие положения

В процессе выполнения строительно-монтажных работ проводятся проверка и контроль правильного выполнения следующих операций:

– установки опор (отклонение опоры от вертикальной оси вдоль и поперек линии, выход опоры из створа линии, уклон и разворот траверс и др.);

– монтаж проводов и тросов (габариты ВЛ от поверхности земли и инженерных сооружений, регулировка стрел провеса, соединение и крепление проводов и тросов и др.);

– заземления опор (параметры элементов заземляющих устройств, глубина заложения и соединения заземлителей и др.).

Требования к заземляющим устройствам, проверка пробивных предохранителей, испытание цепи «фаза–нуль» для ВЛИ аналогичны требованиям к воздушным линиям и выполняются в соответствии с 4.4.28.

4.4.30.2 Контроль расположения элементов опор

Проводится 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 на ВЛ напряжением 35–750 кВ не должны превышать допусков, приведенных в таблице 4.77 и в проектах конкретных ВЛ. Измерения выполняются на 2 % – 3 % общего количества установленных опор.

Заглубление в грунт железобетонных опор ВЛ напряжением 0,38–20 кВ должно соответствовать проекту ВЛ, но быть не менее 1,7 м для ВЛ напряжением 0,38 кВ и 2,0 м для ВЛ напряжением 6–20 кВ. Измерение производится на всех сложных опорах и на 20 % промежуточных опор.

Таблица 4.77 — Допуски на расположение сборных фундаментов и свай опор на ВЛ напряжением 35–750 кВ, мм

Наименование	Свободностоящие опоры	Опоры с оттяжками
Расстояние между осями подножников в плане	±20	±50
Разность вертикальных отметок верха подножников *	20	20
Смещение центра подножника в плане	–	50
* 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.		

4.4.30.3 Испытание 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.

4.4.30.4 Измерение сопротивления изоляторов

Измерение сопротивления фарфоровых подвесных изоляторов проводится мегаомметром на напряжение 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.

4.4.30.5 Контроль соединений проводов и грозозащитных тросов

Контроль соединений проводов и грозозащитных тросов проводится согласно 4.4.31.

4.4.30.6 Измерение сопротивления заземления опор, их оттяжек и тросов

Измерение сопротивления заземления опор, их оттяжек и тросов проводится в соответствии с 4.4.28.

4.4.30.7 Воздушные линии напряжением 0,4 кВ с изолированными проводами (ВЛИ)

а) 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) Испытание повышенным напряжением.

Испытание повышенным напряжением проводится мегаомметром на напряжение 2500 В. Измерение сопротивления изоляции в этом случае не проводится.

в) Проверка соединений жил.

Проверка проводится путем внешнего осмотра и измерения падения напряжения или электрического сопротивления.

Соединения жил фазных, уличного освещения и нулевой несущей бракуются, 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.

4.4.31 Контактные соединения проводов, грозозащитных тросов (тросов), сборных и соединительных шин

4.4.31.1 При проведении контроля контактных соединений, выполненных опрессовкой, контроля качества швов сварных и паяных соединений, имеющих гальваническое покрытие, следует руководствоваться ГОСТ 17441 и 4.4.31.

4.4.31.2 Контроль опрессованных контактных соединений

Контролируются геометрические размеры и состояние контактных соединений проводов и грозозащитных тросов (тросов) ВЛ и шин распределительных устройств.

Геометрические размеры (длина и диаметр спрессованной части корпуса зажима) не должны отличаться от предусмотренных технологическими указаниями по монтажу контактных соединений.

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).

4.4.31.3 Контроль контактных соединений, выполненных с применением овальных соединительных зажимов

Проверяются геометрические размеры и состояние КС проводов и грозозащитных тросов.

Геометрические размеры соединительных зажимов после монтажа не должны отличаться от предусмотренных технологическими указаниями по монтажу зажимов.

На поверхности зажима не должно быть трещин, коррозии (на стальных соединительных зажимах), механических повреждений.

Число витков скрутки скручиваемых зажимов на сталеалюминиевых, алюминиевых и медных проводах не должно составлять менее 4 и более 4,5, а зажимов типа СОАС-95-3 при соединении проводов марки АЖС 70/39 − менее 5 и более 5,5 витков.

При приемке в эксплуатацию ВЛ контролируется выборочно не менее 2 % установленных зажимов каждого типоразмера.

4.4.31.4 Контроль затяжки болтов контактных соединений

Проверяется затяжка болтов контактных соединений, выполненных с применением соединительных плашечных, петлевых переходных, соединительных переходных, ответвительных, аппаратных зажимов. Проверка проводится в соответствии с инструкцией по их монтажу.

4.4.31.5 Контроль сварных контактных соединений

Контроль сварных контактных соединений проводится для:

а) соединений, выполненных с применением термитных патронов. Контролируются контактные соединения 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) жестких сборных и соединительных шин РУ.

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.

4.4.32 Системы возбуждения синхронных генераторов и синхронных компенсаторов

4.4.32.1 Общие положения

Приводятся объем, нормы и периодичность испытаний основных устройств и аппаратов в составе систем возбуждения следующих типов:

– систем тиристорного независимого возбуждения;

– систем тиристорного самовозбуждения, в том числе резервных возбудителей;

– систем бесщеточного возбуждения;

– систем полупроводникового высокочастотного возбуждения (далее − ВЧ);

– систем с электромашинным коллекторным возбудителем, в том числе резервных возбудителей (далее − РВ).

Проверку и испытания автоматического регулятора возбуждения, резервного регулятора возбуждения, систем управления возбуждением, устройств защиты, диагностики, измерений и сигнализации следует выполнять в соответствии с технической документацией изготовителя и типовыми методическими указаниями по наладке и испытаниям системы возбуждения.

Контроль основных параметров и характеристик СВ проводится согласно 4.4.32 и технической документации изготовителя на конкретные СВ и отдельные устройства, входящие в состав СВ.

4.4.32.2 Измерение сопротивления и испытания электрической прочности изоляции

Перед проверкой состояния изоляции вторичной коммутации функциональных узлов системы возбуждения, а также силовой части тиристорных преобразователей (далее − ТП) панели и блоки с микроэлектронной аппаратурой должны быть выдвинуты из разъемов, а все не отсоединенные элементы, которые не рассчитаны на испытательное напряжение, − закорочены.

Все высоковольтные испытания, как правило, проводятся после очистки от пыли и продувки сжатым воздухом, в соответствии с методикой испытаний изготовителя и с применением заводских испытательных приспособлений для закорачивания цепей, не рассчитанных на данные испытания.

Нормы, объемы испытаний и критерии оценки состояния изоляции оборудования каждого типа СВ приведены в таблице 4.78.

Состояние изоляции оценивается по величине сопротивления, измеряемого при температуре плюс 10 °С − 30 °С, а также по способности выдерживать приложенное испытательное напряжение частотой 50 Гц в течение 1 мин.

Испытания силового оборудования СВ повышенным напряжением частотой 50 Гц выполняются только при приемо-сдаточных испытаниях.

4.4.32.3 Проверка наличия цепи защитного заземления

Наличие цепи защитного заземления корпусов всех шкафов, панелей, блоков, защитных экранов, кожухов и ограждений элементов СВ проверяется омметром.

Величина сопротивления связи с контуром заземления *R* не нормируется, но не должна превышать 0,05 Ом.

Проверяются целостность проводников, соединяющих аппаратуру с контуром заземления, надежность болтовых соединений.

4.4.32.4 Измерение сопротивления постоянному току

Измеряется сопротивление постоянному току обмоток трансформаторов и электрических машин в системах возбуждения. Измерения проводятся при установившейся температуре, близкой к температуре окружающей среды. Измеренное сопротивление для сравнения его с данными измерений изготовителем приводится к соответствующей температуре.

Таблица 4.78 — Сопротивление изоляции и испытательное напряжение

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции		Значение испытательного напряжения	Примечание
	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, МОм		
1 Тиристорный преобразователь (ТП) цепи ротора главного генератора в системах возбуждения СТС, СТН: силовые токоведущие цепи преобразователей, связанные с тиристорами защитные цепи, вторичные обмотки выходных трансформаторов системы управления и т. д.; примыкающие к преобразователям отключенные разъединители (СТС), первичные обмотки трансформаторов собственных нужд (СТС). В системах с водяным охлаждением ТП вода при испытаниях отсутствует	2500	5	0,8 испытательного напряжения ТП при испытаниях изготовителем, но не менее 0,8 испытательного напряжения обмотки ротора при испытаниях изготовителем	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей ТП (первичных обмоток импульсных трансформаторов СУТ, блок-контактов силовых предохранителей, вторичных обмоток трансформаторов делителей тока и т. д.), примыкающих к ТП силовых элементов схемы (вторичных обмоток трансформаторов собственных нужд в СТС, другой стороны разъединителей в СТС ряда модификаций). Тиристоры (аноды, катоды, управляющие электроды) при испытаниях должны быть закорочены, а блоки системы управления тиристорами СУТ выдвинуты из
2 Силовые элементы систем СТС, СТН, ВЧ (источники питания, преобразователи и т. д.) со всей присоединенной аппаратурой вплоть до выключателей ввода возбуждения либо до разъединителей выхода преобразователей (схемы систем возбуждения без резервных возбудителей):				
–системы без водяного охлаждения преобразователей и с водяным охлаждением при незаполненной водой системе охлаждения;	1000	1,0	1,0 кВ	Относительно корпуса
–при заполненной водой (с удельным сопротивлением не менее 75 кОм см) системе охлаждения ТП	1000	1,0	1,0 кВ	Блоки системы управления тиристорами выдвинуты

Продолжение таблицы 4.78

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции		Значение испытательного напряжения	Примечание
	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, МОм		
3 Силовые цепи возбуждения генератора без обмотки ротора (после выключателя ввода возбуждения или разъединителей постоянного тока, см. пункт 2): устройство АГП, разрядник, силовой резистор, шинопроводы и т. д. Цепи, подключенные к измерительным кольцам в системе БСВ (обмотка ротора отключена)	1000	1,0	0,8 испытательного напряжения ротора при испытаниях изготовителем	Относительно земли
4. Тиристорный преобразователь в цепи возбуждения возбудителя системы БСВ: силовые токоведущие части, тиристоры и связанные с ними цепи (см. пункт 1). Тиристорный преобразователь в цепи возбуждения ВГ системы СТН	1000	5,0	0,8 испытательного напряжения ТП при испытаниях изготовителем, но не менее 0,8 испытательного напряжения обмотки возбуждения обращенного генератора или ВГ	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей ТП, не связанных с силовыми цепями (см. пункт 1). При испытаниях ТП отключен по входу и выходу от силовой схемы; тиристоры (аноды, катоды, управляющие электроды) должны быть закорочены, а блоки СУТ выдвинуты из разъемов
5 Выпрямительная установка в системе ВЧ возбуждения	1000	5,0	0,8 испытательного напряжения выпрямительной установки при испытаниях изготовителем, но не менее 0,8 испытательного напряжения обмотки ротора	Относительно корпуса. При испытаниях выпрямительная установка отключена от источника питания и обмотки ротора, шины питания и шины выхода (А, В, С, +, -) объединены
6. Вспомогательный синхронный генератор ВГ в системах СТН: – обмотки статора	2500	Согласно 4.4.3.2	0,8 испытательного напряжения обмотки статора ВГ при испытаниях изготовителем, но не ниже 0,8 испытательного напряжения изготовителя обмотки ротора главного генератора	Относительно корпуса и между обмотками (фазами)

Продолжение таблицы 4.78

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции		Значение испытательного напряжения	Примечание
	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, МОм		
– обмотки возбуждения	1000	Согласно 4.4.3.2	0,8 испытательного напряжения обмотки возбуждения ВГ при испытаниях изготовителем	Относительно корпуса
7 Индукторный генератор в системе ВЧ возбуждения:				
– рабочие обмотки (три фазы) и обмотка последовательного возбуждения	1000	5,0	0,8 испытательного напряжения обмоток при испытаниях изготовителем, но не ниже 0,8 испытательного напряжения обмотки ротора генератора	Относительно корпуса и соединенных с ним обмоток независимого возбуждения, между обмотками
– обмотки независимого возбуждения	1000	5,0	0,8 испытательного напряжения обмоток при испытаниях изготовителем	Относительно корпуса и между обмотками независимого возбуждения
8 Подвозбудитель в системе ВЧ возбуждения	1000	5,0	0,8 испытательного напряжения при испытаниях изготовителем	Каждая фаза относительно других, соединенных с корпусом
9 Обращенный генератор совместно с вращающимся преобразователем в системе БСВ:				
– обмотки якоря совместно с вращающимся преобразователем	1000	5,0	0,8 испытательного напряжения обмотки якоря при испытаниях изготовителем	Относительно корпуса. Возбудитель отсоединен от ротора генератора; вентили, *RC*-цепи или варисторы зашунтированы (соединены +, -, шпильки переменного тока); подняты щетки на измерительных контактных кольцах
– обмотки возбуждения обращенного генератора	500	5,0	0,8 испытательного напряжения обмотки возбуждения при испытаниях изготовителем, но не менее 1,2 кВ	Относительно корпуса. Обмотки возбуждения отсоединены от схемы

Продолжение таблицы 4.78

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции		Значение испытательного напряжения	Примечание
	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, МОм		
10 Обмотки выпрямительного трансформатора (ВТ) в системах СТС	2500	Согласно 4.4.6.2, а)	0,8 испытательного напряжения обмоток трансформатора при испытаниях изготовителем; вторичные обмотки для БСВ и ВГ − не менее 1,2 кВ	Относительно корпуса и между обмотками
11 Обмотки ВТ в системах возбуждения ВГ (СТН) и БСВ	2500 − первичная обмотка, 1000 − вторичная обмотка	Согласно 4.4.6.2, 2)	0,8 испытательного напряжения обмоток трансформатора при испытаниях изготовителем; вторичные обмотки для БСВ и ВГ − не менее 1,2 кВ	
12 Выпрямительные и последовательные трансформаторы СВ (СТС, СТН, БСВ). Изоляция актив- ной стали, ярем, стяжных шпилек	1000–2500	2,0	1	Доступных стяжных шпилек относительно ярем и активной стали, а также активной стали относительно ярем и корпуса
13 Обмотки последовательного трансформатора в системах СТС	2500	2,0	0,8 испытательного напряжения обмоток при испытаниях изготовителем	
14 Коллекторный возбудитель и подвозбудитель: – цепи возбуждения коллекторного возбудителя (без обмоток возбудителя и ротора) со всей присоединенной аппаратурой	1000−500	1,0	1,0	Относительно корпуса и бандажей
– обмотки возбудителя и подвозбудителя	1000	0,5	8,0 $U_{ном}$ возбудителя генератора, но в пределах 1,2 кВ < $U_и$ < 2,8 кВ	Относительно корпуса и бандажей
– бандажи якоря и коллектора возбудителя и подвозбудителя	1000	1,0	–	При заземленной обмотке якоря

Продолжение таблицы 4.78

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции		Значение испытательного напряжения	Примечание
	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, МОм		
15 Токопроводы, связывающие источники питания (ВГ в системе СТН, ВТ и ПТ в системе СТС, индукторный генератор в ВЧ системе) с тиристорными или диодными преобразователями, токопроводы постоянного тока:				
– без присоединенной аппаратуры	2500	10	0,8 испытательного напряжения токопроводов при испытаниях изготовителем	Относительно земли между фазами
– с присоединенной аппаратурой	2500	5	0,8 испытательного напряжения обмотки ротора при испытаниях изготовителем	Относительно земли между фазами
16. Цепи вторичной коммутации СВ, не связанные с силовыми токоведущими частями:				
а) вторичные цепи ТП (первичные обмотки выходных трансформаторов СУТ и связанные с ними цепи; вторичные обмотки индуктивных делителей тока и связанные с ними цепи; цепи контроля проводимости ветвей, перегорания предохранителей, температуры тиристоров и т. п.);	1000	5	В соответствии с технической документацией изготовителя	Испытания проводятся относительно земли и между разнопотенциальными гальванически развязанными цепями, в соответствии с технической документацией изготовителя

Окончание таблицы 4.78

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции		Значение испытательного напряжения	Примечание
	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, МОм		
б) электрические цепи каркасов (кассет) межблочных соединений и соединений с внешними цепями (внутренний электромонтаж шкафов);	500−1000	5	В соответствии с технической документацией изготовителя	
в) цепи ~380 В (от ТСН и от собственных нужд электростанции; цепи 220 (110) В постоянного тока; цепи трансформаторов тока и напряжения;	1000	5	1000 В	Согласно 4.4.26
г) блоки и панель с электронной и микропроцессорной аппаратурой	–	–	–	Проверяется отсутствие замыкания на корпус цепей внутреннего монтажа с помощью высокоомного омметра и наличия связи с корпусом защитных внутриблочных экранов только в одной точке

Нормы отклонений значений сопротивлений обмоток электрических машин и аппаратуры приведены в таблице 4.79

Таблица 4.79 — Нормы отклонений значений сопротивления постоянному току

Испытуемый элемент	Норма	Примечание
1 Обмотки возбуждения: – коллекторного возбудителя – вспомогательного генератора в СТН – индукторного генератора в системе ВЧ возбуждения – обращенного синхронного генератора в системе БСН	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться более чем на 2 % от данных при испытаниях изготовителем	–
2 Обмотки трансформаторов: – выпрямительных в системе СТС, СТН, БСВ – последовательных в отдельных системах СТС	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться более чем на 2 % от данных при испытаниях изготовителем	–
3 Рабочие обмотки индукторных генераторов	Значения сопротивлений параллельных ветвей не должны отличаться друг от друга более чем на 15 %	–
4 Обмотка якоря возбудителя (между коллекторными пластинами), обмотки фаз вращающихся подвозбудителей	Значения измеренных сопротивлений не должны отличаться друг от друга более чем на 10 %	Если схемой соединений не обусловлено большее значение
5 Резисторы УГП, УЗП, УНВ, регулировочные реостаты возбуждения	Значения измеренных сопротивлений не должны отличаться от данных при испытаниях изготовителем более чем на 10 %	

4.4.32.5 Проверка трансформаторов систем возбуждения

Проверяются выпрямительные и последовательные трансформаторы, трансформаторы собственных нужд и начального возбуждения, измерительные трансформаторы напряжения и тока.

Проверка проводится в соответствии с объемом и нормами, изложенными в 4.4.6–4.4.8.

Кроме того, для последовательных трансформаторов определяется зависимость между напряжениями на разомкнутых вторичных обмотках и током статора генератора $U_{2\text{п.т.}} = f(I_{\text{ст}})$.

Зависимость $U_{2\text{п.т.}} = f(I_{\text{ст}})$ определяется при снятии характеристик трехфазного короткого замыкания блока (генератора) до $I_{\text{ст.ном.}}$ Характеристики отдельных фаз (при однофазных последовательных трансформаторах) не должны различаться между собой более чем на 5 %.

4.4.32.6 Измерение воздушного зазора и определение характеристик коллекторного возбудителя

Измерения воздушного зазора между полюсами и якорем возбудителя в диаметрально противоположных точках проводятся под всеми полюсами и не должны отличаться друг от друга более чем на ±5 % от среднего значения у возбудителей турбогенераторов мощностью 300 МВт и на ±10 % − у возбудителей всех остальных генераторов, если ТНПА не предусмотрены другие нормы.

Определение характеристик коллекторного возбудителя:

– характеристика холостого хода определяется до наибольшего (потолочного) значения, установленного изготовителем (испытания витковой изоляции в течение 5 мин);

– снятие нагрузочной характеристики проводится при нагрузке возбудителя на ротор генератора до величины не менее номинального тока возбуждения генератора.

Отклонение от данных испытаний изготовителем не нормируется. При испытаниях холостого хода и под нагрузкой определяются пределы регулирования напряжения возбудителя в соответствии с данными заводских испытаний и проектными расчетами.

При работе возбудителя под нагрузкой проверяется степень искрения щеток, установленных на коллекторе возбудителя (при номинальном режиме степень искрения должна быть не выше 1,5, если другие данные не оговорены в технической документации изготовителя).

4.4.32.7 Определение характеристик индукторного генератора в системах ВЧ

Характеристики индукторного генератора определяются совместно с выпрямительной установкой (далее − ВУ) возбуждения при отключенной обмотке последовательного возбуждения.

Характеристика холостого хода индукторного генератора совмест но с выпрямительной установкой ($U_{\text{ст}}$, $U_{\text{в.у.}} = f(I_{\text{н.в.}})$, где $I_{\text{н.в.}}$ – ток в обмотке независимого возбуждения), определяемая до значения $U_{\text{в.у.}}$, соответствующего удвоенному номинальному значению напряжения ротора, не должна отличаться от

полученной при испытаниях изготовителем более чем на 5 %. Разброс напряжений между последовательно соединенными вентилями ВУ не должен превышать 10 % среднего значения.

Характеристика короткого замыкания индукторного генератора совместно с ВУ также не должна отличаться более чем на 5 % от полученной при испытаниях изготовителем. При выпрямленном токе, соответствующем номинальному току ротора, разброс токов по параллельным ветвям в плечах ВУ не должен превышать 20 % среднего значения.

Определяется также нагрузочная характеристика при работе на ротор $I_{\text{р}}$xx[$I_{\text{р}}$= $f(I_{\text{в.в.}}]$, соответствующего $U_{\text{ст.ген}} = U_{\text{ст.ном}}$.

4.4.32.8 Определение внешней характеристики вращающегося подвозбудителя в системах ВЧ−возбуждения

При изменении нагрузки на подвозбудитель (нагрузкой является автоматический регулятор возбуждения) изменение напряжения подвозбудителя не должно превышать величину, указанную в технической документации изготовителя. Разность напряжений по фазам не должна превышать 10 %.

4.4.32.9 Проверка элементов обращенного синхронного генератора, вращающегося преобразователя в системе БСВ

Измеряются сопротивления постоянному току переходных контактных соединений вращающегося выпрямителя: сопротивление токопровода, состоящего из выводов обмоток и проходных шпилек, соединяющих обмотку якоря с предохранителями (при их наличии); соединения вентилей с предохранителями; сопротивление самих предохранителей вращающегося преобразователя. Результаты измерений сравниваются с нормами, полученными при испытаниях изготовителем.

Проверяются усилия затяжки вентилей, предохранителей, *RC*-цепей, варисторов и т. д. в соответствии с нормами, полученными при испытаниях изготовителем.

Измеряются обратные токи вентилей вращающегося преобразователя в полной схеме с *RC*-цепями (либо варисторами) при напряжении, равном повторяющемуся для данного класса. Токи не должны превышать допустимые значения, указанные в технической документации изготовителя на системы возбуждения.

4.4.32.10 Определение характеристик обращенного генератора и вращающегося выпрямителя

Характеристики обращенного генератора и вращающегося выпрямителя определяются в режимах трехфазного короткого замыкания генератора (блока), а также проверяется точность измерения тока ротора.

Измеряются ток статора $I_{\text{ст}}$, ток возбуждения возбудителя $I_{\text{в.в}}$, напряжение ротора $U_{\text{р}}$, определяется соответствие полученным при испытаниях изготовителем характеристик возбудителя $U_{\text{р}} = f(I_{\text{вв}})$. По измеренным токам статора и характеристике короткого замыкания генератора $I_{\text{р}} = f(I_{\text{р}})$ полученной при испытаниях изготовителем, определяется правильность настройки датчиков тока ротора. Отклонение измеренного с помощью датчика типа ДТР-II тока ротора (тока выхода БСВ) не должно превышать 10 % расчетного значения тока ротора.

4.4.32.11 Проверка тиристорных преобразователей систем СТС, СТН, БСВ

Измерение сопротивления и испытание повышенным напряжением изоляции проводятся в соответствии с таблицей 4.78.

Проводятся гидравлические испытания повышенным давлением воды ТП с водяной системой охлаждения. Величина давления и время его воздействия должны соответствовать нормам изготовителей на каждый тип преобразователя. Выполняется повторная проверка изоляции ТП после заполнения дистиллятом в соответствии с таблицей 4.78. При приемо-сдаточных испытаниях проверяется соответствие комплектности тиристоров нумерации протокола изготовителя с указанием для каждого тиристора, в том числе из ЗИП, прямого импульсного падения напряжения *U*, В (разница *U* для тиристоров одного плеча не должна превышать 0,05 В или указаний ТУ на СВ). Выполняется проверка усилий зажатия тиристоров с помощью специальных приспособлений и ключа-динамометра в соответствии с технической документацией изготовителя.

Проверяется отсутствие пробитых тиристоров, поврежденных *RC*-цепей. Проверка выполняется с помощью омметра. Проверка тиристоров при напряжении, равном повторяющемуся для данного класса (измерение обратных и прямых токов утечки), должна проводиться, если иное не оговорено в документации изготовителя на СВ, только в отдельных случаях (нарушение инструкции хранения тиристоров; проверка поврежденных тиристоров при групповом пробое; участившиеся случаи перегорания предохранителей в цепи тиристоров; нарушение норм распределения токов или обратных напряжений между тиристорами ТП и т. п.).

Проверяется целостность параллельных ветвей плавкой вставки каждого силового предохранителя путем измерения сопротивления постоянному току.

Проверяются состояние изоляции системы управления тиристоров (далее − СУТ), состояние электролитических конденсаторов в СУТ специальным прибором без выпаивания их из схемы, диапазон регулирования выпрямленного напряжения при воздействии на систему управления тиристоров. Определяются параметры импульсов управления, отсутствие ложных импульсов на управляющих электродах тиристоров.

Проверяется ТП при работе генератора в номинальном режиме с номинальным током ротора. Проверка выполняется в следующем объеме:

– распределение токов между параллельными ветвями плеч преобразователей; отклонение значений токов в ветвях от среднеарифметического значения тока ветви должно быть не более 10 %;

– распределение обратных напряжений между последовательно включенными тиристорами с учетом коммутационных перенапряжений; отклонение мгновенного значения обратного напряжения от среднего на тиристоре ветви не должно быть более ±20 %;

– распределение тока между параллельно включенными преобразователями; токи не должны отличаться более чем на ±10 % от среднего расчетного значения тока через преобразователь;

– распределение тока в ветвях одноименных плеч параллельно включенных ТП; отклонение от среднего расчетного значения тока ветви одноименных плеч не должно быть более ±20 %.

4.4.32.12 Проверка выпрямительной диодной установки в системе ВЧ-возбуждения

Проверка проводится при работе генератора в номинальном режиме с номинальным током ротора. Определяются:

– распределение тока между параллельными ветвями плеч; отклонение от среднего не должно превышать ±20 %;

– распределение обратных напряжений по последовательно включенным вентилям; отклонение от среднего не должно превышать 20 %.

4.4.32.13 Проверка коммутационной аппаратуры, силовых резисторов, аппаратуры питания СУВ и схемы начального возбуждения

а) Силовые сопротивления самосинхронизации (защиты ротора от перенапряжений), устройства гашения поля, цепи начального возбуждения, регулировочные сопротивления (ЭМК).

При приемо-сдаточных испытаниях проводятся проверка с механической ревизией, продувка и чистка опорных изоляторов, измерение полного сопротивления и отдельных секций постоянному току, проверка состояния изоляции в соответствии с таблицами 4.78 и 4.79.

б) Силовые выключатели и разъединители в цепи «вход–выход» СВ, в цепи рабочего и резервного возбудителей; АГП и выключатели (контакторы) УГП ТГ и ВГ; выключатели (контакторы) в цепи сопротивления, шунтирующего обмотку ротора (УЗП); контакторы цепи начального возбуждения и другие контакторы СВ.

При приемо-сдаточных испытаниях проводится проверка и регулировка механической части в полном объеме, соответствующем инструкциям изготовителя (регулировка зазоров, люфтов, усилий пружин и т. п.); проверка переходных сопротивлений главных контактов; многократное включение при $0{,}9U_{\text{ном}}$ и отключение (не менее пяти раз) при $0{,}8U_{\text{ном}}$ оперативного тока; для АГП выполняется проверка сопротивлений шунтирующих промежутков в дугогасительной камере, отсутствие короткозамкнутых промежутков, проверка правильности направления магнитного дутья.

в) Релейно-контакторная аппаратура в цепях защиты, управления и сигнализации СВ, цепи тока и напряжения, автоматы цепей оперативного тока: при приемо-сдаточных испытаниях проводится поэлементная проверка в соответствии с действующими ТНПА и технической документацией (типовыми инструкциями) на СВ.

4.4.32.14 Проверка разрядников и пробивных предохранителей в устройствах защиты от перенапряжений цепей СВ и ротора

В установках СВ (СТС, БСВ) с напряжением сетевой обмотки трансформатора ПТ выше 1000 В на стороне вентильной обмотки сети с изолированной нейтралью, от которой питается тиристорный преобразователь, устанавливаются пробивные предохранители, по- этому при приемо-сдаточных испытаниях проводятся:

а) проверка исправности предохранителя: целостности фарфора, резьбовых соединений и крепления, качества заземления (связь с контуром), чистоты разрядной поверхности электродов, целостности и толщины слюдяной прокладки в соответствии с классом напряжения защищаемой сети, совпадения отверстий в слюдяных дисках (если их два и более). У собранного предохранителя измеряется сопротивление изоляции разрядного промежутка мегаомметром 500 В (250 В), $R_{\text{из}}$ должно быть не менее 5 МОм.

б) определение пробивного напряжения $U_{\text{пробоя}}$ в соответствии с классом напряжения защищаемой сети и технической документацией изготовителя, при этом $U_{\text{пробоя}}$ должно быть не менее 70 % испытательного напряжения обмотки ротора, полученного при испытаниях изготовителем. Для пробивных предохранителей со слюдяными дисками и воздушнымпромежутком, если напряжение пробоя соответствует расчетному, то после снижения до нуля его повышают до 0,75 $U_{\text{пробоя}}$. Если при этом не наступает пробой, то измеренное сопротивление $R_{\text{из}}$ должно быть больше $0{,}7R_{\text{из}}$ до пробоя.

При приемо-сдаточных испытаниях проводится также проверка разрядника многократного или однократного действия, установленного для защиты ротора в УЗП, которая осуществляется в соответствии с технической документацией на СВ изготовителя, при этом его пробивное напряжение не должно превышать 70 % испытательного напряжения обмотки ротора при испытаниях изготовителем.

4.4.32.15 Тепловой контроль элементов систем возбуждения

Измерения выполняются после включения систем возбуждения под нагрузку.

Измеряется температура силовых тиристоров, диодов, предохранителей, шин и других элементов преобразователей и шкафов, в которых они расположены.

Температуры элементов не должны превышать допустимые технической документацией изготовителя.

При проверке рекомендуется применение тепловизоров. Допускается применение пирометров.

В объем проверок при приемо-сдаточных испытаниях входят:

а) проверка режима начального возбуждения. Процесс осциллографируется;

б) проверка пределов регулирования напряжения и плавности регулирования во всем диапазоне. При этом должны обеспечиваться диапазон и плавность регулирования возбуждения:

– для СК − от максимально допустимого отрицательного тока возбуждения (реверсивные СВ) или от нуля (нереверсивные СВ) до 1,1 номинального значения положительного тока возбуждения (при работе в сети);

– для ТГ и ГГ, работающих на ХХ, − от 0,8$U_{\text{ном}}$ до 1,1$U_{\text{ном}}$ статора СГ при воздействии на уставку АРВ, от 0,2$U_{\text{ном}}$ до 1,1$U_{\text{ном}}$ статора СГ при воздействии на контрольный выход АРВ или устройство ручного управления, если не указаны другие требования в ТУ на данный тип СВ.

Для СВ типа СТС проверка пределов регулирования в диапозоне 0,2-1,1$U_{\text{ном}}$ осуществляется обеспечением ТП питанием от собственных нужд электростанции:

а) проверка устойчивости (для регуляторов сильного действия и областей устойчивости) работы системы регулирования возбуждения при работе с основным и резервным регулятором (каналом);

б) проверка переходов с основного регулятора (канала) на резервный и обратно. Процесс осциллографируется;

в) проверка переходов в режим фиксированной рабочей точки (если в схеме предусмотрено РТХХ) отключением и включением АРВ при выведенном из работы резервном регуляторе. Процесс осциллографируется;

г) проверка режимов гашения поля при работе с основным и резервным регуляторами (инвертирование, АГП) с осциллографированием процессов гашения; при испытаниях генератора (ХХХ, ХКЗ, за щиты) – проверка режимов гашения поля при $I_{\text{ст.ном}}$ в режиме КЗ и при $U_{\text{ст.ном}}$ в режиме ХХ;

д) проверка правильности работы СВ при переводах возбуждения турбогенератора на резервный возбудитель и обратно, процесс осциллографируется. Переводы не рекомендуется проводить, если рабочий и резервный возбудители представляют собой полупроводниковые преобразователи с поданным на них питанием от двух несинхронных источников напряжений (СТС и СТС-Р).

4.4.32.16 Проверка СВ при комплексных испытаниях совместно с СГ (СК), работающим в сети

В объем проверок при приемо-сдаточных испытаниях входят:

а) проверка регулирования напряжения в схеме точной ручной и автоматической синхронизации при включении генератора в сеть;

б) проверка плавности и пределов регулирования возбуждения при наборе и разгрузке генератора по реактивной мощности во всем диапазоне, предусмотренном изготовителем диаграммой мощности генератора, если нет других ограничений по условиям энергосистемы; в) проверка характеристик всех датчиков и преобразователей, входящих в состав СВ, при изменении нагрузки генератора от минимального до номинального режима;

г) проверка соответствия требуемым нормам токораспределения между параллельно работающими ветвями при номинальном токе ротора;

д) проверка работы СВ при имитации неисправностей отдельных элементов (если в схеме предусматривается внутреннее резервирование этих элементов) и автоматического вступления ограничителей по току ротора, реактивной мощности СГ (СК);

е) проверка устойчивости работы системы регулирования возбуждения при различных ступенях активной нагрузки при 0,2; 0,6; 0,8; 1,0$\text{P}_{\text{ном}}$;

ж) проверка устройств ограничения перегрузки по току ротора (далее − УОП) и ограничения минимального возбуждения, их статических и динамических характеристик во всем диапазоне;

з) определение контрольной регулировочной характеристики СВ при близкой к $\text{P}_{\text{ном}}$ активной мощности и изменении реактивной от Q_{min} до +Q_{max}, проверка соответствия требуемому значению коэффициентов усиления;

и) проверка отсутствия толчков при переходах с основного регулятора возбуждения (АРВ) на резервный (РРВ) или ручное регулирование и обратно (с основного канала на резервный и обратно), с рабочего на резервный возбудитель и обратно, проверка правильности действия при этом автоматики, блокировок, сигнализации. Процесс перехода осциллографируется;

к) проверка при нулевом выходе работающего АРВ правильности настройки «фиксированной рабочей точки при работе в сети» (если предусмотрено в схеме);

л) проверка статизма регулирования напряжения на шинах высокого напряжения электростанции и согласование характеристик параллельно работающих генераторов;

м) проверка работы СВ в течение 48 ч при близких к номинальным нагрузках;

н) выполнение для головного образца СВ обязательно, а для серийных по требованию заказчика − опыт искусственной форсировки при $P_г=P_{гном}$ и проверка динамических характеристик СВ, предельного уровня $U_{вфорс}$, $I_{вфорс}$, правильности работы УОП (для головного образца СВ обязятельно, а для серийных – по требованию заказчика).

4.4.33 Резисторы заземления нейтрали

4.4.33.1 Измерение изоляции резистора

Значение сопротивления изоляции резистора $R_{из}$, измеренное при помощи мегаомметра на напряжение 2500 В, должно быть не менее 2 МОм.

4.4.33.2 Испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц

Испытание проводится напряжением 24 кВ для сети 10 кВ и напряжением 18 кВ для сети 6 кВ. Длительность испытания – 1 мин.

4.4.33.3 Определение сопротивления постоянному току

Сопротивление резистора не должно отличаться более чем на ±10 % от полученного при испытаниях изготовителем.

Класс точности применяемых приборов − 0,5.

5 Токопроводы и воздушные линии электропередачи

5.1 Токопроводы напряжением до 35 кВ

5.1.1 Область применения

5.1.1.1 Подраздел 5.1 распространяется на токопроводы переменного и постоянного тока напряжением до 35 кВ. Дополнительные требования к токопроводам, устанавливаемым во взрывоопасных и пожароопасных зонах, приведены в [7] (главы 7.3 и 7.4). Требования настоящего раздела не распространяются на специальные токопроводы для электролизных установок, короткой сети электротермических установок, а также на токопроводы, устройство которых определяется специальными правилами или нормами.

5.1.1.2 В зависимости от вида проводников токопроводы подразделяются на гибкие (при использовании проводов) и жесткие (при использовании жестких шин).

Жесткий токопровод до 1 кВ заводского изготовления, поставляемый комплектными секциями, называется шинопроводом.

5.1.1.3 Жесткие токопроводы до 1 кВ по назначению подразделяются на:

– магистральные, предназначенные в основном для присоединения к ним распределительных шинопроводов и силовых распределительных пунктов, щитов и отдельных мощных электроприемников;

– распределительные, предназначенные в основном для присоединения к ним электроприемников;

– троллейные, предназначенные для питания передвижных электроприемников;

– осветительные, предназначенные для питания светильников и электроприемников небольшой мощности.

5.1.2 Общие требования

5.1.2.1 В сетях 6–35 кВ промышленных предприятий для передачи в одном направлении мощности более 15–20 МВ·А при напряжении 6 кВ, более 25–35 МВ·А при напряжении 10 кВ и более 35 МВ·А при напряжении 35 кВ следует применять, как правило, гибкие или жесткие токопроводы преимущественно перед линиями, выполненными из большого числа параллельно прокладываемых кабелей.

Открытую прокладку токопроводов следует применять во всех случаях, если она возможна по условиям генерального плана объекта электроснабжения и окружающей среды.

При напряжении до 1 кВ независимо от мощности для помещений, в которых возможна замена или перемещение оборудования (производственные помещения, выставочные и торговые помещения и т.п.), следует предусматривать, как правило, комбинированные шинопроводы или шинопроводы для светильников.

5.1.2.2 В местах, где в воздухе содержатся химически активные вещества, воздействующие разрушающе на токоведущие части, поддерживающие конструкции и изоляторы, токопроводы должны иметь соответствующее исполнение или должны быть приняты другие меры их защиты от указанных воздействий.

5.1.2.3 Расчет и выбор проводников, изоляторов, арматуры, конструкций и аппаратов токопроводов следует проводить в соответствии как по нормальным условиям работы (соответствие рабочему напряжению и току), так и по условиям работы при коротких замыканиях согласно [8] (раздел 6).

5.1.2.4 Токоведущие части должны иметь обозначение и расцветку в соответствии с требованиями [8] (раздел 4.6.3)

5.1.2.5 Токоведущие части гибких токопроводов выполняют, как правило, из алюминиевых, сталеалюминиевых или медных проводов; жестких – из шин (труб, профилей) из меди, алюминия и их сплавов. Главные троллеи (шинопроводы троллейные) выполняют из стали.

Изоляция жестких токопроводов может быть воздушной или литой.

Для токопроводов следует применять изоляторы из негорючих материалов.

5.1.2.6 В начале и в конце токопровода, а также в промежуточных точках следует предусматривать стационарные заземляющие ножи или устройства для присоединения переносных заземлений. Число промежуточных точек заземлений должно выбираться таким, чтобы наведенное от соседних токопроводов при КЗ напряжение между двумя соседними точками установки заземлений не превышало 250 В (см. [8] (пункт 13.2.10)).

5.1.2.7 Механические нагрузки на токопроводы, а также расчетные температуры окружающей среды следует определять в соответствии с требованиями [8] (пункты13.3.5–13.3.7).

5.1.2.8 Компоновка и конструктивное выполнение токопроводов должны предусматривать возможность удобного и безопасного проведения монтажных и ремонтных работ.

5.1.2.9 Токопроводы выше 1 кВ на открытом воздухе должны быть защищены от грозовых перенапряжений в соответствии с требованиями [9] (пункты 13.7.4, 13.8.5). В токопроводах переменного тока с симметричной нагрузкой при токе 1 кА и более рекомендуется, а при токе 1,6 кА и более следует предусматривать меры по снижению потерь электроэнергии в шинодержателях, арматуре и конструкциях от воздействия магнитного поля.

При токах 2,5 кА и более должны быть, кроме того, предусмотрены меры по снижению и выравниванию индуктивного сопротивления (например, расположение полос в пакетах по сторонам квадрата, применение спаренных фаз, профильных шин, круглых и квадратных полых труб, транспозиции). Для протяженных гибких токопроводов рекомендуется также применение внутрифазных транспозиций, количество которых должно определяться расчетным путем в зависимости от длины токопровода.

При несимметричных нагрузках значение тока, при котором необходимо предусматривать меры по снижению потерь электроэнергии от воздействия магнитного поля, должно в каждом отдельном случае определяться расчетом.

5.1.2.10 В случаях если изменение температуры, вибрация трансформаторов, неравномерная осадка здания и т. п. могут повлечь за собой опасные механические напряжения в проводниках, изоляторах или других элементах токопроводов, следует предусматривать меры к устранению этих напряжений (компенсаторы или подобные им приспособления). На жестких токопроводах компенсаторы должны устанавливаться также в местах пересечений с температурными и осадочными швами зданий и сооружений.

5.1.2.11 Неразъемные соединения токопроводов рекомендуется выполнять при помощи сварки. Для соединения ответвлений с гибкими токопроводами допускается применение прессуемых зажимов.

Соединения проводников из разных материалов должны выполняться так, чтобы была предотвращена коррозия контактных поверхностей.

5.1.2.12 Выбор сечения токопроводов выше 1 кВ по длительно допустимому току в нормальном и послеаварийном режимах следует проводить с учетом ожидаемого роста нагрузок, но не более чем на 25 % – 30 % выше расчетных.

5.1.2.13 Для токопроводов, выполняемых с применением неизолированных проводов, длительно допустимые токи следует определять по требованиям [7] (глава 1.3) с применением коэффициента 0,8 при отсутствии внутрифазной транспозиции проводов, 0,98 – при наличии внутрифазной транспозиции проводов.

5.1.2.14 Токопроводы должны быть устойчивыми к термическому и электродинамическому действию токов короткого замыкания и отвечать требованиям [8] (раздел 6); температура нагрева их токоведущих частей должна соответствовать требованиям [8] (раздел 5).

5.1.2.15 Токопроводы должны быть устойчивыми к сейсмическим воздействиям. Расположенные на открытом воздухе токопроводы должны быть устойчивыми к климатическим воздействиям (ветер, гололед, одновременное действие ветра и гололедицы, высокие и низкие температуры) согласно [9] (пункт 8.2.3).

5.1.2.16 По требованию заказчика по всей длине токопровода или в труднодоступных местах может быть устроена оптоволоконная система контроля температуры.

5.1.2.17 Токопроводы не должны создавать магнитных полей, индукция которых превышает предельно допустимые уровни, нормированные [57].

5.1.3 Токопроводы напряжением до 1 кВ

5.1.3.1 Предусмотренные для использования комбинированные шинопроводы или шинопроводы для светильников должны быть комплектными и соответствовать требованиям ГОСТ IEC 60570-2-1 и ГОСТ IEC 61534-21.

5.1.3.2 В производственных помещениях токопроводы исполнения IP00 следует располагать на высоте не менее 3,5 м от уровня пола или площадки обслуживания, а токопроводы исполнения до IP31 − не менее 2,5 м.

Высота установки токопроводов исполнения IP20 и выше с изолированными шинами, а также токопроводов исполнения IP40 и выше не нормируется. Не нормируется также высота установки токопроводов любого исполнения при напряжении сети 42 В и ниже переменного тока и 110 В и ниже постоянного тока.

В помещениях, посещаемых только квалифицированным обслуживающим персоналом (например, в технических этажах зданий и т. п.), высота установки токопроводов исполнения IP20 и выше не нормируется.

В электропомещениях промышленных предприятий высота установки токопроводов исполнения IP00 и выше не нормируется. Места, где возможны случайные прикосновения к токопроводам исполнения IP00, должны быть ограждены.

5.1.3.3 Токопроводы должны иметь дополнительную защиту в местах, где возможны механические повреждения.

Токопроводы и ограждения, размещаемые над проходами, должны быть установлены на высоте не менее 1,9 м от пола или площадки обслуживания.

Сетчатые ограждения токопроводов должны иметь сетку с ячейками не более 25 × 25 мм.

5.1.3.4 Конструкции, на которые устанавливают токопроводы, должны быть выполнены из несгораемых материалов и иметь предел огнестойкости не менее 0,25 ч.

Узлы прохода токопроводов через перекрытия, перегородки и стены должны исключать возможность распространения пламени и дыма из одного помещения в другое.

Отверстия, остающиеся после прохождения токопроводов через элементы строительных конструкций, должны быть уплотнены материалом со степенью огнестойкости соответствующего элемента строительной конструкции.

Уплотнения токопроводов в строительных конструкциях должны быть устойчивы к продуктам сгорания так же, как элементы строительных конструкций, через которые они проходят.

Материалы уплотнения должны совмещаться с материалом токопровода, с которым они контактируют, позволять тепловое перемещение без ухудшения изолирующих качеств и иметь необходимую механическую прочность.

5.1.3.5 Расстояние от токоведущих частей токопроводов без оболочек (исполнение IP00) до трубопроводов должно быть не менее 1 м, а до технологического оборудования – не менее 1,5 м.

Расстояние от шинопроводов, имеющих оболочки (исполнение IP21; IP31; IP51; IP65), до трубопроводов и технологического оборудования не нормируется.

5.1.3.6 Расстояние в свету между проводниками разных фаз или полюсов токопроводов без оболочек (IP00) и от них до стен зданий и заземленных конструкций должно быть не менее 50 мм, а до сгораемых элементов зданий – не менее 200 мм.

5.1.3.7Места ответвлений от токопроводов должны быть доступны для обслуживания.

5.1.3.8 Коммутационная и защитная аппаратура для ответвлений от токопроводов должна устанавливаться непосредственно на токопроводах или вблизи пункта ответвления в соответствии с требованиями [8] (пункт 12.3). Эта аппаратура должна быть расположена и ограждена так, чтобы исключалась возможность случайного прикосновения к частям, находящимся под напряжением. Для оперативного управления с уровня пола или площадки обслуживания аппаратами, установленными на недоступной высоте, должны быть предусмотрены соответствующие устройства (тяги, тросы). Аппараты должны иметь различимые с пола или площадки обслуживания признаки, указывающие положение аппарата (включено, отключено).

5.1.3.9 Для токопроводов следует применять изоляторы из несгораемых материалов (фарфор, стеатит и т. п.).

5.1.3.10 По всей трассе токопроводов без защитных оболочек (IP00) через каждые 10–15 м, а также в местах, посещаемых людьми (посадочные площадки для крановщиков и т. п.), должны быть установлены предупреждающие плакаты по технике безопасности.

5.1.3.11 Должны быть предусмотрены меры (например, изоляционные распорки) для предотвращения недопустимого сближения проводников фаз между собой и с оболочкой токопровода при прохождении токов КЗ.

5.1.3.12 На токопроводы в крановых пролетах распространяются следующие дополнительные требования.

1) Неогражденные токопроводы без защитных оболочек (IP00), прокладываемые по фермам, следует размещать на высоте не менее 2,5 м от уровня настила моста и тележки крана; при прокладке токопроводов ниже 2,5 м, но не ниже уровня нижнего пояса фермы перекрытия должны быть предусмотрены ограждения от случайного прикосновения к ним с настила моста и тележки крана на всем протяжении токопроводов. Допускается устройство ограждения в виде навеса на самом кране под токопроводом.

2) Участки токопроводов без защитных оболочек (IP00) над ремонтными загонами для кранов должны иметь ограждения, предотвращающие прикосновение к токоведущим частям с настила тележки крана. Ограждение не требуется, если токопровод расположен над этим настилом на уровне не менее 2,5 м или если в этих местах применяются изолированные проводники; в последнем случае наименьшее расстояние до них определяют, исходя из ремонтных условий. При работе двух и более кранов на общих рельсовых путях следует руководствоваться требованиями [7] (пункт 5.4.16).

3) Прокладка токопроводов под краном без применения специальных мер защиты от механических повреждений допускается в мертвой зоне крана. Предусматривать специальные меры защиты от механических повреждений не требуется для шинопроводов в оболочке любого исполнения на ток до 630 А, расположенных вблизи технологического оборудования вне мертвой зоны крана.

5.1.4 Токопроводы напряжением выше 1 кВ

5.1.4.1 В производственных помещениях допускается применение токопроводов исполнения IP41 и выше. Токопроводы должны быть расположены от уровня пола или площадки обслуживания на высоте не менее 2,5 м.

В помещениях, где может находиться только производственный (электротехнический) персонал, высота установки токопроводов исполнения IP41 и выше не нормируется. В электропомещениях допускается применять токопроводы любого исполнения. Высота установки от уровня пола или от площадки обслуживания для токопроводов исполнения ниже IP41 должна быть не менее 2,5 м; для исполнения IP41 и выше – не нормируется.

5.1.4.2 Для передачи мощности в одном направлении в сетях 6–35 кВ промышленных предприятий следует, как правило, применять гибкие или жесткие токопроводы вместо линий, выполненных из большого числа параллельно прокладываемых кабелей. Токопровод предпочтителен при передаче мощности:

– более 15–20 МВ·А – при напряжении 6 кВ;

– более 25–35 МВ·А – при напряжении 10 кВ;

– 35 МВ·А – при напряжении 35 кВ.

5.1.4.3 При размещении токопроводов в туннелях и галереях должны быть выполнены требования [8] (пункт 13.5.4), а также следующие требования:

1) Ширина коридоров обслуживания токопроводов, не имеющих оболочки (IP00), должна быть не менее: 1 м – при одностороннем расположении и 1,2 м – при двустороннем расположении. При длине токопровода более 150 м ширина коридора обслуживания как при одностороннем, так и при двустороннем обслуживании оборудования должна быть увеличена по сравнению с приведенной не менее чем на 0,2 м.

2) Высота ограждения токопроводов, не имеющих оболочки, от уровня пола должна быть не менее 1,7 м.

3) В начале и в конце токопровода, а также в промежуточных точках следует предусматривать стационарные заземляющие ножи или устройства для присоединения переносных заземлений. Число мест установки переносных заземлений должно быть таким, чтобы наведенное от соседних токопроводов при КЗ напряжение между двумя соседними точками установки заземлений не превышало 250 В.

5.1.4.4 Туннели и галереи, где размещены токопроводы, должны быть оборудованы электрическим освещением. Освещение туннелей и галерей должно питаться от двух источников с чередованием присоединений ламп к обоим источникам.

Там, где прокладываются токопроводы без оболочек (IP00), осветительная арматура должна быть установлена так, чтобы было обеспечено безопасное ее обслуживание. В этом случае осветительная электропроводка в туннелях и галереях должна быть экранирована (кабели с металлической оболочкой, электропроводки в стальных трубах и др.).

5.1.4.5 При выполнении туннелей и галерей для токопроводов должны быть соблюдены следующие требования:

1) Сооружения должны выполняться из несгораемых материалов. Несущие строительные конструкции из железобетона должны иметь предел огнестойкости не менее REI45, а из стального проката – не менее REI15.

2) Вентиляция должна быть выполнена такой, чтобы разность температур входящего и выходящего воздуха при номинальной нагрузке не превышала 15 °С. Вентиляционные отверстия должны быть закрыты жалюзи или сетками и защищены козырьками.

3) Внутреннее пространство туннелей и галерей не должно пересекаться какими-либо трубопроводами.

4) Туннели и галереи токопроводов должны быть оборудованы устройствами связи. Аппаратура средств связи и места ее установки должны определяться при конкретном проектировании.

5.1.4.6 На открытом воздухе могут применяться токопроводы всех исполнений (см. 5.1.2.1 и 5.1.2.9), защита от грозовых перенапряжений выполняется в соответствии с [9] (пункты 13.7, 13.8) и [58].

5.1.5 Гибкие токопроводы напряжением выше 1 кВ

5.1.5.1 Гибкие токопроводы на открытом воздухе должны прокладываться на самостоятельных опорах. Совмещенная прокладка токопроводов и технологических трубопроводов на общих опорах не допускается.

5.1.5.2 Расстояние между проводами расщепленной фазы рекомендуется принимать равным не менее чем шести диаметрам применяемых проводов.

5.1.5.3 Расстояние между токоведущими частями и от них до заземленных конструкций, зданий и других сооружений, а также до полотна автомобильной или железной дороги должно приниматься согласно требованиям [8] (подраздел 8.2).

5.1.5.4 Сближение токопроводов со зданиями и сооружениями, содержащими взрывоопасные помещения, а также со взрывоопасными наружными установками должно выполняться в соответствии с требованиями [7] (глава 7.3).

5.1.5.5 Проверку расстояний от токопроводов до пересекаемых сооружений следует производить с учетом дополнительных весовых нагрузок на провода от междуфазных и внутрифазных распорок и возможной максимальной температуры провода в послеаварийном режиме. Максимальная температура при работе токопровода в послеаварийном режиме принимается равной плюс 70 °С.

5.1.5.6 Располагать фазы цепи протяженного токопровода рекомендуется по вершинам равностороннего треугольника.

5.1.5.7 Конструкция протяженного токопровода должна предусматривать возможность применения переносных заземлений, позволяющих безопасно выполнять работы на отключенной цепи.

Число мест установки переносных заземлений выбирается по 5.1.2.6.

5.1.5.8 При расчете проводов гибких токопроводов необходимо руководствоваться следующим:

1) тяжение и напряжение в проводах при различных сочетаниях внешних нагрузок должны приниматься в зависимости от допустимого нормативного тяжения на фазу, обусловленного прочностью применяемых опор и узлов, воспринимающих усилия.

Нормативное тяжение на фазу следует принимать, как правило, не более 9,8 кН (10 тс);

2) должны учитываться дополнительные весовые нагрузки на провода от междуфазных и внутрифазных распорок;

3) давление ветра на провода должно определяться по методике, изложенной в 8.2.3.15.

5.1.6 Жесткие токопроводы (шинопроводы)

5.1.6.1 Жесткие токопроводы должны быть, как правило, комплектными шинопроводами заводского изготовления.

При напряжении свыше 1 кВ применяют токопроводы с литой изоляцией (пофазно изолированные, в общей изоляции) или воздушной изоляцией (пофазно экранированные, в общей оболочке).

5.1.6.2 Изоляцию жестких токопроводов внутренней установки выполняют, как правило, из эпоксидных смол. Электрическая прочность изоляции должна соответствовать напряжению, при котором используются токопровод. При установке жесткого токопровода с литой изоляцией на значительном расстоянии от производственного персонала предпочтение следует отдавать пофазно изолированному шинопроводу. Токопровод в общей изоляции следует применять, как правило, в случае влажной среды.

5.1.6.3 В случае значительных по величине токов применяют комплектные токопроводы с воздушной изоляцией (пофазно экранированные, в общей оболочке).

Комплектные пофазно экранированные токопроводы с изолированным креплением к опорам применяют с целью уменьшения внешнего магнитного поля. Для предотвращения протекания электрического тока в оболочках-экранах применяют диэлектрические вставки. Расположение диэлектрических вставок и порядок соединения и заземления оболочек-экранов таких токопроводов определяют проектом.

5.1.6.4 Жесткий токопровод может состоять из секций разной конфигурации (прямых секций, горизонтальных и вертикальных угольников, тройников и т.п.). Конфигурация секций должна давать возможность прокладывать токопровод в любом расположении в пространстве с учетом конфигурации трассы. Длина прямой секции не должна превышать 10 м. Конструкция токопровода должна допускать его вертикальную прокладку на участке трассы до 10 м.

5.1.6.5 Оболочка токопроводов с литой изоляцией внутренней установки должна иметь исполнение не хуже IP44, а внешнего − IP64.

Оболочка (оболочка-экран) токопроводов с воздушной изоляцией внутренней установки должна иметь исполнение не хуже IP52, а внешнего − IP53.

5.1.6.6 Соединение секций шинопроводов с литой изоляцией между собой по всей длине трассы должно быть разъемным (болтовым), выполненным с помощью специальных соединительных муфт с температурными компенсаторами, которые надо устанавливать не реже чем через каждые 10 м. Места соединения между собой без температурных компенсаторов можно покрывать на месте монтажа тем самым изоляционным материалом, которым покрыта токопроводящая жила.

Соединение между собой токоведущих частей секций токопроводов с воздушной изоляцией следует выполнять сваркой или с помощью надежных разъемных контактов; места соединения оболочек (оболочек-экранов) между собой не должны увеличивать их погонное электрическое сопротивление. Съемные части оболочек (оболочек-экранов) следует подсоединять к заземляющим устройствам с помощью гибких медных проводников сечением не менее 16 мм^2.

5.1.6.7 Соединение жесткого токопровода с выводами электрических аппаратов следует выполнять разъемными, с применением, при необходимости, шинных компенсаторов и защитных оболочек.

5.1.6.8 Элементы крепления токопровода должны обеспечивать надежное его закрепление к опорным конструкциям, а также изменение его размеров в пределах ±20 мм при изменении температуры токоведущих шин.

5.2 Токопроводы элегазовые

5.2.1 Настоящий подраздел распространяется на элегазовые токопроводы на напряжение 110-330 кВ жесткой металлической конструкции с расположением каждой фазы в отдельной герметизированной оболочке, либо с расположением всех трех фаз в одной оболочке, внутренняя полость которых заполнена газообразной шестифтористой серой − элегазом.

5.2.2 Токопроводы подразделяются:

а) по роду установки в соответствии с ГОСТ 15150: для работы в помещениях (категории размещения 2, 3, 4); для работы на открытом воздухе (категория размещения 1).

б) по расположению фазных проводников: трехфазное исполнение − с тремя фазами в общей оболочке; однофазное исполнение − с фазами, размещенными в отдельных оболочках.

в) по конструктивному исполнению концевых устройств: с вводом «воздух – элегаз»; с вводом «масло – элегаз»; с вводом «кабель – элегаз»; с вводом «элегаз – элегаз».

5.2.3 Основные функциональные параметры токопроводов должны выбираться из числа стандартных значений, приведенных в таблице 5.1.

Номинальные значения тока и напряжения элегазовых токопроводов приведены для частоты 50 Гц.

Таблица 5.1 — Стандартные значения номинальных параметров элегазовых токопроводов

Наименование параметра	Значение параметра			
1. Номинальное напряжение, кВ	110	150	220	330
2. Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	172	252	363
3. Номинальный ток главных цепей, А	400; 630; 800; 1250; 1600; 2000; 3150; 4000; 5000			
4. Пиковое значение кратковременно выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), кА	12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 158; 200			
5. Действующее значение кратковременно выдерживаемого тока (ток термической стойкости), кА	5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80			
6. Длительность протекания тока короткого замыкания, с	1; 2; 3			
Примечание − Для цепей постоянного тока номинальное напряжение вторичных цепей должно быть не более 220 В и 400 В − для цепей переменного тока.				

5.2.4 Элегазовые токопроводы по климатическому исполнению и стойкости к воздействию климатических факторов внешней среды должны соответствовать требованиям ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1.

В части сейсмостойкости элегазовые токопроводы должны соответствовать ГОСТ 17516.1.

5.2.5 Элегазовые токопроводы по нагреву, при длительной работе в нормальном режиме должны удовлетворять требованиям ГОСТ 8024.

Температура нагрева частей оболочек элегазовых токопроводов, доступных для прикосновения в нормальных условиях обслуживания оборудования, не должна превышать 70 °С.

Температура нагрева частей оболочек элегазовых токопроводов, недоступных для прикосновения в нормальных условиях обслуживания оборудования, не должна превышать 80 °С.

Допустимые превышения температуры нагрева вторичных цепей оборудования элегазовых токопроводов должны соответствовать ГОСТ 403.

Предельно допустимые значения температур нагрева контактов токоведущих частей при протекании сквозных токов короткого замыкания не должны превышать допустимых значений по ГОСТ 10434.

5.2.6 Элегазовые токопроводы должны выдерживать воздействие токов термической и электродинамической стойкости (таблица 5.1) при коротких замыканиях без повреждений, препятствующих их дальнейшей исправной работе. Значение тока электродинамической стойкости $i_д$ должно быть не менее 2,5 $I_т$, где $I_т$ − ток термической стойкости.

Нормированная длительность протекания тока термической стойкости 1 с, 2 с или 3 с (таблица 5.1) устанавливается в технической документации на элегазовые токопроводы.

При иной длительности протекания тока термической стойкости соотношение между током и длительностью находят по формуле:

$$I_1^2 \cdot t_1 = I_2^2 \cdot t_2 \quad (5.1)$$

где I_1 - ток термической стойкости, соответствующий времени 1, 2 или 3 с, кА; t_1 - время протекания тока термической стойкости, равное 1, 2 или 3 с; I_2 - ток термической стойкости, соответствующий времени протекания t_2, кА; t_2 - время протекания тока термической стойкости.

5.2.7 Цепи заземления элегазовых токопроводов должны быть устойчивы к воздействию сквозных токов короткого замыкания при длительности их протекания, равной 1 с.

5.2.8 Рабочее давление элегаза должно устанавливаться изготовителем, по условиям обеспечения нормированной электрической прочности изоляции токопровода и отсутствия конденсации элегаза при низких температурах, приводящей к недопустимому снижению давления.

Номинальное (избыточное) давление элегаза должно выбираться из диапазона от 0,05 (0,5) до 1,0(10) МПа (кг/см^2).

Состав и химические свойства элегаза для элегазовых токопроводов должны соответствовать требованиям [59].

Допустимое значение расхода элегаза на утечки − не более 1 % в год от общей массы элегаза.

5.2.9 Все оболочки отдельных секций и элементов токопровода должны быть электрически соединены и заземлены.

Соединение отдельных секций и (или) поворотных секций должно осуществляться болтами.

5.2.10 Для компенсации изменения размеров токопроводов вследствие колебаний температуры, а также отклонений в размерах при изготовлении и монтаже должны быть предусмотрены компенсационные устройства.

5.2.11 Конструкция поддерживающих токопроводы элементов должна обеспечивать безопасную и удобную эксплуатацию элегазовых токопроводов.

5.2.12 Оболочки элегазовых токопроводов, размещаемых в траншеях, должны иметь антикоррозионную защиту.

5.2.13 Конструкция элегазовых токопроводов должна предусматривать возможность применения в токопроводах секционирования и концевых устройств в виде вводов «воздух-элегаз», «масло-элегаз», «кабель-элегаз», «элегаз-элегаз», а также использования наряду с линейными секциями токопровода поворотных элементов, обеспечивающих необходимую трассировку.

5.2.14 Конструкция вводов «масло–элегаз» для непосредственного соединения силового трансформатора и элегазового токопровода должна соответствовать рекомендациям [60].

Конструкция ввода «кабель–элегаз» для соединения силового кабеля и элегазового токопровода должна соответствовать рекомендациям [61].

5.2.15 Оболочка элегазового токопровода должна соответствовать положениям [13].

Оболочка элегазового токопровода должна быть устойчива к прогоранию при внутреннем перекрытии дугой в течение времени [62]:

а) при токе дуги 40 кА и выше − от 0,1 с до 0,3 с;

б) при токе дуги менее 40 кА − от 0,2 с до 0,5 с.

Конкретное значение времени, при котором оболочка элегазового токопровода должна быть устойчива к прогоранию при внутреннем перекрытии дугой, определяется изготовителем на основании испытаний или расчетным методом.

5.2.16 Каждая герметичная секция токопровода должна быть снабжена защитой от чрезмерного повышения давления элегаза.

Каждая герметичная секция токопровода должна быть снабжена датчиком плотности элегаза и клапанами для заполнения и удаления элегаза. Конструкция датчиков плотности должна предусматривать возможность их проверки в эксплуатации без удаления элегаза из секции.

5.2.17 Указатели плотности (давления) элегаза должны иметь уставки с выходом на сигнализацию и блокировку:

- плотности (давлении) элегаза, при которой необходимо дозаполнение элегаза;
- минимальной плотности (давлении) элегаза, при которой токопровод должен быть выведен из работы (отключен выключателями с обеих сторон).

5.2.18 Элементы схем управления и сигнализации состояния токопровода должны быть размещены в шкафах.

В шкафах должны быть предусмотрены выводы для цепей централизованного управления.

Степень защиты шкафов от соприкосновения с находящимися под напряжением частями или приближения к ним, от соприкосновения с движущимися частями, находящимися внутри оболочки, от попадания внутрь твердых посторонних тел, а также от попадания воды по ГОСТ 14254 должна быть указана в технической документации на элегазовые токопроводы конкретных типов.

5.2.19 Цепи заземления оболочки и элементов главных цепей элегазового газопровода, а также способ их крепления должны быть выбраны в соответствии с требованиями ГОСТ 21130.

5.2.20 В элегазовом токопроводе прокладка вспомогательных цепей должна выполняться изолированным проводом непосредственно по металлическим панелям или другим конструкциям, защищенным от коррозии.

5.2.21 При установке элегазовых токопроводов в туннеле необходима принудительная вентиляция, исходя из условий обеспечения безопасности обслуживающего персонала, в случае утечки элегаза и выделении тепла при протекании номинального тока.

5.3 Воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ

5.3.1 Область применения

5.3.1.1 Подраздел 5.3 распространяется на устройство воздушных линий электропередачи переменного тока напряжением до 1 кВ, выполняемых с применением самонесущих изолированных проводов (ВЛИ).

5.3.1.2 Надежность и безопасность ВЛИ обеспечивается меньшей вероятностью их обрыва; исключением коротких замыканий при схлестывании проводов или их перекрытия посторонними предметами; стойкостью к неблагоприятным воздействиям внешней среды, в том числе гололедообразованию и налипанию мокрого снега.

Используемый материал изоляционной оболочки жил является неполярным диэлектриком, который не образует ни электрических, ни химических связей с контактирующим с ним веществом.

5.3.1.3 Устройство кабельных вставок в ВЛИ напряжением до 1 кВ и кабельных ответвлений от ВЛИ напряжением до 1 кВ выполняется в соответствии с ТНПА и положениями пункта 5.3.9 настоящего технического кодекса.

5.3.1.4 Устройство проводов линий связи (в том числе волоконно-оптических), включая установку оборудования и аппаратуры связи на опорах ВЛИ напряжением до 1 кВ должны соответствовать требованиям ТНПА.

5.3.1.5 Проектирование воздушных линий электропередачи с применением самонесущих изолированных проводов должно осуществляться согласно [8] и с учетом [9].

5.3.1.6 Технические решения по устройству воздушных сетей наружного освещения рекомендуется разрабатывать с применением СИП.

5.3.2 Общие положения

5.3.2.1 В настоящем подразделе устанавливаются технические требования к устройству ВЛИ и ее конструктивным элементам, к которым относятся опоры, провода, линейная арматура, другие устройства, необходимые для обеспечения надежности и безопасности работы в условиях эксплуатации, а также устройства освещения, грозозащиты и защитного заземления.

ВЛИ выполняются на опорах с применением железобетонных, деревянных или металлических стоек.

Примечание – В настоящем техническом кодексе не рассматривается строительная часть воздушной линии электропередачи, в том числе способы закрепления опор в грунте.

Основными особенностями устройства ВЛИ по сравнению с воздушными линиями электропередачи с применением неизолированных проводов являются следующие:

1) наличие изоляции на токоведущих жилах;

2) использование специальной арматуры для крепления;

3) малое реактивное сопротивление ВЛИ обусловленное минимальным расстоянием между проводниками;

4) минимальная охранная зона.

5.3.2.2 К опорам посредством специальной арматуры подвешены самонесущие изолированные провода (СИП). Крепление СИП к опорам осуществляется в основном с помощью металлоконструкций (крюков, бандажных лент и др.) поддерживающих и натяжных зажимов.

5.3.2.3 Соединения и ответвления проводов осуществляются с помощью соединительных и ответвительных зажимов. Помимо линейной арматуры на ВЛИ могут устанавливаться дополнительные элементы − устройства для подключения переносных заземлений, мачтовые рубильники с предохранителями, ограничители перенапряжения, патроны для плавких предохранителей зашиты светильников уличного освещения и др.

Технические решения по устройству ВЛ напряжением до 1 кВ, в части применения конкретного вида опор, арматуры, оборудования, аппаратуры, изолированных проводов и других материалов должны разрабатываться с учетом действующих ТНПА и соответствовать условиям работы ВЛ на напряжение до 1 кВ.

5.3.2.4 Все конструктивные элементы ВЛ напряжением до 1 кВ должны быть стойкими к воздействиям климатических факторов внешней среды (для условий Республики Беларусь) и защищены от их воздействия (металлические конструкции, узлы крепления, бандажи и т. п. на опорах должны быть защищены от коррозии).

При прохождении ВЛИ по лесным массивам и зеленым насаждением для обеспечения допустимых расстояний (не менее 0.3 м) от проводов до крон деревьев и кустов при наибольшей стреле провеса СИП и наибольшем их отклонении допускается обрезка деревьев (кустов), а также вырубка отдельных деревьев в соответствии с действующим законодательством.

5.3.2.5 Механический расчет элементов ВЛ проводится согласно [9] (пункт 8.2.3).

5.3.2.6 Состояние ВЛИ в расчетах механической части:

– нормальный режим – режим при необорванных проводах;

– аварийный режим – режим при оборванных проводах;

– монтажный режим – режим в условиях монтажа опор и проводов. Механический расчет ВЛИ до 1 кВ в аварийном режиме не проводится.

5.3.2.7 При устройстве ВЛИ и ответвлений от них могут предусматриваться пункты секционирования и устройства с защитными аппаратами.

5.3.3 Климатические условия

Климатические условия для расчета ВЛИ до 1 кВ в нормальном режиме следует принимать согласно [9] (пункт 8.1.1.5).

5.3.4 Устройство опор и расчетные пролеты ВЛИ

5.3.4.1 При устройстве ВЛИ могут применяться опоры, выполненные из различного материала (бетон, металл, дерево, композит).

Применяются следующие типы опор:

− промежуточные, устанавливаемые на прямых участках магистрали ВЛИ без смены количества и сечения проводов. Эти опоры в нормальных режимах работы не должны воспринимать усилий, направленных вдоль ВЛИ. Промежуточная опора линейного ответвления устанавливается где требуется выполнить ответвление (отвод) одной или нескольких линий к потребителю или на другую линию, при этом

выполняет функцию опоры для магистрали;

− анкерные, устанавливаемые для ограничения анкерного пролета, а также в местах изменения числа, марок и сечений проводов ВЛИ. Эти опоры должны воспринимать в нормальных режимах работы усилия от разности тяжения проводов, направленные вдоль ВЛИ. Анкерные опоры устанавливаются на концах ВЛИ, на концах анкерных пролетов и на прямых участках ВЛИ при смене сечения проводов или при изменении их количества;

− угловые, устанавливаемые в местах изменения направления магистрали ВЛИ. Эти опоры при нормальных режимах работы должны воспринимать результирующую нагрузку от тяжения проводов смежных пролетов. Типы угловых опор:

1) угловая промежуточная устанавливается в местах изменения направления магистрали ВЛИ на угол до 30º;

2) угловая анкерная устанавливается в местах изменения направления магистрали ВЛИ на угол поворота до 90º;

− концевые, устанавливаемые в начале и конце ВЛИ, а также в местах, ограничивающих кабельные вставки. Они являются опорами анкерного типа и должны воспринимать в нормальных режимах работы ВЛИ одностороннее тяжение всех проводов. Установка концевой опоры вне прямолинейного участка линии не допускается. При необходимости установки концевой опоры вне прямолинейного участка магистрали ВЛИ в смежном пролете должна быть применена угловая промежуточная или угловая анкерная опора. Тип опоры, на которой необходимо выполнить поворот магистрали, определяется условиями прохождения магистрали ВЛ и величиной угла изменения направления магистрали;

− ответвительные опоры, устанавливается в местах, где необходимо выполнить ответвление участка ВЛИ от основной магистрали без изменения количества проводов на магистрали и является концевой в сторону ответвления и промежуточной по магистрали линии. Ответвительные анкерные опоры устанавливаются в местах, где необходимо выполнить линейное ответвление от магистрали при этом допускается смена сечения проводов или изменение их количества. Опора является концевой в сторону ответвления;

− перекрестные опоры, на которых выполняется пересечение ВЛ разных направлений;

− переходные опоры, на которых выполняются пересечения ВЛ с инженерными сооружениями. Эти опоры могут быть всех указанных типов: переходная промежуточная, переходная анкерная, переходная угловая анкерная, переходная анкерная ответвительная;

5.3.4.2 В зависимости от количества подвешиваемых на опорах цепей и назначенения применяются опоры следующих типов: одноцепные нормального габарита; одноцепные повышенного габарита; двухцепные повышенного габарита; трехцепные.

Опоры независимо от их типа могут быть свободностоящими, с подкосами или оттяжками.

Оттяжки опор могут прикрепляться к анкерам, установленным в земле, или к каменным, кирпичным, железобетонным и металлическим элементам зданий и сооружений в местах, специально подготовленных, а в случае необходимости − усиленных.

Стальные оттяжки опор могут быть многопроволочными или из круглой стали. Применение оттяжек из композитных материалов на основе углеродного волокна допускается при наличии технико-экономического обоснования.

Сечение оттяжек определяется расчетом. Сечение однопроволочных стальных оттяжек должно быть не менее 25 мм^2.

Стальные канаты оттяжек и элементов опор должны иметь коррозионно-стойкое исполнение с учетом вида и степени агрессивности среды в условиях эксплуатации: стальные проволоки, плакированные алюминием, или цинковое покрытие с усиленной плотностью. Металлические узлы крепления оттяжек, соприкасающиеся с землей, должны быть защищены от коррозии методом горячего цинкования.

Резьбовые соединения узлов крепления стальных канатов оттяжек должны быть защищены защитной смазкой. Нанесение защитной смазки на стальные канаты оттяжек, плакированные алюминием или имеющие цинковое покрытие с усиленной плотностью – не требуется.

5.3.4.3 Опоры должны быть рассчитаны на сочетания нагрузок согласно [8] (пункт 8.1.3.1).

При расчетах механической прочности ВЛИ учитывается нагрузка от совместно подвешенной ВОЛС.

5.3.4.4 Величины расчетных пролетов ВЛИ рекомендуется принимать:

− для СИП-4 на одноцепных опорах в условиях застроенной и незастроенной местности (аналогичны для опор на базе стоек СВ95, СВ110, СТ108.6-3.3) согласно [63] (таблица 7.8);

− для СИП-4 на двухцепных опорах на базе стоек СВ110, СТ108.6, СТ108.7-4.3) в условиях застроенной и незастроенной местности согласно [63] (таблицы 9, 10);

− для СИП-4 на трехцепных опорах на базе стоек СВ110, СТ108.7-4.3) в условиях застроенной и незастроенной местности согласно [63] (таблицы 11, 12);

− для СИП-4 на четырехцепных опорах на базе стоек СВ110-49(50), СТ108.7-4.3 в условиях застроенной и незастроенной местности согласно [64] (таблицы 3.3.9, 3.3.10);

− для линейных ответвлений и ответвлений к вводам в здания приведены в таблице 14.

Параметры стоек СВ95, СВ110, СТ108.6, СТ108.7, для которых рассчитаны пролеты, приведены в [63] (таблица 13).

5.3.5 Провода

5.3.5.1 Для устройства ВЛИ применяются самонесущие изолированные провода (СИП). СИП состоит из нулевого проводника, который может быть как изолированным, так и неизолированным и фазных проводников, покрытых изоляционной оболочкой и скрученных в один жгут. Выполняется по ГОСТ 31946.

Изоляционная оболочка в зависимости от исполнения может быть выполнена из термопластичного или светостабилизированного сшитого полиэтилена.

Дополнительно к фазным проводникам в жгут могут быть включены 1-2 изолированных проводника для уличного освещения или контрольные кабели.

5.3.5.2 Применяются СИП следующих исполнений.

первое исполнение – провод самонесущий с изолированными фазными проводниками, скрученными вокруг неизолированного нулевого проводника, который является несущим элементом конструкции. Подвеска всего жгута осуществляется за нулевой проводник. Нулевой проводник изготавливается из термоупрочненного алюминиевого сплава, фазные проводники − из алюминия. Сечение нулевого несущего проводника, как правило, на одну ступень больше сечения фазных проводников. Применяемые марки проводов этой системы − СИП-1 по ГОСТ 31946;

второе исполнение отличается от первого наличием изоляционного покрова на нулевом несущем проводнике. Применяемые марки проводов этой системы СИП-2 по ГОСТ 31946.

третье исполнение – провод самонесущий изолированный без несущего элемента, выполняется в виде проводников одинакового сечения, покрытых изоляционной оболочкой и скрученных между собой. Все проводники, в том числе и нулевой изготавливаются из алюминия. Подвеска жгута на промежуточных опорах и закрепление на анкерных осуществляется за все проводники одновременно.

Наличие изоляции на всех проводниках СИП-4, включая нулевой, дает возможность применять такой провод наряду с обычными условиями, в случаях, когда нулевой провод обязательно должен быть изолированным, например, в зонах повышенной коррозионной активности окружающей среды.

Применяемые марки проводов этой системы СИП-4 по ГОСТ 31946.

Несущий элемент также выполняет функцию нейтрального (N) или защитного (PE), или совмещенного нейтрального и защитного (PEN) проводника.

Особенности устройства и применения СИП в зависимости от исполнения приведены в таблице 5.3.5.1.

5.3.5.3 Основные параметры проводов СИП-4 приведены в таблице 5.3.5.2, в том числе:

1) электрическое сопротивление основных и вспомогательных жил постоянному току, пересчитанное на температуру 20 °С и 1 км длины, должно соответствовать ГОСТ 22483;

2) электрическое сопротивление нулевой несущей жилы и токопроводящей жилы проводов постоянному току, пересчитанное на температуру 20 °С и длину 1 км, должно соответствовать указанному в ГОСТ 31946 (таблица 3).

3) удельное объемное сопротивление изоляции и защитной изоляции при длительно допустимой температуре нагрева токопроводящих жил должно быть не менее $1 \cdot 10^{12}$ Ом·см. Удельное объемное сопротивление ρ, Ом·см, вычисляют исходя из измеренного значения сопротивления изоляции по формуле

, (1)

где R – измеренное значение сопротивления изоляции, Ом;

l – длина образца, см;

D – фактический наружный диаметр изолированной жилы, мм;

d – фактический диаметр токопроводящей жилы, мм.

5.3.5.4 Требования стойкости к внешним воздействиям: провода должны быть стойкими к циклическому воздействию комплекса атмосферных факторов по ГОСТ 31946, включающего:

- -воздействие солнечного излучения;
- воздействие температуры (70±2) °С и минус (40±2) °С;
- воздействие дождя.

5.3.5.5 Требования к изоляции: характеристики изоляции из светостабилизированного сшитого полиэтилена и из светостабилизированной самозатухающей сшитой композиции полиэтилена должны соответствовать указанным в ГОСТ 31946 (таблица 6).

5.3.5.6 Требования надежности: срок службы проводов должен быть не менее 40 лет.

5.3.5.7 Требования безопасности: электрическая безопасность проводов обеспечивается выполнением требований ГОСТ 31946.

Таблица 5.3.5.1 — Особености устройства самонесущих изолированных проводов и их применения

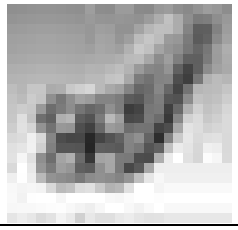
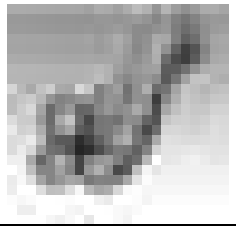
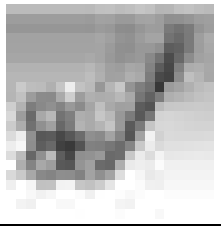
СИП-4	СИП-2	СИП-1
		
СИП-4 состоит из четырех изолированных жил и не содержит нулевую жилу. Изоляция изготовлена из термопластичного полиэтилена. СИП может включать одну или две изолированные вспомогательные жилы сечением 16 или 25 мм^2 для уличного осещения. Механическая прочность и сечение четырех жил одинаковы и несут при натяжении одинаковую нагрузку.	СИП-2 – состоит из трех изолированных фазных жил и изолированной несущей нулевой жилы со стальным сердечником. Изоляция изготовлена из светостабилизированного полиэтилена и выдерживает нагрев до 90°С. СИП может включать одну или две изолированные вспомогательные жилы сечением 16 или 25 мм^2 для уличного осещения. Механическая прочность и сечение трех жил одинаковы. Несущий элемент имеет более высокую прочность чем фазные жилы и предназначен для подвешивания СИП.	СИП-1 – состоит из трех изолированных фазных жил и нулевой неизолированной несущей жилы со стальным сердечником. Изоляция выполнена из термопластичного полиэтилена. СИП может включать одну или две изолированные вспомогательные жилы сечением 16 или 25 мм^2 для уличного осещения. Механическая прочность и сечение трех жил одинаковы. Несущий элемент имеет более высокую прочность чем фазные жилы и предназначен для подвешивания СИП.
Преимущественные области применения проводов		
Для магистралей и линейных ответвлений от воздушных линий электропередачи на номинальное напряжение до 1 кВ к вводу, для прокладки по стенам зданий и сооружениям, в атмосфере воздуха типов II и III по ГОСТ 15150.	Для магистральных ВЛИ и линейных ответвлений от них на номинальное напряжение до 1 кВ включительно, в атмосфере воздуха типов II и III по ГОСТ 15150, в том числе в промышленных районах.	Для магистральных ВЛИ и линейных ответвлений от них на номинальное напряжение до 1 кВ включительно, в атмосфере воздуха типов I и II по ГОСТ 15150.

Таблица 5.3.5.2 — Основные параметры проводов СИП-4

Число и номинальное сечение жил, шт·мм^2	Электрические параметры [1]				Механические параметры		
	Электрическое сопротивление жилы постоянному току при 20 °С, Ом/км [1]	Индуктивное сопротивление приводов при 50Гц, Ом/км [1]	Допустимый ток нагрузки, А[2]	Ток термической стойкости (односекундный), кА[3]	Максимальный наружный диаметр проводов, мм	Разрывное усилие жгута жил, не менее, кН	Расчетная масса, кг/км
2х16	1,910	0,084	100	1,5	14,8	4,9	130
2х25	1,200	0,081	130	2,3	19	8,0	202
2х35	0,868	0,079	160	3,2	20	10,9	264
2х50	0,641	0,077	195	4,6	23	14,2	363
2х70	0,443	0,076	240	6,5	27	21,0	490
2х95	0,320	0,074	300	8,8	31	26,6	637
2х120	0,253	0,074	340	10,9	34	32,6	813
4х16	1,910	0,080	100	1,5	17,8	9,7	260
4х25	1,200	0,089	130	2,3	23	15,9	404
4х35	0,868	0,087	160	3,2	24	21,7	528
4х50	0,641	0,085	195	4,6	29	28,3	718
4х70	0,443	0,085	240	6,5	32	41,9	980
4х95	0,320	0,082	300	8,8	39	53,2	1375
4х120	0,253	0,082	340	10,9	41	65,2	1625

[1] Расчетные значения активного и индуктивного сопротивлений проводов могут быть указаны также в технических условиях на провода конкретных марок.

[2] Допустимый ток нагрузки проводов указан при температуре окружающей среды 25 ºС, скорости ветра 0,6 м/с и интенсивности солнечной радиации 1000 Вт/м^2. При расчетных температурах окружающей среды, отличающихся от 25 °С применяются поправочные коэффициенты, приведенные в таблице 5.3.5.3.

[3] Допустимые токи короткого замыкания проводов должны быть не более указанных в таблице. При продолжительности короткого замыкания, отличающейся от 1 с, значения, указанные в таблице, необходимо умножить на поправочный коэффициент К, рассчитанный по формуле: $K = 1/\sqrt{т}$, где т – продолжительность короткого замыкания, с.

Таблица 5.3.5.3 — Поправочные коэффициенты

t жилы, °С	-5 и ниже	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
70	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
80	1,24	1,21	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
90	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
130	1,13	1,11	1,09	1,07	1,05	1,02	1,00	0,98	0,95	0,93	0,90	0,87

5.3.6 Арматура и сопутствующие элементы

5.3.1.1 При устройстве ВЛИ применяются следующие основные виды арматуры для крепления, соединения и ответвления СИП:

– зажим концевой натяжной типа ЗКН-1 или его аналоги. Предназначен для концевого (анкерного) крепления провода СИП-4 сечением 16-35 мм^2. Допускается применение зажима для промежуточного крепления двух изолированных проводов СИП-4 сечением 16-35 мм^2;

– зажим концевой натяжной типа ЗКН-2 или его аналоги. Предназначен для концевого (анкерного) крепления провода СИП-4 сечением 16-35 мм^2. Допускается применение зажима для промежуточного крепления двух или четырех изолированных проводов СИП-4 сечением 16-35 мм^2;

– зажим концевой натяжной типа ЗКН-1 или его аналоги. Предназначен для концевого (анкерного) крепления провода СИП-4 сечением 50-95 мм^2.

– зажим ответвительный прокалывающий герметичный ЗОПг-1 или его аналоги. Предназначен для электрического соединения изолированных проводов ВЛИ с изолированными проводами ответвлений путем прокола изоляции;

– зажим ответвительный прокалывающий герметичный типа ЗОПг-2 или его аналоги. Предназначен для электрического соединения изолированных проводов СИП-4;

– зажим ответвительный прокалывающий герметичный типа ЗОПг-3 или его аналоги. Предназначен для электрического соединения изолированных фонарного и нулевого проводов ВЛИ 0,38 кВ;

– зажим переходной влагозащищенный типа ЗПВ или его аналоги. Предназначен для электрического соединения изолированных жил самонесущего провода с неизолированными металлическими проводникамипутем прокола изоляции жилы изолированного провода и создания контакта с неизолированным проводником;

– зажим поддерживающий промежуточный типа ЗПП или его аналоги. Предназначен для промежуточного крепления провода СИП-4;

– заземляющий проводник ПЗ-2 применяется для соединения оборудования ВЛИ с заземлителями железобетонных стоек линии, что обеспечивает защиту оборудования при коротком замыкании на линии;

– узел крепления подкоса применяется при креплении подкосов, выполняемых при монтаже опор воздушной ЛЭП, различного вида (анкерных, угловых, ответвительных и концевых);

– лента бандажная применяется для бандажирования пучков проводов;

– колпачки предназначены для изолирования концов ответвлений СИП.

Варианты применения арматуры приведены в приложении А (таблица А.1) и характеристики аналогов арматуры СИП различных производителей приведены в приложении А (таблица А.2).

5.3.6.2 Расчетные усилия в поддерживающих и натяжных зажимах, узлах крепления и кронштейнах в нормальном режиме не должны превышать 40 % их механической разрушающей нагрузки.

5.3.6.3 Соединения проводов в пролетах ВЛ следует проводить при помощи соединительных зажимов, обеспечивающих механическую прочность не менее 90 % разрывного усилия провода. В одном пролете ВЛ допускается не более одного соединения на каждый провод.

5.3.6.4 В пролетах пересечения ВЛ с инженерными сооружениями соединение проводов ВЛ не допускается.

5.3.6.5 Помимо линейной арматуры на ВЛИ могут устанавливаться сопутствующие элементы – мачтовые рубильники с предохранителями, устройства для подключения переносных заземлений, ограничители перенапряжения, патроны для плавких предохранителей защиты светильников уличного освещения и др.

Мачтовые рубильники на ВЛИ применяются для:

1) защиты цепей, выходящих от трансформаторной подстанции вместо традиционного шкафа с предохранителями.

2) секционирования:

уменьшение сечения проводов;

защита по линии длинных цепей;

3) разделения сети;

4) защиты ответвлений и подсоединений линии;

5) защиты временных подключений;

6) защиты ответвлений, выполненных изолированными проводами или подземным кабелем от традиционной линии с голыми неизолированными проводами.

Конструктивно мачтовый рубильник (например, SZ151) состоит из основания, выполненного из коррозионностойкого алюминиевого сплава, на котором расположены соединительные зажимы под защитными атмосферостойкими колпаками; основание снабжено дугогасительными камерами для отключения токов нагрузки. Нижняя часть основания подвижна и на ней устанавливаются соответствующие плавкие предохранительные вставки.

В стандартном исполнении мачтовые рубильники оборудованы подсоединительными зажимами, пробивающими изоляцию. Благодаря этому не требуется снимать изоляцию с подключаемых проводов. К этим зажимам можно подключить как алюминиевые, так и медные провода.

Рубильники данного типа позволяют выполнять работы под напряжением.

5.3.6.6 В начале и конце каждой магистрали ВЛИ могут устанавливаться зажимы для присоединения приборов контроля напряжения и переносных заземлений. Применяются следующие способы устройства переносных заземлений на ВЛИ:

1) при монтаже линии в необходимых местах устанавливаются изолированные скобы из круглой меди сечением 24 мм^2 типа ST208.1 для подключения к ней переносных заземлений различных марок, используемых для временных заземлений воздушных линий с неизолированными проводами. Скобы устанавливаются к проводу с помощью прокалывающих зажимов серии SLIP, свободные концы скоб не имеют изоляции и закрыты защитными колпачками. Переносные заземления подключаются к неизолированным концам скоб. Недостатком этого способа установки переносных заземлений является необходимость подъема на опору для подключения переносного заземления.

Преимуществом является простота конструкции отсутствие необходимости снятия с проводов прокалывающих зажимов;

1) при монтаже линии в необходимых местах устанавливаются зажимы типа SLIP22.1 со стационарными разъемами для подключения переносных заземлений марки SE40. В процессе эксплуатации к разъемам SE40 подключаются переносные заземления марки SE 41. Этот способ установки переносных заземлений отличается от предыдущего наличием стационарных разъемов для подключения переносных заземлений и возможностью подключать переносные заземления только одной марки;

2) переносные заземления подключаются к линии через мачтовые рубильники посредством специальной перемычки типа ST196.2, ST197.2 (ST72, ST72.5), которая устанавливается в рубильник вместо плавких предохранителей. Этот способ установки переносных заземлений является наименее трудоемким, его преимуществом является возможность установки переносных заземлений с земли без подъема на опору, при помощи оперативной штанги.

Способ подключения переносных заземлений путем установки прокалывающих зажимов на провода с последующим их снятием является менее приемлемым и не рекомендуется для ВЛИ.

Наличие проколов изоляции на проводах после снятия зажимов увеличивается вероятность их коррозии, что отрицательно сказывается на надежности ВЛИ в целом. В этом случае места проколов после снятия переносных заземлений необходимо защищать атмосферостойкой изоляционной лентой.

5.3.6.7 Для защиты оборудования ВЛИ от набегания волн перенапряжений, индуктированных близкими разрядами молний или другими источниками, используются ограничители перенапряжений ОПН типов SE 45 и SE 46 с прокалывающими зажимами.

Установка ОПН на изолированный провод осуществляется с помощью прокалывающих зажимов, снабженных болтами со срывной головкой. Установка возможна под напряжением, т.к. срывная головка изолирована от контактной части зажима.

Серия SE 45 разработана специально для линий с изолированными проводниками. Прокалывающий зажим не может использоваться как ответвительный, т.к. рассчитан только на один изолированный алюминиевый или медный проводник сечением 10-150 мм^2.

Серия SE 46 снабжена прокалывающими зажимами серии SLIP, которые могут использоваться для организации ответвлений алюминиевым проводником сечением 10-95 мм^2, медным – 1,5-70 мм^2.

Зажимы без ОПН маркируется SE 45.1 и SE 46.1.

5.3.6.8 Для защиты светильников уличного освещения используются специальные плавкие предохранители, например, серии SV 29.25 (до 25А) и SV 29.63 (до 63А), которые применяются с прокалывающими зажимами типа SLIP22.1 и используют сменные плавкие вставки типа ПВД габарита 2 (для SV29.25) или габарита 3 (для SV29.63). Выбор номинала зависит от мощности подключаемого светильника.

Устройство предохранителя:

корпус (например, типа SV 29.25 или SV 29.63), который удерживает плавкую вставку и обеспечивает контакт;

плавкая вставка (например, типа SVV10.10 или SVV10.25 для габарита 2):

токоограничивающий элемент, который перегорает при превышении тока, защищая светильник;

прокалывающий зажим (например, SLIP22.1): Используется для подключения предохранителя к линии уличного освещения, прокалывая изоляцию провода.

5.3.7 Устройство ВЛИ

5.3.7.1 Типовые узлы крепления проводов СИП и рекомендуемый комплект арматуры:

а) для ВЛИ (одноцепной) с проводом СИП с изолированной несущей нейтралью, см. приложение Б;

Рисунок 5.2.6 — Типовые узлы крепления СИП ВЛИ напряжением 0,38 кВ

б) для ВЛИ (одноцепной, двухцепной, трехцепной) с проводом СИП без отдельного несущего элемента (СИП-4) (см. приложение В).

1 – анкерное крепление и соединение СИП с силовым кабелем;

2 – соединение проводов СИП;
3 – промежуточная арматура при повороте магистрали;
4 − промежуточная арматура на абонентском ответвлении;
5 – анкерная арматура для присоединения СИП к неизолированным проводам;
6 – абонентское ответвление СИП от основной неизолированной линии.

Рисунок 5.2.6(1) – Примеры типовых узлов крепления СИП-4 ВЛИ напряжением 0,38 кВ

в) для четырехцепной ВЛИ-0,38 кВ с проводом СИП-4 (см. приложение Г). Особенности устройства приведены ниже.

5.3.7.2 Устройство четырехцепных ВЛ с самонесущими изолированными проводами марки СИП-4 напряжением 0,38 кВ (далее – ВЛИ 0,38 кВ).

Технические решения включают в себя основные конструктивные элементы ВЛ для подвески проводов СИП-4 четырехцепных ВЛИ 0,38 кВ: опоры, провода, линейная арматура.

Кроме того, в устройство ВЛИ могут входить и другие устройства, необходимые для бесперебойного электроснабжения потребителей и нормальной работы ВЛИ в условиях эксплуатации, а также устройства, определяемые назначением ВЛИ напряжением 0,38 кВ. К таким конструктивным элементам относятся устройства освещения, грозозащитные устройства и оборудование, устройства защитного заземления и т.д.

Расчетные пролеты для четырехцепных опор ВЛИ 0,38 кВ, выполненных на базе стоек СВ110-49(50), СТ108.7-4.3 приведены в [64] (таблицы 3.3.9–3.3.25). Расчеты выполнены для подвески на опорах ВЛИ изолированных проводов сечением от 25 до 95 мм^2 четырехцепной ВЛИ 0,38 кВ.

Для пятижильных (шестижильных) проводов величины пролетов принимаются такими же.

Основные конструктивные элементы четырехцепных ВЛИ-0,38 кВ:

1) опоры. Применяются железобетонные опоры, выполненные на базе стоек СВ110-49(50) длиной 11 м согласно СТБ 1247 и стоек СТ108.7 длиной 10,8 м согласно ГОСТ 19330. Стойки СВ110-49 изготавливаются без верхнего штыря. Стальные конструкции опор должны иметь защитное покрытие

лакокрасочными материалами группы I.

2) провода. На опорах четырехцепных ВЛИ-0,38 кВ применяются провода СИП-4 на напряжение 0,4 кВ, покрытые защитной изолирующей оболочкой. Дополнительно в жгут СИП-4 могут быть добавлены одна или две изолированные вспомогательные токопроводящие алюминиевые жилы наружного освещения, покрытые светостабилизированным сшитым полиэтиленом. На магистралях и линейных ответвлениях ВЛИ напряжением 0,38 кВ применяются провода СИП-4 сечением от 35 до 95 мм^2 Ответвления к вводам в здания и сооружения выполняются проводами типа СИП-4 сечением от 16 до 35 мм^2 с количеством жил от двух до четырех.

В соответствии с [8] (таблица 8.1) минимально допустимое сечение провода ВЛИ 0,38 кВ по условиям механической прочности должно быть:

– на магистралях для I района по гололеду – 25 мм^2;

– на магистралях для II–IV районов по гололеду – 35 мм^2;

– на линейных ответвлениях от ВЛИ для I района по гололеду – 25 мм^2;

– на линейных ответвлениях от ВЛИ для II–IV районов по гололеду – 35 мм^2;

– на ответвлениях от ВЛИ к вводам зданий и сооружений для всех районов по гололеду – 16 мм^2.

Максимальное допустимое расчетное тяжение самонесущих изолированных проводов СИП-4 ограничено величиной 6,5 кН, обусловленной прочностью опор анкерного типа.

На четырехцепных ВЛИ 0,38 кВ принято горизонтальное и вертикальное расположение проводов на опоре. Расстояние между проводами разных цепей ВЛИ 0,38 кВ на опоре и в пролете принято 0,45 м. Расположение проводов на опорах обеспечивается стальными конструкциями (траверсами и др.).

В стесненных условиях рекомендуется устраивать ВЛИ 0,38 кВ с вертикальным расположением проводов и устройством четырехцепных ВЛИ. Для устройства четырехцепных ВЛИ 0,38 кВ с вертикальным расположением проводов рекомендуется располагать провода на опоре с расстоянием между крайними кронштейнами по вертикали не менее 0,4 м.

3) арматура. Крепление СИП-4 к опорам, выполнение линейных ответвлений, ответвлений к вводам проводится с помощью линейной арматуры. Допускается при наличии документов, подтверждающих заявленные свойства и качество, применение линейной арматуры других производителей, аналогичной приведенной в техническом кодексе.

Основные применяемые типы зажимов:

а) зажимы ЗКН-1, ЗКН-2 (исполнение 1) предназначены для концевого (анкерного) крепления СИП-4 (на магистралях и магистральных ответвлениях) одновременно за силовые (фазные и нулевой) изолированные провода одинакового сечения. Зажим ЗКН-1 применяется для проводов сечением от 35 до 95 мм^2, зажим ЗКН-2 – для проводов сечением от 16 до 35 мм^2.

б) зажимы ЗПП, ЗКН-2 (исполнение 2) предназначены для промежуточного крепления СИП-4 за все провода одновременно (жгут силовых и вспомогательных проводов) на прямых участках воздушной линии. Зажим ЗПП применяется для проводов сечением от 16 до 95 мм^2. Закрытый контур зажима ЗПП обеспечивает защиту от срыва проводов.

в) ответвительные прокалывающие герметичные зажимы ЗОПг-1, ЗОПг-2, ЗОПг-3 предназначены для электрического соединения изолированных проводов ВЛИ 0,38 кВ с изолированными проводами ответвлений путем прокола изоляции. Зажим ЗОПг-1 применяется при сечении проводов от 16 до 95 мм^2 на магистрали и от 16 до 95 мм^2 на ответвлении. Зажим ЗОПг-2 применяется при сечении проводов от 6 до 95 мм^2 на магистрали и от 4 до 35 мм^2 на ответвлении. Зажим ЗОПг-3 применяется при сечении проводов от 6 до 95 мм^2 на магистрали и от 1,5 до 6 мм^2 на ответвлении.

г) соединительные зажимы, предназначенные для соединения несущих жил СИП-4 в пролете с обеспечением механической прочности не менее 90 % от разрывного усилия несущей жилы. Допускается не более одного соединения несущей жилы в пролете. Зажимы предназначены для соединения жил диаметром от 25 мм^2 до 95 мм^2. Для соединения жил диаметром менее 25 мм^2 также следует применять соединительные зажимы, обеспечивающие механическую прочность не менее 90 % от разрывного усилия несущей жилы.

Соединение жил в пролете ответвления к вводу не допускается.

д) зажимы ЗПВ предназначены для электрического соединения изолированных жил проводов ВЛИ 0,38 кВ с неизолированными металлическими проводниками ответвлений путем прокола изоляции жилы изолированного провода и создания контакта с неизолированным ответвительным проводником. Крепление фонарного провода на промежуточных опорах производится совместно с основными (несущими) жилами с помощью зажима ЗПП. На опорах анкерного типа фонарная жила закрепляется к основным жилам провода с помощью бандажной ленты КГ-174.

4) заземляющие устройства. На железобетонных четырехцепных опорах ВЛИ 0,38 кВ, имеющих заземляющие устройства (грозозащитное или повторное заземление), корпуса светильников уличного освещения, ящиков, щитков, арматура опор, крюки, траверсы и провода без заземленных или зануленных металлических оболочек и брони должны быть занулены и заземлены.

Для заземления опор, а также для зануления и заземления вышеперечисленных конструкций на стойке в верхней ее части предусмотрен заземляющий проводник. В нижней части также имеется заземляющий выпуск, к которому при необходимости приваривается искусственный заземлитель.

Также для заземления траверс и нулевого провода используются заземляющие проводники ПЗ-2 из круглой стали диаметром 6 мм с приваркой к ним шайбы и установкой их под гайки узлов. Свободный конец присоединяется к верхнему заземляющему выпуску при помощи зажима типа ПС-1-1 (ПС-2-2). Допускается вместо зажима ПС применять зажим ЗЛО-01.

5.3.8 Устройство заземления ВЛИ

5.3.8.1 Проектирование молниезащитных заземлений должны выполняться в соответствии с [58].

5.3.8.2 На опорах ВЛИ должны быть выполнены ЗУ, предназначенные для повторного заземления, защиты от грозовых перенапряжений, заземления электрооборудования, установленного на опорах ВЛИ. Проводящие части опор ВЛИ и установленное на опорах оборудование должны быть присоединены к PEN-проводнику ВЛИ.

Металлические опоры, металлические конструкции и арматура железобетонных элементов опор должны быть присоединены к PEN-проводнику.

Оттяжки опор ВЛИ должны быть присоединены к заземляющему проводнику. На железобетонных опорах PEN-проводник следует присоединять к арматуре железобетонных стоек и подкосов опор.

Крюки и штыри деревянных опор ВЛИ, а также металлических и железобетонных опор при подвеске на них СИП с изолированным несущим проводником или со всеми несущими проводниками жгута заземлению не подлежат, за исключением крюков и штырей на опорах, где выполнены повторные заземления и заземления для защиты от атмосферных перенапряжений.

Крюки, штыри и арматура опор ВЛИ, ограничивающих пролет пересечения, а также опор, на которых проводится совместная подвеска, должны быть заземлены.

На деревянных опорах ВЛИ при переходе в кабельную линию заземляющий проводник должен быть присоединен к PEN-проводнику ВЛИ и металлической оболочке кабеля.

Защитные аппараты, устанавливаемые на опорах ВЛИ для защиты от грозовых перенапряжений, должны быть присоединены к заземлителю отдельным заземляющим проводником.

5.3.8.3 При устройстве ВЛИ молниезащитные заземления должны устраиваться:

– не более чем через 120 м, практически через две опоры на третьей (обозначение 4 на рисунке 5.2.7);

– на опорах с питающими линиями 220 В и 380/220 В в здания, в которых может быть сосредоточено большое количество людей или представляющие большую хозяйственную ценность (обозначение 5 на рисунке 5.2.7);

– на концевых опорах, имеющих ответвления к вводам (обозначение 6 на рисунке 5.2.7);

– на подставной опоре с ответвлением к вводу, если расстояние от этой опоры до ближайшего заземления превышает 40 м (обозначения 10,11 на рисунке 5.2.7);

– за 50 м от конца линии, как правило, на предпоследней опоре (обозначение 7 на рисунке 5.2.7);

– на опорах в створе пересечения с ВЛП (ВЛ) более высокого класса напряжения (обозначение 8 на рисунке 5.2.7).

5.3.8.4 На концах ВЛИ или ответвлений от них длиной более 200 м, а также на вводах ВЛИ к электроустановкам, в которых в качестве защитной меры при косвенном прикосновении применено автоматическое отключение питания, должны быть выполнены повторные заземления PEN-проводника. При этом в первую очередь следует использовать естественные заземлители, например, подземные части опор, а также грозозащитные заземления (обозначения 1 и 2 на рисунке 5.2.7).

Если на концевых опорах ВЛ (ВЛИ) или ответвлениях от них длиной более 200 м ответвление от ВЛ (ВЛИ) к вводам осуществляется с установкой подставной опоры, повторное заземление нулевого провода выполняется на концевой опоре ВЛ (ВЛИ), подставленную опору заземлять не требуется (обозначение 13 на рисунке 5.2.7).

5.3.8.5 Требования к повторному заземлению PEN-проводника изложены в 4.3.8.3.

Повторные заземления выполняются, если более частые заземления по условиям защиты от грозовых перенапряжений не требуются.

Общее сопротивление растеканию заземлителей (в том числе естественных) всех повторных заземлений PEN-проводника каждой ВЛ в любое время года должно быть не более 5, 10 и 20 Ом соответственно при линейных напряжениях 690, 400, 230 В источника трехфазного тока или 400, 230, 133 В источника однофазного тока. При этом сопротивление растеканию заземлителя каждого из повторных заземлений должно быть не более 15, 30 и 60 Ом соответственно при тех же напряжениях.

При удельном сопротивлении земли $\rho > 100$ Ом·м допускается увеличивать указанные нормы в $0{,}01\rho$ раз, но не более чем десятикратно.

5.3.8.6 На железобетонных опорах корпуса светильников уличного освещения, ящиков, щитков (ЩУЭ) и шкафов, арматура опор, крюки и штыри фазных проводов, установленных на опоре, тросы, на которых укреплены кабели и провода без заземленных или заземленных оболочек и брони, должны быть заземлены на опорах, имеющих ЗУ, и занулены на опорах, не имеющих ЗУ (обозначение 3 на рисунке 5.2.7).

Металлоконструкции хомутов крепления железобетонных приставок, узла подкоса не заземляются.

5.3.8.7 ЩУЭ, установленные на железобетонных опорах, должны быть занулены и заземлены на опорах, имеющих ЗУ, и занулены на опорах, не имеющих ЗУ. Для чего необходимо заземляющий зажим

ящика присоединить к нижнему заземляющему выпуску опоры, при этом верхний заземляющий выпуск должен быть присоединен к PEN-проводнику ВЛИ.

5.2.8.8 На деревянных опорах крюки и штыри не заземляются, за исключением опор, где выполнено повторное (грозозащитное) заземление PEN-проводника.

5.3.8.9 Кабельные вставки в ВЛИ должны быть защищены по обоим концам устройствами ограничения перенапряжений (обозначение «9» на рисунке 5.2.7).

Заземляющие зажимы разрядников, корпуса кабельных муфт, металлические оболочки кабелей и металлоконструкции железобетонных опор должны быть по кратчайшему пути соединены между собой и с ЗУ.

На опорах анкерного типа для связи с ЗУ во всех случаях следует использовать арматуру стойки и подкоса.

5.3.8.10 Устройства грозозащиты и заземления на линиях с изолированными проводами, выполненных самонесущими изолированными проводами с неизолированной нулевой жилой, выполняются по требованиям для ВЛИ с неизолированными проводами

Таблица 5.6.7 — Допустимое сопротивление $R_{доп}$ повторных заземлений нулевого провода совмещенных с грозозащитными заземлениями

Количество повторных заземлений на ВЛИ 0,38 кВ	$R_{доп}$ заземлителя опоры, Ом, при удельном сопротивлении земли		$R_{доп}$ ВЛИ, Ом, при удельном сопротивлении земли		Время года, когда должно обеспечиваться сопротивление
	ρ < 100, Ом·м	ρ > 100, Ом·м	ρ < 100, Ом·м	ρ > 100, Ом·м	
1	10 10	0,1 ρ < 30 0,1 ρ < 100	10 10	0,1 ρ < 30 0,1 ρ < 100	летом зимой
2	20 20	0,2 ρ <30 0,2 ρ < 200	10 10	0,1 ρ < 30 0,1 ρ < 100	летом зимой
3 и более	30 30	30 0,3 ρ < 300	10 10	0,1 ρ < 30 0,1 ρ < 100	летом зимой

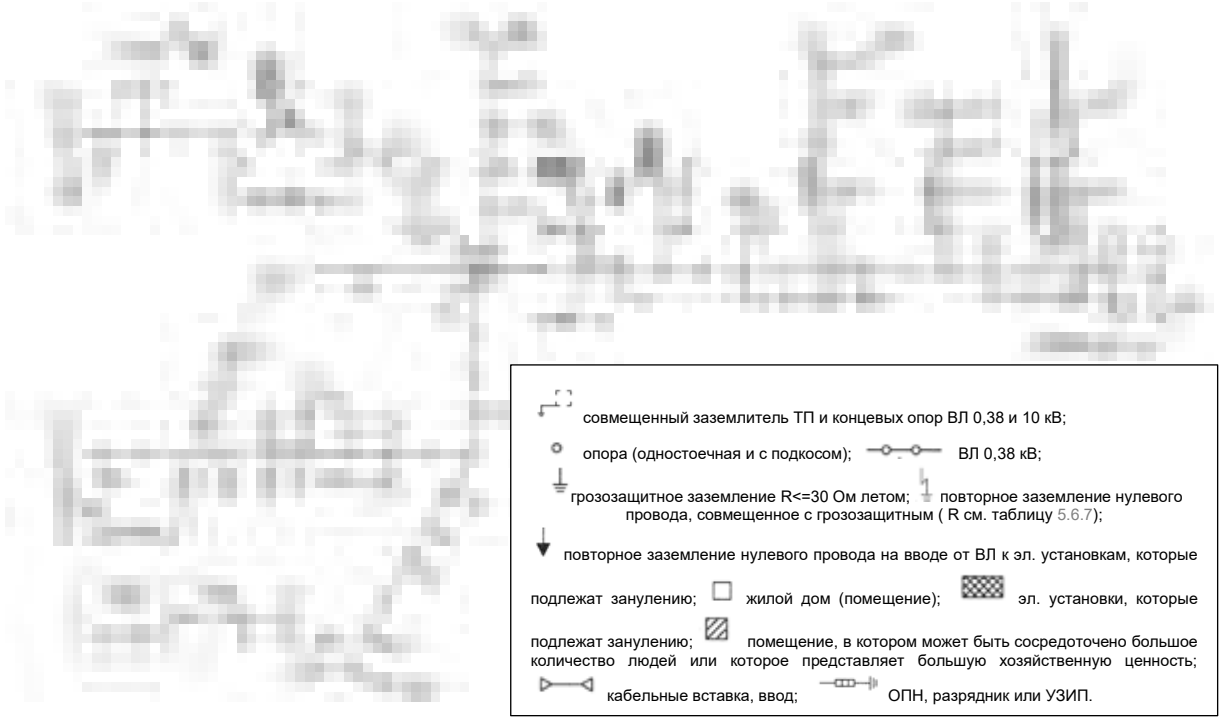


Рисунок 5.2.7 – Схема устройства заземления ВЛИ напряжением 0,38 кВ

5.3.9 Устройство кабельных вставок

5.3.9.1 Кабельная вставка представляет собой участок кабельной линии, который используется в тех случаях, когда дальнейшая прокладка воздушной линии (ВЛ) неприемлема по условиям безопасности, нецелесообразна по технико-экономическим показателям или не допускается по нормативным требованиям (при пересечении с определенными сооружениями, водными преградами, в стесненных условиях).

5.3.9.2 Устройство кабельных вставок ВЛ до 1 кВ включает следующие основные элементы:

1) концевые опоры ВЛ: специальные анкерные опоры, на которых заканчивается воздушная часть линии. На этих опорах устанавливается оборудование для перехода с воздушного провода на кабель;

2) переходные пункты (концевые муфты): муфты предназначены для герметичного и надежного соединения проводов ВЛ с жилами кабеля. Они обеспечивают электрический контакт и защиту места соединения от внешних воздействий (влаги, пыли и т.д.);

3) участок кабельной линии, прокладываемый в земле, кабельном канале, трубах или другим способом. Для ВЛ до 1 кВ чаще всего используются кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (например, АПвВГ, ВБШв) или самонесущие изолированные провода (СИП) для подвески на опорах при пересечении, где это допускается;

4) заземляющие устройства: металлическая оболочка кабеля или броня (если есть), а также трос, на котором может быть подвешен кабель, должны быть заземлены на концевых опорах.

5.4 Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ

5.4.1 Область применения

5.4.1.1 Подраздел 5.4 распространяется на устройство (переустройство) воздушных линий электропередачи напряжением 10 кВ с проводами, покрытыми изолирующей оболочкой (ВЛП); напряжением 35–110 кВ, которые могут быть выполнены проводами, покрытыми защитной изолирующей оболочкой (ВЛЗ).

Требования к воздушным линиям электропередачи напряжением 35–750 кВ, выполненных неизолированными проводами, приведены в [8] и [9].

5.4.2 Воздушные линии электропередачи с покрытыми изолирующей оболочкой проводами

5.4.2.1 ВЛП напряжением 10 кВ имеют ряд преимуществ по сравнению с воздушными линиями с неизолированными проводами:

высокая надежность и бесперебойность энергообеспечения потребителей (исключение коротких замыканий между проводами фаз при их схлестывании, падении веток и мелких деревьев на провода, существенное снижение вероятности замыканий на землю);

уменьшение расстояний между проводами на опорах и в пролете, в том числе, в местах пересечений и сближений с другими ВЛ, а также при их совместной подвеске на общих опорах;

сокращение необходимой ширины трассы ВЛП в стесненных условиях (в населенных пунктах с высокой плотностью застройки расстояний до зданий и сооружений, просеки в лесных массивах и зеленых насаждениях и т.д.);

повышение надежности линии в зонах интенсивного гололедообразования из-за меньшего веса и меньшей интенсивности налипания снега, инея, льда;

сокращение эксплуатационных расходов благодаря уменьшения объемов расчистки просеки в связи с меньшей повреждаемостью ВЛП;

более высокая безопасность обслуживания, снижение риска поражения электрическим током электротехнического персонала.

5.4.2.2 Все элементы ВЛ (опоры и их детали, провода, линейная и спиральная арматура, изоляторы и изолирующие траверсы, узлы крепления всех видов и назначений) по климатическому исполнению должны быть I категории размещения и отвечать требованиям ГОСТ 15150, обеспечивая возможность их применения в районах с умеренным и холодным или умеренным климатом.

5.4.2.3 Металлический токопроводящий провод ВЛП покрыт защитной изолирующей оболочкой, что позволяет обеспечить работу ВЛП при уменьшенных расстояниях между проводами на опорах и в пролете по сравнению с воздушной линией электропередачи с неизолированными проводами. При этом исключается замыкание между проводами при схлестывании и снижается вероятность замыкания на землю.

На одноцепных ВЛП может применяться любое расположение покрытых проводов на опоре: горизонтальное, в вершинах треугольника.

Выполняется также двухцепное исполнение ВЛП с вертикальным расположением проводов.

5.4.2.4 Крепление проводов ВЛП, их соединение и ответвление осуществляется с помощью спиральных вязок, соединительных и ответвительных зажимов. Промежуточное крепление провода – это одинарное крепление на штыревом изоляторе, которое допускает проскальзывание провода при разности тяжений в смежных пролетах, превышающей нормативное значение в нормальном и аварийном режиме ВЛП.

5.4.2.5 Усиленное крепление провода (двойное, двумя спиральными пружинными вязками и т.д.) – это крепление провода на штыревом изоляторе, которое не допускает проскальзывание провода при возникновении разности тяжений в смежных пролетах в нормальнои и аварийном режиме ВЛП.

5.4.2.6 Требования по подвеске проводов ВЛП приведены в [8] (подраздел 8.2), а минимально допустимые расстояния от проводов ВЛП до ближайших объектов приведены в [8] (приложение Б).

5.4.2.7 Провод ВЛП состоит из токопроводящей жилы и изолирующей защитной оболочки:

1) токопроводящая жила, как правило, выполняется из:

многопроволочного сталеалюминиевого провода (алюминиевых проволок, скрученных вокруг одно- или многопроволочного стального сердечника);

многопроволочного уплотненного провода из термоупрочненного алюминиевого сплава;

защитная изолирующая оболочка с номинальной толщиной не менее 2,3 мм ВЛП должна быть выполнена из атмосферостойкого сшитого полиэтилена, стойкого к ультрафиолетовому излучению, воздействию озона и водопоглащению, устойчивого к термическим нагрузкам и старению.

На ВЛП может применяться подвеска следующих типов проводов:

1) АСИ – сталеалюминиевый провод с защитной изоляцией из сшитого полиэтилена, сечением 70, 95 и 120 мм^2,

2) СИП-3 – провод из алюминиевого сплава с защитной изоляцией из сшитого полиэтилена, сечением 70, 95, 120 мм^2.

Примечание – Применение других типов проводов – по согласованию с эксплуатирующими организациями.

Основные характеристики покрытых проводов приведены в таблицах 5.4.1−5.4.6.

Таблица 5.4.1 — Общие параметры

Номинальное сечение токопроводящей жилы, мм^2	Номинальный наружный диаметр провода, мм		Расчетная масса 1 км провода, кг	
	АСИ	СИП-3	АСИ	СИП-3
35	13,0	-	232,2	-
50	14,2	12,6	291,0	239,0
70	16,0	14,3	390,0	304,0
95	18,1	16,0	525,5	383,0
120	-	17,4	-	461,0

Таблица 5.4.2 — Механические параметры токопроводящей жилы

Номинальное сечение токопроводящей жилы, мм^2	Число проволок в проводе, шт.		Номинальный наружный диаметр жилы, мм		Разрывная нагрузка жилы, кН, не менее	
	АСИ	СИП-3	АСИ	СИП-3	АСИ	СИП-3
35	6+1*	-	8,4	-	13,5	-
50	6+1*	7	9,6	8,1	16,6	14,2
70	6+1*	7	11,4	9,7	23,5	20,6
95	6+1*	7	13,5	11,3	32,4	27,9
120	-	19	-	12,8	-	32,5
* 6 проволок алюминиевой части и 1 стальной сердечник						

Таблица 5.4.3 — Допустимые токовые нагрузки

Номинальное сечение токопроводящей жилы, мм^2	Допустимые токовые нагрузки, А	
	АСИ	СИП-3
35	157	-
50	210	245
70	265	310
95	330	370
120	-	430

Допустимые токовые нагрузки на провода приведены для условий: допустимый нагрев токопроводящей жилы 90 °С, температура воздуха 25 °С, скорость ветра 0,6 м/с, интенсивность солнечной радиации 1000 Вт/м^2.

При расчетных температурах окружающей среды, отличающихся от 25 °С, применяются поправочные коэффициенты, указанные в таблице 5.4.4.

Таблица 5.4.4 — Поправочные коэффициенты

Температура жилы, °С	Поправочные коэффициенты при температуре окружающей среды, °С											
	-5 и ниже	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

Таблица 5.4.5 — Величина активного сопротивления проводов

Номинальное сечение токопроводящей жилы, мм^2	Активное сопротивление проводов, Ом/км	
	АСИ	СИП-3
35	0,789	-
50	0,602	0,720
70	0,428	0,493
95	0,306	0,363
120	-	0,288

Таблица 5.4.6 — Допустимые токи односекундного КЗ проводов

Номинальное сечение токопроводящей жилы, мм^2	Односекундный ток КЗ, кА, не более	
	АСИ	СИП-3
35	3,2	-
50	4,7	4,3
70	6,8	6,4
95	9,4	8,6
120	-	11,0

При продолжительности КЗ, отличающейся от 1 с., значения тока КЗ, указанные в таблице 5.4.6, необходимо скорректировать по формуле

(5.4.1)

где t – продолжительность КЗ, с.

На ВЛП применяется любое расположение проводов на опоре. На одноцепных ВЛП напряжением 10 кВ рекомендуется применять горизонтальное расположение проводов. Расстояние между проводами разных фаз на опоре и в пролете (независимо от геометрического расположения проводов на опоре и климатических условий) должно быть не менее 0,4 м. При горизонтальном расположении (со штыревыми изоляторами на промежуточных опорах) принято расстояние между проводами – 0,55 м с установкой изолятора ШФ 20-УО или ШФ 20-Г1 (0,55/0,45 м при установке изолятора ШФ 20-Г), позволяющее применять для защиты ВЛП от атмосферных (грозовых) перенапряжений устройства длинноискровые разрядники типа РДИП и УЗПН.

Расположение проводов на опорах обеспечивается стальными конструкциями (траверсами, оголовками и другими металлоконструкциями).

Нормативные ветровые и гололедные нагрузки принимаются в соответствии с [9] (пункт 8.2.3).

5.4.2.8 Для изоляции и крепления покрытых проводов ВЛП напряжением 10 кВ на промежуточных опорах и в петлях опор анкерного типа используются штыревые изоляторы, на опорах анкерного типа – подвесные изоляторы в составе натяжных изолирующих подвесок.

Для применения на ВЛП напряжением 10 кВ рекомендуются штыревые фарфоровые изоляторы ШФ 20-Г, ШФ 20-Г1, ШФ 20-УО и подвесные стеклянные изоляторы ПС70Е.

Допускается применение подвесных полимерных изоляторов марки ЛК, а также других изоляторов со схожими характеристиками.

Примечание — Применение других типов изоляторов – по согласованию с эксплуатирующими организациями.

Основные технические характеристики применяемых изоляторов:

1) штыревой изолятор ШФ 20-Г (ГОСТ 1232). Фарфоровый штыревой изолятор ШФ 20-Г используется на ВЛП напряжением до 20 кВ. Монтируется на стандартном штыре ∅ 22 мм с применением колпачка КП22 (на промежуточных опорах) и накатном штыре ∅ 30 мм с применением колпачка КП9 (на угловых промежуточных опорах). Провод крепится на шейке изолятора. Диаметр шейки 85 мм. Эксплуатируется при температуре окружающего воздуха от –60 до +50 °С.

Таблица 5.4.7 – Характеристики изолятора ШФ 20-Г

Нормированная механическая разрушающая сила при изгибе, кН, не менее	Длина пути утечки, мм, не менее	Напряжение, кВ, не менее				Масса, кг, не более
		пробивное в изоляционной среде	выдерживаемое импульсное	выдерживаемое частотой 50 Гц		
				в сухом состоянии	под дождем	
13	400	180	135	85	65	3,5

2) штыревые изоляторы ШФ 20-Г1, ШФ 20-УО (ГОСТ 1232). Фарфоровые штыревые изоляторы используются на ВЛП на напряжение до 20 кВ. Монтируются на стандартном штыре ∅ 22 мм с применением колпачка КП22 (К-7 при поставке из РФ вместе с изоляторами). В верхней части изолятора в желоб между двумя уступами установлена пластмассовая втулка, в которую при монтаже укладывают провод. Такая конструкция позволяет обходиться без монтажных роликов, что сокращает время монтажа и уменьшает его стоимость. После растяжки линии провод должен быть закреплен в желобе или на шейке изолятора на прямых участках линии, а также на шейке при повороте линии. Диаметр шейки 85 мм.

Таблица 5.4.8 — Характеристики изоляторов

Тип	Минимальная механическая разрушающая нагрузка, кН	Длина пути утечки, мм, не менее	Выдерживаемое напряжение 50 Гц (в сухом состоянии), кВ	Выдерживаемое напряжение 50 Гц (под дождем), кВ	Масса, кг, не более
ШФ20УО	13	325	85	45	3,27
ШФ20Г1	13	400	85	65	3,80

3) подвесные стеклянные изоляторы типа ПС (ГОСТ 6490). Используются в составе изолирующих натяжных и поддерживающих подвесок на анкерных, концевых, угловых анкерных опорах. Эксплуатируются при температуре окружающего воздуха от –60 до +50 °С.

Таблица 5.4.9 — Характеристики изолятора ПС70Е

Минимальная механическая разрушающая нагрузка, кН	Диаметр изоляционной детали, D, мм	Строительная высота, Н, мм	Длина пути утечки, мм	Сферическое соединение, d, мм	Выдерживаемое напряжение 50 Гц (под дождем), кВ	Выдерживаемое импульсное напряжение 1,2/50+/-, кВ	Нормированное напряжение при допустимом уровне радиопомех, кВ		Масса, кг, не более
							60 дБ	86 дБ	
70	255	127	303	16	40	100/100	20	25	3,4

4) подвесные полимерные изоляторы типа ЛК (ГОСТ 28856). Изоляторы линейные подвесные стержневые полимерные цельнолитые кремнийорганические с заходом изолирующей оболочки на оконцеватели предназначены для изоляции и крепления проводов воздушных линий электропередачи напряжением до 10 кВ, частотой до 100 Гц, расположенных в районах с 1–4-й степенью загрязнения. Характеристики изоляторов типа ЛК приведены в таблице 5.4.10.

Таблица 5.4.10 — Характеристики изоляторов типа ЛК

Тип	Класс напряжения, кВ	Строительная высота, L, мм, не более	Изоляционная высота, L1, мм, не менее	Длина пути утечки, мм, не менее	Испытательное напряжение, кВ			Разрядное напряжение 50 Гц в загрязненном и увлажненном состоянии при нормированной по [9] (таблица В.2) удельной поверхности слоя загрязнения, кВ, не менее	Допустимая степень загрязнения по [9] (приложение В)
					грозового импульса	50 Гц в сухом состоянии	50 Гц под дождем		
ЛК-70/10-И(ИУ*)-3 СП**	10	275*	185	360	145	70	45	13	3
ЛК-70/10-И(ИУ*)-4 СП**				420					4
* Изоляторы модификации ИУ имеют строительную высоту L, которая больше указанной на 30 мм. Устройство защиты от дуги на ВЛП может монтироваться непосредственно на изоляторе. ** Дополнительно выпускаются изоляторы с оконцевателями типа СС (серьга – серьга)									

5.4.2.9 Крепление проводов ВЛП осуществляется:

1) к штыревым изоляторам − с помощью спиральных вязок (ВС). На ВЛП напряжением 10 кВ применяют промежуточное (одинарное) и усиленное (двойное) крепление провода. Для промежуточного (одинарного) крепления провода применяется одинарная спиральная вязка. Для усиленного (двойного) крепления – двойная спиральная вязка. При прохождении ВЛП по населенной местности крепление проводов должно быть усиленным. При пересечении и сближении ВЛП с инженерными сооружениями крепление проводов также выполняется усиленным. Вязки крепятся за шейки изоляторов и спиралью к проводам.

Основные характеристики ВС с полимерным покрытием и с абразивным покрытием приведены в таблицах 5.4.11, 5.4.12.

Таблица 5.4.11 — Характеристики ВС с полимерным покрытием

Марка вязки	Сечение провода СИП-3, мм^2	Сечение провода АСИ, мм^2	Цвет метки
ВС 35/50.1 ВС 35/50.2	35-50	35	желтый
ВС 70/95.1 ВС 70/95.2	70-95	50-70	зеленый
ВС 120/150.1 ВС 120/150.2	120-150	95	черный
Примечание — Вязка типа ВС-….1 предназначена для одинарного крепления, типа ВС-….2 – для двойного крепления.			

Таблица 5.4.12 — Характеристики ВС с абразивным покрытием

Марка вязки	Сечение провода СИП-3, мм^2	Сечение провода АСИ, мм^2	Длина вязки, мм	Масса вязки, кг	Цвет метки	Количество вязок на изолятор
ВС-12-01 ВС-12-21	50	35	600 410	0,12 0,24	желтый	1 2
ВС-14-01 ВС-14-21	70	50	600 410	0,13 0,26	белый	1 2
ВС-16-01 ВС-16-21	95	70	600 410	0,13 0,26	черный	1 2
ВС-17-01 ВС-17-21	120	-	600 410	0,10 0,26	розовый	1 2
ВС-18-01 ВС-18-21	-	95	600 410	0,10 0,26	зеленый	1 2
Примечание — Вязка типа ВС-…-01 предназначена для одинарного крепления, типа ВС-…-21 – для двойного крепления.						

Одинарная вязка используется для крепления покрытых проводов на изоляторах типа ШФ 20-Г. Двойная вязка используется для крепления покрытых проводов ВЛП на изоляторах типа ШФ 20-Г, ШФ 20-УО, ШФ 20-Г1.

Заданная величина прочности заделки в ВС обеспечивает сохранность промежуточных опор при обрыве провода и других аварийных ситуациях. При величине нагрузки, превышающей заданную, происходит проскальзывание проводов в вязке.

Допускается по согласованию с эксплуатирующей организацией, выполнять крепление проводов ВЛП к штыревым изоляторам с помощью проволочной вязки, при этом снятие изоляции с покрытого провода не требуется. При применении проволочной вязки рекомендуется проверять крепление провода (истираемость, плотность подмотки и т.д.).

Примечание — проволочная вязка выполняется проволокой магистрали, длина подмотки – 0,9 м, длина вязки – 1,6 м.

2) к подвесным изоляторам − на опорах анкерного типа провода ВЛП крепятся при помощи натяжных изолирующих подвесок. Подвески состоят из двух подвесных изоляторов типа ПС, соответствующей сцепной арматуры и натяжных зажимов. Применяются следующие типы натяжных зажимов: НБ-2-6А, НКК-1-1Б, НЗ-2-7 (или их аналоги), основные параметры которых приведены в таблицах 5.4.13, 5.3.14.

Таблица 5.4.13 — Характеристики зажимов

Обозначение	Сечение провода, мм^2	Разрушающая нагрузка, кН (тс), не менее	Масса, кг
НБ-2-6А	70 95 120	57(8,81)	1,13
НКК-1-1Б (клин универсальный)	35,50	60(6)	0,80
НЗ-2-7	70 95 120	57(5,81)	1,67

Применяются следующие типы натяжных изолирующих подвесок:

- с зажимом НКК-1-1Б − применяется для покрытого провода сечением 35-50 мм^2;
- с зажимом НБ-2-6А − применяется для покрытого провода сечением 70-120 мм^2;
- с зажимом НЗ-2-7 − применяется для покрытого о провода сечением 70-120 мм^2;

– с линейным подвесным стержневым полимерным изолятором типа ЛК.

Примечание — Изолирующие подвески крепятся с помощью серьги СРС-7-16 ([65]) установленной на металлоконструкциях при их изготовлении. При отсутствии серьги СРС-7-16 на изготовленных металлоконструкциях крепление изолирующей подвески осуществляется через скобу СК-7-1А и серьгу СРС-7-16.

При прохождении ВЛП по лесным массивам крепление проводов к штыревым изоляторам выполняется с помощью проволочной вязки меньшей длины. При одиночном креплении покрытого провода число витков на вязке также можно сократить до трех (внутренние витки) и до десяти (наружные витки).

5.4.2.10 В качестве линейной арматуры ВЛП применяются: соединительные и ответвительные зажимы:

1) соединительные зажимы – применяются для соединения проводов ВЛП в пролете. В одном анкерном пролете допускается не более одного соединения каждой фазы. Сечение жил соединяемых проводов должно быть одинаковым. Соединительные зажимы должны иметь прочность заделки не менее 90 % прочности провода. Расстояние от соединительного зажима до места крепления провода принимается не менее 2 м. Соединительные зажимы должны быть покрыты изолирующим материалом или иметь защитную оболочку с диэлектрическими характеристиками, не уступающими изоляционному покрытию провода. Материал покрытия соединительных зажимов должен быть атмосферостойким и устойчивым к воздействию солнечной радиации. Покрытие следует выполнять одной или несколькими термоусаживаемыми трубками.

Применяются соединительные зажимы следующих видов:

– соединительные скручивающиеся зажимы типа «СОАС»;
– прессуемые соединительные зажимы SJ;
– автоматические соединительные зажимы CIL;

2) ответвительные зажимы – применяются для ответвления от проводов ВЛП. Электрический контакт зажима с токоведущей жилой достигается путем «прокалывания» защитного покрова провода. Ответвительные зажимы должны иметь защитное изолирующее покрытие или кожух. Защитный кожух должен иметь в нижней части отверстия для стока водяного конденсата. Для выполнения ответвлений и соединения покрытых проводов в шлейфах опор анкерного типа на ВЛП напряжением 10 кВ применяются следующие ответвительные зажимы:

– прокалывающие ответвительные зажимы типа ЗОП-10 ([66]); которые должны изготавливаться в климатическом исполнении УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150;
– прокалывающие ответвительные зажимы для соединения покрытых проводов с неизолированными проводами типа ЗГ-10 ([66]), с одной стороны зажим имеет зубья для «прокола» изоляции, с другой – параллельные рифления для надежного крепления неизолированного провода;
– плашечный ответвительный зажим типа ПС для соединения заземляющих проводников;
– плашечный ответвительный зажим типа ПА для соединения для соединения алюминиевых и сталеалюминиевых неизолированных проводов в петлях опор анкерного типа.

Примечание — В качестве плашечного зажима могут применяться зажимы ЗЛО-01. Зажимы применяются для соединения неизолированных алюминиевых и сталеалюминиевых проводов при отсутствии разрывного воздействия на провода (в петлях опор анкерного типа), а также для двойного крепления провода на изоляторе. Губки зажимов имеют продольное параллельное рифление.

5.4.2.11 Защиту от грозовых перенапряжений ВЛП напряжением 10 кВ следует выполнять согласно [8] (пункт 8.2.28) с учетом [9] (пункта 8.2.28) и настоящего технического кодекса.

Для повышения грозоупорности ВЛП применяются:

– ограничитель перенапряжения с искровым промежутком (устройство УЗПН);
– длинно-искровые разрядники типа РДИП, РДИШ, РДИМ;
– традиционные средства защиты – ограничители перенапряжения (ОПН), разрядники (для защиты отдельных элементов ВЛП), для защиты участков с ослабленной изоляцией, подходов к ТП и т.д.

1) Разрядник длинно-искровой петлевой типа РДИП-10-4-УХЛ1 и устройство защиты от атмосферных перенапряжений типа УЗПН. УЗПН предназначено для защиты ВЛП от прямых ударов молний, пережога проводов, вызванных грозовыми разрядами вблизи ВЛП. Характеристики РДИП и УЗПН приведены в таблицах 5.4.14 и 5.4.15.

2) Длинно-искровые разрядники модульного типа РДИМ-10-К. Применяются для защиты от грозовых перенапряжений ВЛП компактного исполнения. Разрядники устанавливаются на траверсах с горизонтальным расположением проводов, основные характеристики приведены в таблице 5.4.16 Заземление опор с РДИМ-10-К выполняется с учетом 5.4.2.11 (третий и четвертый абзацы).

Таблица 5.4.14 — Характеристики разрядника РДИП

Показатель	Значение
Класс напряжения, кВ	10
Длина перекрытия по поверхности, мм	780
Внешний искровой промежуток, мм	20-40

Окончание таблицы 5.4.14

Показатель	Значение
Импульсное разрядное напряжение по поверхности, кВ	110
Импульсное выдерживаемое внутренней изоляцией напряжение, кВ, не менее	300
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты: в сухом состоянии, кВ, не менее под дождем, кВ, не менее	 42 28
Выдерживаемый импульсный ток 8/20 мкс, кА, не менее	100
Масса, кг	2,3

Таблица 5.4.15 — Характеристики устройства УЗПН

Показатель	Значение
Класс напряжения, кВ	10
Остающееся напряжение при грозовых импульсах тока 8/20 мкс, кВ с амплитудой: 5000 А 10000 А 20000 А	 38,9 42,1 47,5
Количество воздействий импульсов большого тока 4/10 мкс с максимальным значением 65 кА, не менее	2
Способность к рассеиванию энергии, кДж, не менее	12,4
Искровой промежуток, мм	60
Импульсное 50-процентное разрядное напряжение, кВ	92
Масса, кг, не более	2,49

Таблица 5.4.16 — Основные характеристики РДИМ-10-К

Показатель	Значение
Класс напряжения, кВ	10
Длина перекрытия по поверхности, мм	400
Импульсное разрядное напряжение по поверхности, кВ	120
Импульсное выдерживаемое внутренней изоляцией напряжение, кВ, не менее	300
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты: в сухом состоянии, кВ, не менее под дождем, кВ, не менее	 42 28
Выдерживаемый импульсный ток, кА, не менее	40
Масса, кг	0,1

3) Длинно-искровые разрядники модульного типа с длиной перекрытия по поверхности 1,5 м РДИМ-10-1,5. Применяются для защиты участков ВЛП, подверженных прямым ударам молнии, а также для защиты подходов к подстанциям ВЛП на железобетонных опорах со штыревыми изоляторами. Основные характеристики приведены в таблице 5.4.17. Заземление опор ВЛП с РДИМ-10-1,5 выполняется с учетом 5.4.2.11 (пятый абзац).

Таблица 5.4.17 — Основные характеристики РДИМ-10-1,5

Показатель	Значение
Класс напряжения, кВ	10
Длина перекрытия по поверхности, мм	1500
Импульсное разрядное напряжение по поверхности, кВ	100
Импульсное выдерживаемое внутренней изоляцией напряжение, кВ, не менее	300
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты: в сухом состоянии, кВ, не менее под дождем, кВ, не менее	 42 28
Выдерживаемый импульсный ток, кА, не менее	40
Масса, кг	1,6

4) Длинно-искровые разрядники шлейфовые типа РДИШ-10. Применяются для защиты от грозовых

перенапряжений ВЛП в населенной местности и в местах перехода ВЛП через инженерные сооружения (с двойным креплением провода). Основные характеристики разрядника приведены в таблице 5.4.18.

Таблица 5.4.18 — Основные характеристики РДИШ-10

Показатель	Значение
Класс напряжения, кВ	10
Длина перекрытия по поверхности, мм	800
Импульсное разрядное напряжение по поверхности, кВ	20-40
Импульсное выдерживаемое внутренней изоляцией напряжение, кВ, не менее	300
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты: в сухом состоянии, кВ, не менее под дождем, кВ, не менее	 42 28
Выдерживаемый импульсный ток, кА, не менее	40
Масса, кг	2,3

5) Мультикамерные разрядники типа РМК-10. Применяются для защиты от грозовых перенапряжений ВЛП, снижения числа грозовых отключений и пережога проводов: в районах с повышенной грозовой активностью (свыше 20 грозовых часов в год), на подходах к распределительным устройствам подстанций, в местах пересечения ВЛП с инженерными сооружениями. Разрядники устанавливаются на ВЛП с ожидаемым током КЗ в месте установки до 0,7 кА, их установка допускается на любых типах опор и изоляции. Основные характеристики разрядника приведены в таблице 5.4.19.

Таблица 5.4.19 — Основные характеристики РМК-10

Показатель	Значение
Класс напряжения, кВ	6, 10
Длина перекрытия по поверхности, мм	12
Внешний искровой промежуток, мм	40-60
Импульсное разрядное напряжение, кВ, не более	100
Гашение дуги тока двухфазного КЗ на землю: действующее значение периодической составляющей (при наибольшем рабочем напряжении ВЛ до 12 кв), кА амплитудное значение импульсного тока через разрядник при длительности до полуспада 50 мкс, кА	 0,7 3
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты: в сухом состоянии, кВ, не менее под дождем, кВ, не менее	 30 20
Выдерживаемый импульсный ток, кА, не менее	30
Масса, кг	0,7

5.4.2.12 Кроме устройств, способствующих повышению грозоупорности ВЛП, перечисленных в 5.4.2.10, средством грозозащиты ВЛП является заземление опор.

При выполнении заземляющих устройств ВЛП напряжением 10 кВ следует руководствоваться [8] (пункт 8.2.28).

При устройстве ВЛП в населенной местности центрифугированные опоры ВЛП должны быть заземлены. Сопротивление заземляющих устройств опор ВЛП должно быть не более указанных в [8] (таблица 8.36).

При устройстве ВЛП в ненаселенной местности центрифугированные опоры ВЛП должны быть также заземлены. Сопротивление заземляющего устройства в летнее время должно быть не более 30 Ом при ρ до 100 Ом·м и не более 0,3ρ·м при ρ выше 100 Ом·м. Так как предусматривается возможность установки штыревых изоляторов ШФ 20-УО, ШФ 20-Г1, ШФ 20-Г и гирлянд, состоящих из двух подвесных изоляторов, то сопротивление заземляющих устройств допускается не нормировать.

Сопротивление заземляющего устройства опоры с установкой ОПН или разрядников для защиты кабеля и опоры с искровыми промежутками в летнее время при ρ до 1000 Ом·м должно быть не более 10 Ом, а при более высоком удельном сопротивлении земли не более 15 Ом.

Для устройства заземлений на железобетонных опорах ВЛП напряжением 10 кВ в качестве заземляющего проводника (заземляющего спуска), выполняющего функцию магистрали заземления, используется заземляющий проводник. Заземление всех металлических элементов железобетонных опор ВЛП напряжением 10 кВ, находящихся в верхней части этих опор (траверсы, оголовки и т.д.), осуществляется присоединением к заземляющему проводнику с зажимом ПС-2-1. Заземляющий проводник приваривается к контуру заземления стойки.

Для устройства заземлений на железобетонных опорах двухцепной ВЛП напряжением 10 кВ в качестве заземляющего проводника (заземляющего спуска), выполняющего функцию магистрали заземления, используется арматура стойки и покоса – нижний и верхний заземляющие выпуски. Заземление всех металлических элементов железобетонных опор двухцепной ВЛП напряжением 10 кВ, находящихся в верхней части этих опор (траверсы, оголовки и т.д.), осуществляется присоединением к их верхнему заземляющему выпуску или заземленной арматуре стойки зажимом ПС-2-1. К нижнему выпуску стойки, в случае необходимости приваривается дополнительный заземлитель. На опорах с подкосом в качестве спуска используется арматура стойки и арматура подкоса. Узел крепления подкоса допускается не заземлять.

Как правило, заземляющие проводники выполняются круглой неоцинкованной сталью диаметром не менее 10 мм. Допускается применение стальных оцинкованных однопроволочных спусков диаметром не менее 6 мм.

При устройстве ВЛП с РДИП допускается применение всех типов стоек с любым расположением проводов на опоре. Крепление проводов осуществляется спиральными вязками; допускаются проволочные вязки. Для ограничения тока КЗ на землю на одноцепной ВЛП разрядник и РДИП устанавливаются по одному на опоре параллельно изолятору одной из фаз с последовательным их чередованием.

Примечание – УЗПН устанавливается аналогично РДИП – по одному на каждой опоре с последовательным чередованием фаз.

Если основным вариантом крепления провода на опорах анкерного типа является применение традиционных натяжных изолирующих подвесок (с зажимами НКК-1-1Б, НБ-2-6А, НЗ-2-7) со снятием изоляции 0,5 м от мест крепления провода, то в этом случае УЗПН и РДИП допускается не устанавливать.

Для присоединения переносных штанг заземления предусматривается установка устройств типа УЗ-1 по согласованию с эксплуатирующей организацией. Допускается установка заземления в местах снятия изоляции при креплении к подвесным изоляторам.

При устройстве УЗ-1 рекомендуется монтировать их на верхней, нижней и средней траверсах в противоположном направлении для удобства подключения штанг оперативного подключения.

5.4.2.13 На опорах ВЛП должны использоваться стойки с несущей способностью не менее 49 кН·м (5 тс·м). Допускается, в технически обоснованных случаях, применение стоек с несущей способностью не менее 35 кН·м (3,5 тс·м).

В местах пересечения инженерных сооружений на опорах ВЛП рекомендуется использовать стойки с несущей способностью не менее 79 кН·м (8 тс·м). Допускается применение железобетонных вибрированных стоек с изгибающим моментом не менее 49 кН·м.

На опорах, предназначенные для применения в неагрессивных газовых средах, в агрессивных средах, должно быть выполнено защитное покрытие железобетонных стоек на высоту 3 м от комля в соответствии с [67].

Стальные конструкции опор - в соответствии с [68] и должны иметь защитное покрытие.

При углах поворота трассы до 20° без смены сечения проводов на ВЛП может применяться угловая промежуточная опора типа УП (для двухцепной ВЛП − угловая промежуточная опора типа 2УП). При больших углах поворота должна применяться угловая анкерная опора типа УА (для двухцепной ВЛП − угловая анкерная опора типа 2УА). При смене сечения на одну ступень могут применяться анкерная опора типа А (для двухцепной ВЛП − угловая анкерная типа 2УА) и угловая анкерная опора типа УА (для двухцепной ВЛП − угловая анкерная типа 2УА). Опоры типа УА (для двухцепной ВЛП − 2УА) должны устанавливаться на ВЛП таким образом, чтобы равнодействующая тяжения в проводах составляла угол 15° с плоскостью стойки и подкоса.

Опора ответвительная анкерная типа ОА (для двухцепной ВЛП – 2ОА) является анкерной в сторону ответвления и промежуточной на прямолинейном участке магистрали ВЛП. Ответвление может отклоняться от перпендикуляра к магистрали ВЛП на угол до 15°.

Повышенные опоры типов ПП, АП, УАП (для двухцепной ВЛП – 2ПП, 2АП, 2КП, 2ОАП) предназначенные для переходов через инженерные сооружения, выполняются на базе стоек СВ 110-49 (СВ 110-35) и приставок ПТ 43-22-М с расчетным изгибающим моментом 21,6 кН·м согласно СТБ 1553.

При прохождении ВЛП по лесным массивам и в труднодоступных местах необходимо применять стойки железобетонные с увеличенным изгибающим моментом − центрифугированные стойки длиной 13,6 м СЦ 13.6-8.5. В случае использования железобетонных вибрированных стоек СВ 110-49 или СВ 110-35 в качестве промежуточных применять опоры типа П10тд-1А-МД, П10тд-1Б- МД, П10тр-1А-МД, П10тр-1Б-МД.

5.4.2.14 Типовые узлы крепления проводов ВЛП 10 кВ приведены в приложении Д.

5.4.2.15 Величины расчетных пролетов ВЛП 10 кВ рекомендуется принимать по [64]:

– для двухцепных промежуточных железобетонных опор в условиях населенной и ненаселенной местности согласно таблице 1.3.28;

– для двухцепных промежуточных и сложных железобетонных опор в условиях населенной и ненаселенной местности согласно таблице 1.3.29;

– для двухцепных сложных железобетонных опор в условиях населенной и ненаселенной местности согласно таблице 1.3.30;

– для двухцепных промежуточных повышенных железобетонных опор в условиях населенной и

ненаселенной местности согласно таблице 1.3.31;

– для двухцепных промежуточных железобетонных и сложных повышенных опор в условиях населенной и ненаселенной местности согласно таблице 1.3.32;

– для двухцепных сложных повышенных железобетонных опор в условиях населенной и ненаселенной местности согласно таблице 1.3.33.

5.4.3 Воздушные линии совместной подвески покрытых проводов и самонесущих изолированных проводов

5.4.3.1 При устройстве ВЛ с совместной подвеской ВЛП 10 кВ и ВЛИ 0,38 кВ применяются соответственно покрытые провода АСИ или СИП-3 и самонесущие изолированные провода СИП-4.

Основные технические параметры и характеристики проводов АСИ и СИП-3 приведены в таблицах 5.4.1–5.4.6.

Минимально допустимое сечение провода ВЛП по условиям механической прочности должно быть:

– для I и II районов по гололеду – 35 мм^2;

– для III и IV районов по гололеду – 50 мм^2;

– для магистральных участков – 70 мм^2, независимо от района по гололеду.

Максимальное допустимое расчетное тяжение покрытых проводов АСИ и СИП-3 ограничено величиной 6,5 кН, обусловленной прочностью опор анкерного типа.

5.4.3.2 На опоре ВЛ напряжением 10 кВ принято горизонтальное расположение покрытых проводов 10 кВ. Провода ВЛП 10 кВ и ВЛИ 0,38 кВ расположены вертикально относительно друг друга. Расстояние по вертикали между ближайшими проводами ВЛП 10 кВ и проводами СИП-4 на опоре должно быть не менее 0,4 м.

В настоящем стандарте при горизонтальном расположении ВЛП 10 кВ (со штыревыми изоляторами на промежуточных опорах) принято расстояние между проводами 0,55 м с установкой изоляторов ШФ 20-УО (ШФ 20-Г1) или ШФ 20-Г, позволяющее применять для защиты ВЛП 10 кВ от атмосферных (грозовых) перенапряжений устройства для «отвода дуги».

Рекомендуются для установки длинно-искровые разрядники типа РДИП и устройства УЗПН.

Расположение проводов на опорах обеспечивается стальными конструкциями (траверсами, оголовками и др.).

Для опор совместной подвески линий 10 и 0,38 кВ используются стойки СВ110-49 с несущей способность не менее 49 кН·м (5тс·м). Стойки изготавливаются в соответствии с СТБ 1247.

Применяются стойки предварительно напряженные железобетонные вибрированные без верхнего штыря, так как используются горизонтальные траверсы.

В агрессивных средах должно быть выполнено защитное покрытие железобетонных стоек на высоту 3 м от низа стойки.

Стальные конструкции опор – в соответствии с [68].

В местах, где невозможно установить подкос угловой промежуточной опоры, допускается установка угловой промежуточной опоры с бетонированием СУПб. Данная опора применяется при углах поворота трассы воздушной линии до 10° без смены сечения проводов и для проводов одноцепных линий сечением 35–70 мм^2 воздушной линии напряжением 0,38 кВ, сечением 35–50 мм^2 воздушной линии 10 кВ.

При углах поворота трассы ВЛ до 20° без смены сечения проводов на ВЛИ напряжением 0,38 кВ и ВЛП 10 кВ применяется угловая промежуточная опора типа СУП, при больших углах поворота – угловая анкерная опора типа СУА. При смене сечения одной из линий напряжением 0,38 кВ или 10 кВ следует применять анкерную опору типа СА, при повороте ВЛ – угловую анкерную опору типа СУА, которая должна устанавливаться таким образом, чтобы равнодействующая тяжения в проводах составляла угол 15 ° с плоскостью стойки и подкоса.

При ответвлении от ВЛ применяются ответвительные анкерные и ответвительные промежуточные опоры. Ответвительные анкерные опоры являются анкерными в сторону ответвления, при этом ответвление ВЛ может отклоняться от перпендикуляра к магистрали на ВЛП 10 кВ на угол до 10°, ВЛИ 0,38 кВ – на угол до 20 °. Ответвление от ВЛ на прямолинейном участке от магистрали выполняется на ответвительных промежуточных опорах. При одновременном ответвлении угол отклонения от перпендикуляра к магистрали должен быть не более 10 ° на анкерной ответвительной опоре и не более 15 ° – на ответвительной промежуточной опоре.

Повышенные опоры, предназначенные для переходов через инженерные сооружения, выполняются на базе стоек СВ110-49 и приставок ПТ43-22-М с расчетным изгибающим моментом 21,6 кН·м согласно СТБ 1553-2005.

Ответвление ВЛИ напряжением 0,38 кВ от магистральной линии может быть как односторонним, так и двухсторонним, ответвление ВЛП напряжением 10 кВ – только односторонним.

5.4.3.3 Применяемая линейная арматура:

а) основные применяемые типы зажимов:

1) зажимы ЗКН-1, ЗКН-2 (исполнение 1) предназначены для концевого (анкерного) крепления СИП-4 (магистральных проводов и магистральных ответвлений) одновременно за силовые (фазные и нулевой)

изолированные провода одинакового сечения. Зажим ЗКН-1 применяется для проводов сечением от 35 до 95 мм^2, зажим ЗКН-2 – для проводов сечением от 16 до 35 мм^2.

Изготавливаются зажимы по [69].

1. Зажимы ЗПП, ЗКН-2 (исполнение 2) предназначены для промежуточного крепления СИП-4 за все провода одновременно (жгут силовых и вспомогательных проводов) на прямых участках ВЛ. Зажим ЗПП применяется для проводов сечением от 16 до 95 мм^2. Закрытый контур зажима ЗПП обеспечивает защиту от срыва проводов. Изготавливаются зажимы по [70];

2. ответвительные прокалывающие герметичные зажимы ЗОПг-1, ЗОПг-2, ЗОПг-3 предназначены для электрического соединения изолированных проводов ВЛИ 0,38 кВ с изолированными проводами ответвлений путем прокола изоляции. Зажим ЗОПг-1 применяется при сечении проводов от 16 до 95 мм^2 на магистрали и от 16 до 95 мм^2 на ответвлении. Зажим ЗОПг-2 применяется при сечении проводов от 16 до 95 мм^2 на магистрали и от 4 до 35 мм^2 на ответвлении. Зажим ЗОПг-3 применяется при сечении проводов от 16 до 95 мм^2 на магистрали и от 1,5 до 6 мм^2 на ответвлении. Изготовляются зажимы по [71];

3. для соединения несущих жил СИП-4 в пролете следует выполнять при помощи соединительных зажимов MJPT N, обеспечивающих механическую прочность не менее 90 % от разрывного усилия несущей жилы. Допускается не более одного соединения несущей жилы в пролете. Зажимы предназначены для соединения жил диаметром от 25 мм^2 до 95 мм^2. Для соединения жил диаметром менее 25 мм^2 следует применять зажимы MJPB. Технические характеристики зажимов представлены в таблицах 2.3.13 и 2.3.14.

4. для соединения жил в пролете допускается использовать аналогичные зажимы, обеспечивающие механическую прочность несущей жилы. Соединение жил в пролете ответвления к вводу не допускается;

5. крепление фонарного провода на промежуточных опорах проводится совместно с основными (несущими) жилами с помощью зажима ЗПП. На опорах анкерного типа фонарная жила закрепляется к основным жилам провода с помощью бандажной ленты КГ-174.

На двухцепных опорах провод наружного освещения необходимо прокладывать с силовым жгутом цепи меньшего сечения;

б) линейная арматура для ВЛП приведена в 5.4.2.9. Изоляторы и крепление проводов АСИ, СИП-3 приведены в 5.4.2.7, 5.4.2.8.

5.4.3.4 Устройство защиты от грозовых перенапряжений на опорах совместной подвески ВЛИ 0,4 кВ и ВЛП 10 кВ приведены соответственно в 5.3.8.10 и 5.4.2.10.

5.4.3.5 Для заземления опор в железобетонных стойках предусмотрены заземляющие проводники (нижний и верхний), которые привариваются в заводских условиях к одному рабочему стержню арматуры стойки. Заземляющие проводники присоединяются к контуру заземления опоры при помощи сварки. На опорах с подкосом в качестве заземляющего спуска следует использовать арматуру стойки и арматуру подкоса. Узел крепления подкоса допускается не заземлять.

Соединение заземлителей на опоре производится с помощью плашечных зажимов ПС-2-1 и герметичных зажимов ЗПВ. Соединение заземлителей между собой в земле выполняется внахлест с длиной присоединения не менее шести диаметров заземлителя. Сварка проводится по всему стыку присоединения. Контактные болтовые соединения заземляющих элементов следует предварительно зачищать и покрывать слоем чистого технического вазелина.

Корпуса светильников уличного освещения, ящики, щитки, шкафы, траверсы, провода без заземленных или зануленных металлических оболочек и брони должны быть занулены и заземлены.

Во время монтажа заземляющих устройств следует в первую очередь уточнить удельное сопротивление грунта в месте сооружения контура, исходя из чего определить требуемое сопротивление данного заземлителя.

Величина сопротивления грозозащитного заземления должна быть не более 30 Ом, повторного заземления – не более 10 Ом

Для выполнения стационарного защитного заземления ВЛИ 0,38 кВ в начале и в конце каждой магистрали, на ответвлениях от магистрали длинной 200 м и более, в местах пересечения с ВЛ высшего напряжения, в местах установки секционирующих пунктов необходимо устанавливать УЗ ВЛИ.

Технические характеристики УЗ ВЛИ должны соответствовать приведенным в таблице 5.4.20.

Таблица 5.4.20 — Технические характеристики УЗ ВЛИ

Наименование	Значение
Номинальное рабочее напряжение, кВ	380/220
Номинальный ток, А	250
Ток термической стойкости (1 с), кА, не менее	3,2
Номинальная частота, Гц	50
Механическая износостойкость циклов «включение – произвольная пауза – отключение»	2000
Количество полюсов, шт.	4 (3ф. + 1 ул. осв.)
Количество шлейфов для подключения к ВЛИ	5 (3ф. + 1 ул. осв. + 0)

Окончание таблицы 5.4.14

Наименование	Значение
Длина шлейфов проводов (5 САПсш 1х35), м	6
Климатическое исполнение и категория по ГОСТ 15150	У1
Масса, кг, не более	15

Устройство заземления УЗ ВЛИ устанавливается на железобетонных стойках трапецеидального сечения СВ110-49. Вывод проводов осуществляется снизу устройства. Степень защиты устройства – IP43 по ГОСТ 14254.

В ненаселенной местности должны быть заземлены опоры, имеющие устройства грозозащиты или другие аппараты. В населенной местности все опоры должны быть заземлены.

Значения сопротивления заземляющих устройств опор ВЛ должны быть не более указанных в таблице 5.4.21.

Таблица 5.4.21 — Наибольшее сопротивление заземляющих устройств опор для совместной подвески ВЛП 10 кВ и ВЛИ 0,38 кВ, устанавливаемых в населенной местности; на подходах к трансформаторным подстанциям (питающим, КТП, МТП, ЗТП, СТП); на переходах (опоры, ограничивающие пролет пересечения)

Удельное эквивалентное сопротивление земли ρ, Ом·	Наибольшее сопротивление заземляющего устройства в летнее время (грозовой период), Ом
до 100	10
более 100 до 500	15
более 500 до 1000	20
более 1000 до 5000	30
более 5000	$6 \cdot 10^{-3} \rho$

5.4.3.6 Типовые узлы крепления при совместной подвеске ВЛП 10 кВ и ВЛИ 0,38 кВ приведены в приложении Е.

5.4.3.7 Величины расчетных пролетов при совместной подвеске ВЛП 10 кВ и ВЛИ 0,38 кВ рекомендуется принимать по [64]:

– для одноцепной ВЛП и одноцепной ВЛИ между промежуточными железобетонными опорами в условиях населенной и ненаселенной местности согласно таблице 2.3.17;

– для одноцепной ВЛП и одноцепной ВЛИ между промежуточными и сложными железобетонными опорами в условиях населенной и ненаселенной местности согласно таблице 2.3.18;

– для одноцепной ВЛП и одноцепной ВЛИ между сложными железобетонными опорами в условиях населенной и ненаселенной местности согласно таблице 2.3.19;

– для одноцепной ВЛП и двухцепной ВЛИ между промежуточными железобетонными опорами в условиях населенной и ненаселенной местности согласно таблице 2.3.20 2.3.23;

– для одноцепной ВЛП и двухцепной ВЛИ между промежуточными и сложными железобетонными опорами в условиях населенной и ненаселенной местности согласно таблице 2.3.21 и 2.3.24;

– для одноцепной ВЛП и двухцепной ВЛИ между сложными железобетонными опорами в условиях населенной и ненаселенной местности согласно таблице 2.3.22 и 2.3.25.

5.4.4 Воздушные линии напряжением 35 -110 кВ, с проводами, покрытыми защитной изолирующей оболочкой

5.4.4.1 ВЛЗ напряжением 35-110 кВ и имеют ряд преимуществ по сравнению с воздушными линиями с неизолированными проводами:

– уменьшение расстояний между проводами на опорах и в пролете, в том числе в местах пересечений и сближений с другими ВЛ, а также при их совместной подвеске на общих опорах. Уменьшение габаритов ВЛ создает возможность разработки и освоения компактных ВЛЗ;

– повышение безопасности в местах пересечения с другими ВЛ, при переходах над автомобильными дорогами и другими коммуникациями, в местах работы высокогабаритной техники (в том числе сельскохозяйственной);

– исключение коротких замыканий между проводами фаз при падении веток и мелких деревьев на провода, существенное снижение вероятности замыканий на землю;

– снижение риска поражения электрическим током электротехнического персонала (безопасность в эксплуатации);

– сокращение влияния напряженности электрического и магнитного поля (для ВЛЗ-110 кВ).

Компактные воздушные линии (ВЛ) рекомендуется применять в следующих случаях:

– для сокращения охранной зоны и уменьшения вырубки просеки при прохождении ВЛ в залесенной местности;

– при реконструкции ВЛ с переводом на более высокий класс напряжения с сохранением прежних габаритов линии, без замены опор.

Компактные ВЛЗ состоят из следующих конструктивных элементов:

- компактные стойки (стальные многогранные, железобетонные, композитные стойки, узкобазовые опоры из гнутого стального профиля) для уменьшения зоны отчуждения земли под опоры;
- защищенные провода (СИП-3, СИП-7);
- изолированные траверсы, позволяющие сблизить фазы до минимально допустимых расстояний.

Для устройства компактных ВЛЗ 35-110 кВ, т.е. линий, в которых провода фаз сближены до минимально допустимых расстояний с учетом технических ограничений, рекомендуется использовать:

- защищенные провода типа СИП-3 (для ВЛЗ 35 кВ), СИП-7 (для ВЛЗ 110 кВ),
- изолирующие траверсы (для ВЛЗ 110 кВ),
- опорные полимерные изоляторы (для ВЛЗ 35 кВ),
- металлические многогранные и железобетонные опоры для ВЛЗ 110 кВ,
- унифицированные железобетонные или металлические опоры для ВЛЗ 35 кВ.

Для изоляции и крепления провода СИП-3 компактной ВЛЗ 35 кВ рекомендуется использовать опорные линейные стержневые полимерные изоляторы и специальные зажимы спиральные (вязки) с полимерным покрытием для защищенных проводов.

Для крепления защищенных проводов СИП-7 используются специальные поддерживающие зажимы с прокалывающим элементом и интегрированным защитным протектором, которые не требуют снятие изоляции в месте установки, а также специальные натяжные и соединительные зажимы с наличием узла герметизации места опрессования.

Для обеспечения сближения проводов до минимально допустимого расстояния компактных ВЛЗ 110 кВ рекомендуется установка на промежуточных опорах изолирующих траверс, а также при необходимости установка межфазных изолирующих распорок для обеспечения межфазного расстояния в пролетах.

На анкерно-угловых опорах рекомендуется использовать изолированные шлейфы с выполнением герметизации в заводских условиях методом вулканизации. Длина шлейфов определяется в зависимости от длины натяжных гирлянд, ширины траверсы, минимального расстояния от шлейфа до траверсы, либо в зависимости от длины поддерживающей гирлянды для обводки шлейфа.

5.4.4.2 ВЛЗ или кабельное исполнение, рекомендуется применять в случае, если прокладка ВЛ с неизолированными проводами участков с естественными или искусственными препятствиями невозможна или экономически нецелесообразна на этих участках.

5.4.4.3 ВЛЗ, как правило, прокладываются на участках ВЛ, трасса которых проходит:

– по лесам любых категорий (выполнение требования [8] (пункт 8.2.9.4) для ВЛЗ 35 кВ). Для ВЛ напряжением 110 кВ следует учитывать результаты технико-экономического сравнения вариантов сооружения ВЛ с неизолированными проводами (на повышенных опорах) и ВЛЗ;

– в стесненных условиях при невозможности или экономической нецелесообразности прокладки кабельных линий;

– в санитарно-защитных зонах, где недопустима прокладка ВЛ напряжением 110 кВ с неизолированными проводами по санитарным и иным нормам;

– в стесненных условиях, в которых целесообразно сокращение размера охранной зоны для воздушной линии;

– в местах (по берегам рек, озер, прудов), где осуществляется рыбная ловля с применением удочки (спиннинга);

– в зонах интенсивного гололедообразования с целью повышения надежности;

– по объектам (промышленным и сельскохозяйственным), применяющих «негабаритную» технику (с целью повышения электробезопасности);

– в других местах при обязательном обосновании применения ВЛЗ (технико-экономическом, экологическом, природоохранном и т. д.) и согласовании с ЭСО.

5.4.4.4 На одноцепных ВЛЗ может применяться любое расположение защищенных проводов на опоре: горизонтальное, вертикальное, в вершинах треугольника, смешанное (имеется смещение проводов относительно друг друга как по горизонтали, так и по вертикали). Допускается двухцепное исполнение ВЛЗ.

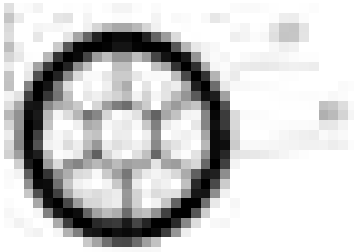
Наиболее благоприятная электромагнитная обстановка вблизи ВЛЗ-110 (с наименьшими значениями напряженности электрического и магнитного полей) будет при расположении защищенных проводов на опоре в вершинах треугольника.

В стесненных условиях для сокращения охранной зоны может применяться:

1) устройство ВЛЗ 35 кВ на 4 цепи с использованием вертикального расположения проводов и опорной полимерной стержневой изоляции. Расстояние между кронштейнами по вертикали для ВЛЗ 35 кВ составляет не менее 1,0 м. Рекомендуется использовать повышенные железобетонные стойки. Крепление проводов ВЛЗ на опорных полимерных изоляторах должно выполняться усиленным с применением специальных зажимов спиральных (вязок) с полимерным покрытием.

2) устройство ВЛЗ 110 кВ на 4 цепи с вертикальным расположением проводов и с применением изолирующих траверс. Расстояние между траверсами по вертикали следует принять не менее 1,5 м. Рекомендуется использовать многогранные или железобетонные стойки.

5.4.4.5 На ВЛЗ-35, как правило, применяются защищенные провода типа СИП-3, изготавливаемые по ГОСТ 31946. Конструкция СИП-3 приведена на рисунке 5.4.4.1.



1 – ТПЖ из проволок алюминиевого сплава, сечением 35–240 мм^2, круглой формы, уплотненная, герметизированная;
2 – защитная изоляция стойкая к внешним воздействующим факторам согласно ГОСТ 31946, черного цвета

Рисунок 5.4.4.1 — Конструкция провода типа СИП-3 для ВЛЗ-35

Общие технические характеристики защищенных проводов 35 кВ:

- провода должны изготавливаться в одножильном исполнении;
- ТПЖ проводов должна быть скручена из круглых проволок из алюминиевого сплава, иметь круглую форму и быть уплотненной;
- номинальное сечение ТПЖ, мм^2: 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240;
- прочность при растяжении проволок из алюминиевого сплава до скрутки в жилу должна быть не менее 295 Н/мм^2, относительное удлинение при разрыве – не менее 4 %;
- модуль упругости материала проволок – не менее $62 \cdot 10^3$ Н/мм^2;
- коэффициент линейного расширения – $23 \cdot 10^{-6}$°С$^{-1}$;
- номинальная толщина защитной изоляции – 3,5 мм.

Основные технические требования к электрическим параметрам (согласно ГОСТ 31946) защищенных проводов 35 кВ:

- наибольшее рабочее напряжение – 40,5 кВ;
- электрическое сопротивление ТПЖ проводов постоянному току, пересчитанное на температуру 20 °С и длину 1 км, должно быть не более значений, указанных в таблице 3 ГОСТ 31946 (для соответствующих сечений проводов напряжения 35 кВ);
- провода после выдержки в воде при температуре 20 °С в течение не менее 10 мин должны выдерживать на строительной длине испытание переменным напряжением 10 кВ частотой 50 Гц в течение 5 мин;
- провода должны выдерживать на образцах испытание напряжением 40 кВ переменного тока частотой 50 Гц в течение 5 мин;
- пробивное напряжение проводов после выдержки в воде при температуре 20 °С в течение не менее 1 ч должно быть не менее 40 кВ переменного тока частотой 50 Гц;
- устойчивость к импульсному напряжению – 170 кВ.

Допустимые токи нагрузки проводов (для соответствующих сечений ВЛЗ-35), рассчитанные при температуре окружающей среды 25 °С, скорости ветра 6 м/с и интенсивности солнечной радиации 1000 Вт/м^2, и допустимые токи односекундного КЗ должны соответствовать указанным в таблице 10 ГОСТ 31946 (в зависимости от диаметров ТПЖ).

5.4.4.6 На ВЛЗ-110 рекомендуется применять защищенные провода типа СИП-7. Конструкция СИП-7 приведена на рисунке 5.4.4.2.

1 – ТПЖ из проволок алюминиевого сплава, сечением 70–300 мм^2, круглой формы, уплотненная, герметизированная; 2 – слой электропроводящего полиэтилена; 3 – защитная изоляция из сшитого полиэтилена; 4 – оболочка черного цвета из атмосферостойкого трекингостойкого полиэтилена

Рисунок 5.4.4.2 – Конструкция провода типа СИП-7 для ВЛЗ-110

Общие технические характеристики защищенных проводов 110 кВ:

- провода должны изготавливаться в одножильном исполнении;
- ТПЖ проводов должна быть скручена из круглых проволок из алюминиевого сплава, иметь круглую форму и быть уплотненной;
- номинальное сечение ТПЖ, мм^2: 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300;

Основные технические требования к электрическим параметрам (согласно ГОСТ 31946) защищенных проводов 110 кВ:

- электрическое сопротивление 1 км токопроводящей жилы (провода) постоянному току при 20 °С, Ом (в скобках указаны значения сечений ТПЖ, мм^2): 0,495 (70); 0.363 (95); 0,288 (120); 0.236 (150); 0,188 (185); 0,145 (240); 0,118 (300);
- значения допустимого тока нагрузки провода, А, рассчитанного при температуре 25 °С, скорости ветра 0,6 м/с и интенсивности солнечной радиации 1000 Вт/м^2 (в скобках указаны значения сечений токопроводящих жил, мм^2): 267 (70); 324 (95); 376 (120); 434 (150); 494 (185); 562 (240); 676 (300).
- значения односекундного тока короткого замыкания, кА, (в скобках указаны значения сечений ТПЖ, мм^2): 8,2 (70); 11,0 (95); 13,9 (120); 17,2 (150); 21,2 (185); 27,2 (240); 34,0 (300)
- пробивная прочность изоляции провода – не менее 200 кВ.

Допустимая температура нагрева жил защищенного провода типа АСИ-7 в режиме перегрузки должна быть не более 130 °С.

Продолжительность работы в режиме перегрузки не должна превышать 8 ч в сутки и не более 1000 ч за срок службы.

5.4.4.7 Защиту ВЛЗ 35-110 кВ выполняют, руководствуясь 10.3.2 [58]. При выборе грозозащитного троса следует руководствоваться [8] (пункт 8.2.14).

ВЛЗ-110 должны быть с грозозащитным тросом.

Для ВЛЗ-35 применение грозозащитных тросов не требуется, за исключением подходов к подстанции.

Защита ВЛЗ-35 от прямых ударов молнии на подходах к подстанциям выполняется тросовыми молниеотводами. Длина подхода ВЛЗ-35 (с грозозащитным тросом) к подстанции определяется в соответствии с [9] (таблица 13.8).

5.4.4.8 При выборе изоляторов на ВЛЗ 35-110 кВ следует руководствоваться [8] (пункт 8.2.16). На ВЛЗ 35-110 кВ применяются:

1) На ВЛЗ 35 кВ:
   - линейные подвесные тарельчатые изоляторы по ГОСТ 6490,
   - линейные подвесные стержневые полимерные типа ЛК по ГОСТ 28856,
   - стержневые типа ОЛСК-35, опорные линейные фарфоровые типа ОЛФ-35.

Технические характеристики изоляторов ОЛСК-35 и ОЛФ-35 приведены в таблице 5.4.4.1.

Таблица 5.4.4.1 — Характеристики изоляторов для ВЛЗ-35 кВ

Параметр	ОЛСК-35	ОЛФ-35
1. Номинальное напряжение	35 кВ	35 кВ
2. Допустимая степень загрязнения	2	2
3. Номинальная:		
– разрушающая сила на изгиб	12,5 кН	12,5 кН
– разрушающая сила на расстояние	10,0 кН	
4. Строительная высота, не более	400 мм	
5. Изоляционная высота, не более	340 мм	
6. Длина пути утечки, не менее	960 мм	960 мм
7. Выдерживаемое напряжение:		
– полного грозового импульса	210 кВ	210 кВ
– 50 Гц в сухом состоянии	165 кВ	120 кВ
– 50 Гц под дождем	120 кВ	100 кВ
– 50 Гц при загрязнении		42 кВ
8. Масса, не более	4 кг	

2) на ВЛЗ 110 кВ − линейные подвесные стержневые полимерные изоляторы, обеспечивающие высокую надежность, малый вес и устойчивость к загрязнениям. Также используются линейные подвесные стеклянные (тарельчатые) и опорно-стержневые полимерные изоляторы, собранные в гирлянды.

3) на ВЛЗ 35-110 кВ подвеска защищенных проводов на опорах промежуточного вида может осуществляться на опорных изоляторах и изолирующих траверсах с использованием поддерживающей (в том числе специальной) арматуры. Технические характеристики изолирующих полимерных траверс приведены в приложении Ж.

5.4.4.9 К арматуре ВЛЗ, предназначенной для крепления защищенных проводов и тросов на ВЛЗ относится линейная арматура по ГОСТ 13276, арматура для ВЛ 35-110 кВ, спиральная арматура или их сочетание.

При проектировании ВЛЗ 35-110 кВ следует руководствоваться [9] (пункт 8.2.16.10).

Конструкция и материалы арматуры должны обеспечивать минимальные потери от перемагничивания и вихревых токов.

Видимая корона на арматуре при наибольшем напряжении ВЛЗ не допускается.

Уровень радиопомех от арматуры в составе гирлянд изоляторов не должен превышать 55 дБ относительно 1 мкВ.

Уровень радиопомех от арматуры, установленной на проводах, не должен превышать 38 дБ.

Все виды арматуры в целом и материалы, использованные для их производства, должны быть устойчивы к воздействию внешних факторов окружающей среды, в том числе к ультрафиолетовому излучению.

Арматура должна быть изготовлена в исполнении умеренного и холодного климата, категории размещения 1 по ГОСТ 15150.

Арматура должна быть стойкой к коррозии.

Арматура, имеющая неметаллические элементы конструкции, должна быть стойкой или к комплексному воздействию ультрафиолетового излучения, увлажнения, повышенной и пониженной температуры или к тепловому и световому воздействию излучения солнечного спектра.

Натяжные, поддерживающие и соединительные зажимы должны быть стойкими к воздействию ветровой вибрации и пляски и не вызывать повреждение провода (троса).

Рекомендуется применять натяжные и поддерживающие зажимы (при креплении провода за ТПЖ), имеющие элементы для наложения заземления.

На ВЛЗ 35-110 кВ применяется следующая арматура:

1) натяжные зажимы. Рекомендуемые типы натяжных зажимов, их условные обозначения, основные параметры приведены в таблице 5.4.4.2.

Таблица 5.4.4.2 – Характеристики натяжных зажимов

Наименование зажима (обозначение)	Номинальное сечение защищенного провода, мм^2	Нормируемая прочность заделки провода, % от МРНП
1. Натяжной клиновой зажим (ЗНК)	35 50 70 95	80
	120 150	60
2. Натяжной спиральный зажим (ЗНС)	35 50 70 95	80
	120 150	60
3. Натяжной болтовой зажим (ЗНБ)	70 95 120 150	95
4. Натяжной заклинивающий зажим ЗНЗ)	70 95 120 150	
5. Натяжной клиновой зажим коушный (ЗНКК)	35 50	95
6. Натяжной прессуемый зажим герметичный (ЗНПГ)	70 95 120 150 185 240 300	95
Примечание — МРНП – минимальная разрушающая нагрузка провода.		

Натяжные зажимы при нормальной температуре окружающей среды должны выдерживать без механических повреждений воздействие нагрузки, заявленной производителем. Нагрузки от провода, воспринимаемые зажимом, не должны превышать значений разрушающих нагрузок, установленных для данного вида зажимов.

Натяжные зажимы типа ЗНК и ЗНС должны при нормальной температуре окружающей среды обеспечить прочность заделки защищенного провода, равную 0,8 МРНП в течение не менее 60 с без повреждения. Допускается проскальзывание провода в зажиме не более 3 мм (рекомендуется проведение испытания при входном контроле).

Натяжные зажимы типа ЗНБ, ЗНЗ, ЗНКК и ЗНПГ должны при нормальной температуре окружающей среды обеспечивать прочность заделки защищенного провода, равную 0,95 МРНП, в течение не менее 60 с без повреждения. При этом допускается проскальзывание провода в натяжном зажиме не более 3 мм (рекомендуется проведение испытания при входном контроле).

Конструкция натяжного зажима для крепления провода типа СИП-7 должна обеспечивать возможность установки переносного заземления с траверсы опоры ВЛЗ-110 кВ.

Для установки переносных заземлений на ВЛЗ-110 допускается использовать участок ТПЖ (после снятия защитной изоляции) в непосредственной близости от натяжного зажима.

Натяжные зажимы типа ЗНК и ЗНС должны быть укомплектованы устройством, состоящим из прокалывающих элементов для выравнивания потенциала между зажимом и ТПЖ провода.

Для обеспечения герметизации места прокола допускается использование смазки.

Защитную изоляцию с провода, в месте установки натяжных зажимов типа ЗНБ, ЗНЗ, ЗНКК, ЗНПГ следует снимать (удалять) с помощью специального инструмента на длину не менее 0,5 м с учетом установки гасителей вибрации.

Место среза защитной изоляции провода (далее – место среза) должно быть загерметизировано и заизолировано. Герметизацию и изоляцию места среза рекомендуется выполнить в два слоя с применением водоблокирующей ленты и термоусаживаемой клейкой ленты, стойкой к солнечной радиации.

Допускается, для герметизации и изоляции места среза, применение термоусаживаемых трубок (не менее двух) соответствующего диаметра, определенного в зависимости от сечения ТПЖ и наружного диаметра провода (по защитной изоляции).

Прокалывающий элемент клинового зажима должен обеспечивать электрический контакт при затяжке болтов минимальным моментом, указанным производителе. Проверку качества контакта следует производить после выдержки 15 мин при температурах минус 10 °С и плюс 50 °С.

Должно быть обеспечено качество электрического контакта прокалывающего элемента клинового зажима и прессуемого герметичного натяжного зажима.

Прессуемые натяжные зажимы (герметичные) должны обеспечивать электрическое соединение, сопротивление которого не должно быть выше сопротивления целого провода.

2) поддерживающие зажимы. Рекомендуемые типы их условные обозначения, основные параметры приведены в таблице 5.4.4.3.

Болтовой поддерживающий зажим должен иметь прокалывающий элемент для вывода электрического потенциала на его корпус.

Зажим типа ЗПБП должен комплектоваться протектором.

Для обеспечения герметичности допускается использовать смазки.

Поддерживающие зажимы не должны нарушать защитную изоляцию защищенного провода.

Должны выполняться технические требования к механическим и электрическим параметрам поддерживающих зажимов для ВЛЗ.

Таблица 5.4.4.3 — Характеристики поддерживающих зажимов

Наименование зажима (обозначение)	Номинальное сечение защищенного провода, мм^2	Нормируемая прочность заделки провода в зажиме при нормальной и пониженной температуре, Н (кН)	Стойкость к вертикальной нагрузке при нормальной температуре, Н (кН)	Стойкость к горизонтальной (боковой) нагрузке при нормальной температуре, Н (кН)
Зажим поддерживающий спиральный (ЗПС)	35 50 70 95 120	1500 (1,47)	2000 (1,96)	–

Окончание таблицы 5.4.4.3

Наименование зажима (обозначение)	Номинальное сечение защищенного провода, мм2	Нормируемая прочность заделки провода в зажиме при нормальной и пониженной температуре, Н (кН)	Стойкость к вертикальной нагрузке при нормальной температуре, Н (кН)	Стойкость к горизонтальной (боковой) нагрузке при нормальной температуре, Н (кН)
Зажим поддерживающий с изолятором (ЗПИ)	35 50 70 95 120 150 185 240	0,15 МРНП		1400 (1,37) 3300 (3,23) 3900 (3,82) 4900 (4,80) 5500 (5,39)
Зажим поддерживающий болтовой (ЗПБ)	50 70 95 120	0,15 МРНП	–	–
Зажим поддерживающий болтовой с протектором (ЗПБП)	70 95 120 150 185 240	0,15 МРНП	–	–
Примечания 1. МРНП – минимальная разрушающая нагрузка провода. 2. Протектор используется в местах крепления поддерживающих зажимов. Прочность заделки провода в протекторе не регламентируется.				

3) ответвительные зажимы (прокалывающие и прессуемые). Рекомендуемые типы их условные обозначения, основные параметры приведены в таблице 5.4.4.4.

Таблица 5.4.4.4 — Характеристики ответвительных зажимов

Наименование зажима (обозначение)	Условное обозначение	Рекомендуемые сечения (диапазоны сечений жилы), мм^2
Ответвительный прокалывающий зажим	ОЗ-(35–150)	35–150
Ответвительный прокалывающий переходный зажим	ОЗП-(35–150)	35–150
Ответвительный прокалывающий зажим с элементом для наложения временного заземления	ОЗВЗ-(35–150)	35–150
Ответвительный прессуемый зажим	ОЗПР-70 ОЗПР-95 ОЗПР-120 ОЗПР-150 ОЗПР-185 ОЗПР-240 ОЗПР-300	70 95 120 150 185 240 300

Диапазоны сечений ТПЖ защищенных проводов, для которых предназначены ответвительные зажимы, как правило, выбираются из ряда, указанного в таблице 5.4.4.4.

Допускается, по согласованию с изготовителем линейной арматуры, расширение диапазонов сечений защищенных проводов.

Монтаж прессуемых зажимов должен выполняться с применением специального оборудования.

Должны выполняться технические требования к механическим и электрическим параметрам ответвительных зажимов для ВЛЗ.

4) соединительные зажимы (прессуемые, заземляющие прессуемые и самозаклинивающиеся). Рекомендуемые типы их условные обозначения, основные параметры приведены в таблице 5.4.4.5.

Таблица 5.4.4.5 —Характеристики соединительных зажимов

Напряжение ВЛЗ, кВ	Наименование	Условное обозначение	Номинальное сечение защищенного провода, мм^2
35	Соединительный прессуемый зажим с герметизацией термоусаживаемой оболочкой	СПТ-35…150	35-150
	Соединительный самозаклинивающийся зажим с герметизацией термоусаживаемой оболочкой	ССТ-35…150	
	Соединительный прессуемый зажим в изолированном корпусе	СПК-35…150	70-240
35–110	Соединительный прессуемый герметичный зажим с узлом компенсации	СПТ К-70…240	
Примечание — Соединительные зажимы при нормальной температуре должны обеспечить прочность заделки провода не менее 0,90 МРНП			

5) защитная и сцепная арматура. Рекомендуемые типы их условные обозначения, основные параметры приведены в таблице 5.4.4.6.

Таблица 5.4.4.6 — Условные обозначения и основные параметры защитной арматуры

Напряжение ВЛЗ, кВ	Наименование арматуры	Условное обозначение	Номинальное сечение защищенного провода, мм^2
35	Устройство защитное межфазное	УЗМ-150	35-150
	Устройство защитное межфазное с шунтом	УЗМШ-150	35-150
	Устройство защитное для перекрытия на заземленные части опоры	УЗ-150	35-150

5.4.4.10 Виды опор ВЛЗ, их определения, классификация, материал изготовления, области применения и предъявляемые к ним требования должны соответствовать [8] (пункт 8.2.5).

5.4.4.11 Защиту от грозовых перенапряжений выполняют в соответствии [58] (пункт 10.3.2) и [8] (пункт 8.2.28).

Для дополнительной защиты от грозовых перенапряжений, в случаях прорыва молнии мимо тросовой защиты, на ВЛЗ-110 рекомендуется применять изоляторы-разрядники типа ИРМК-110 или ГИРМК-110.

ГИРМК-110 (гирлянда ИРМК-110) предназначена для использования одновременно в качестве линейной изоляции и разрядника для грозозащиты ВЛ трехфазного переменного тока и напряжения 110 кВ.

Основные технические характеристики ГИРМК-110, его приведены в таблице 5.4.4.7.

Таблица 5.4.4.7 — Основные характеристики ГИРМК

Наименование показателя	Значение показателя
1.Класс напряжения, кВ	110
2. Количество разрядных элементов, шт.	7
3. Наибольшее длительно допустимое фазное напряжение, кВ	73
4. Минимальная механическая разрушающая нагрузка, кН	120
5. Уровень радиопомех при 1,1 наибольшего рабочего фазного напряжения, не более, дБ	55
6. Ток КЗ сети, при гарантии не менее 10 срабатываний, кА	3
7. Длина пути утечки, мм	360х7
8. Время гашения сопровождающего тока промышленной частоты, не более, мс	10
9. Максимальное значение выдерживаемого импульса тока 8/50 мкс, кА	30
10. 50%-ное разрядное напряжение промышленной частоты в сухом состоянии, а также загрязненном и увлажненном состоянии (не менее 10 мкс), не ниже, кВ	110
11. Масса, кг	7

Для повышения уровня грозоупорности ВЛЗ-110 кВ следует использовать ИРМК-110 (в дополнении к изоляторам в гирлянде или вместо изоляторов в гирлянде) или ГИРМК-110 (далее – разрядники).

Для обеспечения необходимой грозозащиты ВЛЗ-110 кВ разрядниками должна быть оснащена как минимум одна фаза цепи.

При применении одного разрядника он устанавливается для защиты фазы наиболее удаленной от троса.

При применении двух разрядников они устанавливаются для защиты фазы наиболее удаленной от троса и верхней фазы опоры ВЛЗ-110 кВ.

Разрядники рекомендуется размещать на анкерных опорах, опорах, ограничивающих длинные пролеты, высокорасположенных опорах.

На двухцепных ВЛЗ-110 кВ допускается устанавливать разрядники для защиты одной цепи.

Ожидаемые токи КЗ в месте установки разрядника (разрядников) не должны превышать значение 3500 А. При расчетах распределения токов КЗ вдоль ВЛЗ-110 кВ необходимо учитывать активные и индуктивные сопротивления проводов линии.

При расчете грозоупорности ВЛЗ-110 кВ количество устанавливаемых разрядников рекомендуется определять исходя из требований по допустимому числу отключений и опыта эксплуатации.

Как правило, число отключений принимают в пределах 1–3 на 100 км линии.

Для повышения грозоупорности ВЛЗ-35 кВ рекомендуется использовать РМКЭ-35 или ГИРМК-35 (далее – разрядники).

Основные технические характеристики РМКЭ-35, его приведены в таблице 5.4.4.8.

Таблица 5.4.4.8 – Основные характеристики РМКЭ-35

Наименование показателя	Значение показателя
1.Класс напряжения, кВ	35
2. Воздушный зазор, мм	150 (+30, –30)
3. Максимальное значение ожидаемого тока КЗ в месте установки, кА	3,5
4. Импульсное разрядное напряжение, кВ	200
5. Одноминутное переменное напряжение	80
6. Максимальная амплитуда выдерживаемого импульса 8/50 мкс, имитирующего прямой удар молнии, кА	30
7. Масса, кг	5,2
Примечание— Имеется индикатор срабатывания.	

РМКЭ-35 устанавливают на гирлянду, состоящую, как правило, из трех или четырех изоляторов.

ГИРК-35 может состоять из трех или четырех, или пяти разрядников-изоляторов.

Разрядники рекомендуется устанавливать на двух или трех фазах одноцепной ВЛЗ-35.

При использовании двух разрядников на одноцепной ВЛЗ-35 могут рассматриваться следующие варианты их монтажа:

а) при отсутствии грозозащитного троса разрядники следует размещать на опоре:

– для защиты верхней фазы ВЛЗ-35 кВ и фазы, наиболее удаленной от верхней;

– для защиты крайних фаз ВЛЗ-35 кВ, при горизонтальном расположении проводов.

б) при наличии грозозащитного троса разрядники следует устанавливать для защиты верхней фазы ВЛЗ-35 кВ и фазы, наиболее удаленной от троса.

По трассе ВЛЗ-35 кВ разрядники, как правило, устанавливают на анкерных опорах, опорах, ограничивающих наиболее длинные пролеты, наиболее высокорасположенных опорах.

На двухцепной ВЛЗ-35 кВ допускается защита одной цепи. При этом разрядники размещают на всех трех фазах этой цепи.

Токи КЗ в месте установки разрядников (двухфазные или трехфазные) не должны превышать 3500 А.

При расчете токов КЗ следует учитывать активные и индуктивные сопротивления проводов линии.

Необходимое количество устанавливаемых разрядников на ВЛЗ-35 кВ определяют исходя из требований по допустимому числу ее отключений (как правило, принимают в пределах 2–4 на 100 км линии) и опыта эксплуатации.

Допускается проводить оценку грозоупорности всей линии по исходным данным только для опор промежуточного вида.

При наличии на ВЛЗ-35 кВ опор промежуточного вида разных конструкций, рекомендуется учитывать пропорциональное влияние каждого участка с данным типом опор в соответствии с длиной этого участка в общей длине линии.

5.4.4.12 При прокладке ВЛЗ 35-110 кВ через лесные насаждения руководствуются [8] (пункт 8.2.9).

5.4.4.13 При прокладке ВЛЗ 35-110 кВ по населенной местности руководствуются [8] (пункт 8.2.8) и положениями настоящего пункта.

Предельно допустимые уровни напряженности электрического поля и интенсивности магнитного поля в зданиях и сооружениях, расположенных на расстояниях от ВЛЗ-110 кВ, указанных в [8] (пункт 8.2.8.6), не должны превышать значений 1 кВ/м и 8 А/м.

Предельно допустимые уровни для объектов (помещений, зданий, сооружений, территорий) вблизи ВЛ указаны в таблице 5.4.4.9.

Требования к защищенному проводу типа СИП-7: максимальная расчетная напряженность электрического поля на уровне земли не должна превышать значение Е = 1,0 кВ/м, а расчетная интенсивность магнитного поля не должна превышать значение Н = 1,6 А/м.

Уровень радиопомех в зданиях и сооружениях, расположенных на расстояниях от ВЛЗ, указанных в 12.4, не должны превышать значений по ГОСТ 22012.

Рекомендуется расчет уровня радиопомех выполнять при следующих условиях:

– среднегодовых значениях плотности и температуры воздуха;

– наибольшей напряженности электрического поля у поверхности провода.

Наибольшая напряженность электрического поля у поверхности провода по условиям короны не должна превышать 0,9 от начального значения напряженности короны на проводе.

5.4.4.14 При прокладке ВЛЗ 35-110 кВ по ненаселенной и труднодоступной местности руководствуются [8] (пункт 8.2.7) и [9] (пункт 8.2.7).

5.4.4.15 При пересечении и сближении ВЛЗ 35-110 кВ между собой, с ВЛИ, ВЛП и ВЛ с неизолированными проводами руководствуются [8] (пункт 8.2.17) и положениями настоящего пункта.

Провода ВЛЗ более высокого напряжения должны быть расположены над проводами ВЛЗ и ВЛ с неизолированными проводами более низкого напряжения, а также над проводами ВЛИ и ВЛП.

Угол пересечения ВЛЗ между собой, с ВЛН всех классов напряжения, а также с ВЛП и ВЛИ не нормируется.

Место пересечения должно выбираться возможно ближе к опоре верхней (пересекающей) ВЛЗ.

Расстояние по горизонтали от проводов нижней (пересекаемой) ВЛ (ВЛ с неизолированными проводами напряжением до 35 кВ, ВЛЗ, ВЛП, ВЛИ) при наибольшем их отклонении до ближайшей части опор верхней (пересекающей) ВЛЗ должно быть не менее, м:

– 3,0 – от проводов ВЛ с неизолированными проводами (напряжением до 35 кВ) до опоры ВЛЗ;

– 2,5 – от проводов ВЛЗ до опоры ВЛЗ-110;

– 1,5 – от проводов ВЛП до опоры ВЛЗ;

– 0,5 – от проводов ВЛИ до опоры ВЛЗ.

Расстояние по горизонтали от проводов нижней (пересекаемой) ВЛЗ при наибольшем их отклонении до опор верхней (пересекающей) ВЛ с неизолированными проводами (напряжением 110 кВ и выше) должно быть не менее, м:

– 3,0 – от проводов ВЛЗ до ближайшей части опор ВЛ с неизолированными проводами 110-330 кВ;

– 6,0 – от проводов ВЛЗ до ближайшей части опор ВЛ с неизолированными проводами 750 кВ.

Расстояние по горизонтали от проводов верхней (пересекающей) ВЛЗ при не отклоненном их положении до ближайшей части опор нижней (пересекаемой) ВЛ (ВЛ с неизолированными проводами напряжением 35 кВ и ниже, ВЛЗ, ВЛП, ВЛИ) в свету должно быть не менее 5,5 м.

Расстояние по горизонтали от проводов верхней (пересекающей) ВЛ с неизолированными проводами напряжением 110–750 кВ при неотклоненном их положении до ближайшей части опор нижней (пересекаемой) ВЛЗ в свету должны быть не менее, м:

– 6,0 – от проводов ВЛ с неизолированными проводами 110–330 кВ до опор ВЛЗ;

– 15,0 – от проводов ВЛ с неизолированными проводами 750 кВ до опор ВЛЗ.

Выполнение пересечений ВЛЗ между собой, а также ВЛЗ с другими ВЛ (в том числе ВЛИ и ВЛП) на общей опоре не допускаются.

Пересечения ВЛЗ между собой, а также с другими ВЛ, допускается осуществлять в пролетах, ограниченных как промежуточными, так и анкерными опорами.

Наименьшие расстояния между ближайшими проводами (или проводами и тросами) пересекающихся ВЛЗ между собой и с ВЛ более низкого напряжения должны приниматься не менее 2 м при температуре воздуха плюс 15 °С без ветра.

При параллельном следовании и сближении ВЛЗ одного напряжения между собой или с ВЛ (ВЛ с неизолированными проводами, ВЛЗ, ВЛП) других напряжений расстояния по горизонтали должны быть не менее значений, приведенных в [8] (таблица 8.19) (для соответствующих напряжений), и приниматься по ВЛ (ВЛЗ, ВЛ с неизолированными проводами) более высокого напряжения.

При определении расстояний пересекающихся ВЛЗ следует учитывать возможность поражения молнией обеих линий.

Если верхняя ВЛЗ защищена грозозащитным тросом, то учитывается возможность поражения молнией только нижней ВЛЗ.

Рекомендуется на опорах, ограничивающих пролеты пересечения, устанавливать ОПН.

5.4.4.16 При пересечении и сближении ВЛЗ 35-110 кВ с сооружениями связи, сигнализации руководствуются [8] (пункт 8.2.18).

5.4.4.17 При пересечении и сближении ВЛЗ 35-110 кВ с железными дорогами руководствуются [8] (пункт 8.2.19).

5.4.4.18 При пересечении и сближении ВЛЗ 35-110 кВ с автомобильными дорогами руководствуются [8] (пункт 8.2.20).

Класс и категория автомобильных дорог определяется по ТКП 45-3.03-96.

5.4.4.19 Пересечение ВЛЗ с троллейбусными и трамвайными линиями не допускается.

При сближении и параллельном следовании ВЛЗ (как правило, компактных ВЛЗ) с троллейбусными и трамвайными линиями руководствуются [8] (пункт 8.2.21).

5.4.4.20 Пересечение небольших водных пространств (рек, каналов, прудов и т. п.) с применением ВЛЗ (пролета ВЛЗ) осуществляется, как правило, для защиты людей от попадания под напряжение (в целях электробезопасности).

Пролет ВЛЗ, через водное пространство, должен выполняться на опорах анкерного вида.

При выполнении анкерного пролета следует руководствоваться [8] (пункт 8.2.22).

5.4.4.21 При прокладке ВЛЗ по мостам, плотинам и дамбам руководствуются [8] (пункт 8.2.23).

5.4.4.22 При пересечении и сближении ВЛЗ с надземными и наземными трубопроводами, сооружениями транспорта нефти и газа и канатными дорогами должны соблюдаться требования [8] (пункт 8.2.24), предъявляемые к ВЛ с неизолированными проводами напряжением 35–110 кВ.

5.4.4.23 При пересечении и сближении ВЛЗ с подземными и трубопроводами должны соблюдаться требования [72] (пункт 8.2.25), предъявляемые к ВЛ с неизолированными проводами напряжением 35–110 кВ.

5.4.4.24 При сближении ВЛЗ со взрыво- и пожароопасными установками следует руководствоваться [8] (пункт 8.2.26).

5.4.4.25 При сближении ВЛЗ с аэродромами и вертодромами следует руководствоваться требованиями [8] (пункт 8.2.27).

5.4.4.26 Большие переходы с применением ВЛЗ не выполняются.

5.4.4.27 При устройстве ВЛЗ необходимо обеспечить электромагнитную совместимость ВЛЗ с различными электротехническими средствами в целях предотвращения опасности для жизни и здоровья граждан, причинения вреда имуществу физических и юридических лиц и окружающей природной среде вследствие нарушения функционирования технических средств при воздействии электромагнитных помех.

Для ВЛЗ защищенные провода должны быть проверены по условиям образования короны с учетом сечения ТПЖ и коэффициента негладкости.

Наибольшая напряженность электрического поля у поверхности любого из проводников, определенная при наибольшем рабочем напряжении, не должна превышать 0,9 начальной напряженности электрического поля, соответствующей появлению общей короны [7] (пункт 1.3.33).

По условиям короны и радиопомех рекомендуется на ВЛЗ применять защищенные провода с сечением ТПЖ не менее 70 мм^2.

Уровень радиопомех от ВЛЗ и ее элементов (защищенных проводов, гирлянд изоляторов и арматуры) при наибольшем рабочем напряжении не должен превышать допустимых значений по ГОСТ 22012.

Интенсивность электрической и магнитной составляющих ЭМП, создаваемого ВЛЗ при максимальных рабочих параметрах (напряжении и токе), не должны превышать предельно допустимые значения, установленные в специфических санитарно-эпидемиологических требованиях на объектах (помещениях, территориях).

В таблице 5.4.4.9 приведены (согласно [57]) ПДУ значений напряженности ЭП и интенсивности МП на объектах (помещениях, территориях) вблизи ВЛ.

Таблица 5.4.4.9 — Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей

Объект (место) проведения измерения уровней электрического и магнитного полей 50 Гц (помещение, территория)	Напряженность электрического поля E, кВ/м	Интенсивность магнитного поля H, А/м (B, мкТл)
Жилые комнаты жилых зданий, помещения учреждений образования и организаций здравоохранения	0,5	4 (5)
Подсобные (нежилые) помещения жилых зданий, помещения общественных зданий	0,5	8 (10)
Территория жилой застройки	1	8 (10)
Населенные пункты вне территории жилой застройки, в том числе зона ВЛ и КЛ выше 1000 В − при пребывании на территории прохождения ВЛ и КЛ лиц, не осуществляющих их эксплуатацию и обслуживание	5	16 (20)
Участки пересечения ВЛ с автомобильными дорогами I–IV категорий	10	80 (100)
Территории за пределами населенных пунктов с эпизодическим пребыванием людей	15	80 (100)
Территории с труднодоступными местами для транспортных средств (сельскохозяйственных машин) и участками, огороженными для исключения доступа людей	20	80 (100)

Влияние электромагнитных полей, с определением значений напряженности электрического поля и интенсивности магнитного поля следует устанавливать для ВЛЗ-110 кВ.

По результатам замеров электромагнитного поля вблизи ВЛЗ-110 кВ установлено значительное снижение напряженности электрического поля и интенсивности магнитного поля по сравнению с электромагнитными полями ВЛ с неизолированными проводами напряжением 110 кВ.

5.4.4.28 При эксплуатации ВЛЗ и проведении ремонтно-технического обслуживания должно быть исключено, либо сведено к минимуму негативное воздействие на:

– земли и почвы;

– леса и иную растительность, животных и другие организмы и их генетический фонд;

– среду обитания человека.

После завершения ремонтно-технического обслуживания запрещается оставлять на трассе ВЛЗ и прилегающих территориях вспомогательные и демонтированные конструкции, такелажные приспособления, инструмент, упаковочную тару, образующиеся отходы.

Образующиеся отходы необходимо накапливать и передавать специализированным организациям для дальнейшего с ними обращения.

В границах водоохранных зон запрещаются движение и стоянка транспортных средств (кроме специальных), за исключением их движения по дорогам и стоянки на дорогах в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие, осуществление мойки транспортных средств, применение пестицидов и агрохимикатов.

На участках пересечения и сближения ВЛЗ с водоемами и водотоками материалы для проведения ремонтно-технического обслуживания ВЛЗ должны размещаться в незатопляемой половодьем зоне.

Для обеспечения безаварийной эксплуатации ВЛЗ допускаются рубка лесных насаждений и насаждений (кустарников, лиан и т. д.), их уничтожение, в том числе химическим и комбинированным способом.

Для содержания растительности в охранной зоне ВЛЗ в нормальном состоянии должны выполняться:

– расширение просек ВЛЗ до проектных значений;

– вырубка опасных деревьев и опасных насаждений;

– расчистка просек от древесно-кустарниковой растительности;

– опиловка (подрезка) крон деревьев и кустарников;

– утилизация порубочных остатков;

– уничтожение зарослей камыша;

– прокладка минерализованных противопожарных полос и другие противопожарные мероприятия;

– рекультивация земель (при необходимости после выполнения работ по приведению просек ВЛЗ в нормальное состояние).

6 Распределительные устройства и подстанции

6.1 Распределительные устройства напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока

6.1.1 Область применения

Подраздел 6.1 распространяется на распределительные устройства и низковольтные комплектные устройства до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока, устанавливаемые в помещениях и на открытом воздухе и выполняемые в виде щитов распределительных, управления, релейных, пультов, шкафов, шинных выводов, сборок.

Дополнительные требования к РУ специального назначения приведены в [7] (раздел 7).

6.1.2 Общие требования

6.1.2.1 Провода, шины, аппараты, приборы и конструкции должны соответствовать как нормальным условиям работы (соответствие рабочему напряжению и току, классу точности и т. п.), так и условиям работы при коротком замыкании (термические и динамические воздействия, коммутационная способность).

6.1.2.2 Панели распределительных устройств должны иметь четкие надписи, указывающие порядковый номер, название присоединения, к которому относится панель (ячейка), а установленная на панелях аппаратура должна иметь надписи или маркировку согласно схемам. Надписи должны выполняться на лицевой стороне устройства, а при обслуживании с двух сторон − также на задней стороне устройства.

На лицевой стороне НКУ должны быть знак безопасности в соответствии с ТКП 290 и надписи (маркировка) с указанием наименования НКУ, номера, соответствующего диспетчерскому наименованию, схеме. С внутренней стороны (например, на дверцах) должны быть принципиальная однолинейная электрическая схема. У аппаратов 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 автоматических выключателей и наименование электроприемников, соответственно через них получающих питание.

В щитках освещения допускается не размещать принципиальную однолинейную электрическую схему, если она очевидна по физическому размещению установленного оборудования. В этом случае все

аппараты защиты и коммутации в щитке должны быть пронумерованы, а с внутренней стороны щитка освещения должна быть представлена таблица с указанием номеров этих аппаратов и наименованием электроприемников (светильников), соответственно через них получающих питание.

Распределительные устройства и НКУ должны комплектоваться паспортной табличкой, выполненной в соответствии с ГОСТ IEC 61439-1.

6.1.2.3 Относящиеся к цепям различного рода тока и различных напряжений части РУ должны быть выполнены и размещены так, чтобы была обеспечена возможность их четкого распознавания.

6.1.2.4 Взаимное расположение фаз и полюсов в пределах всего устройства должно быть одинаковым. Шины должны иметь окраску, предусмотренную в 4.1.12. В РУ должна быть обеспечена возможность установки переносных защитных заземлений.

6.1.2.5 Все металлические части РУ и НКУ должны иметь антикоррозийное покрытие.

6.1.2.6 Заземление и защитные меры безопасности должны быть выполнены в соответствии с 4.3.

6.1.3 Установка приборов и аппаратов

6.1.3.1 Аппараты и приборы должны быть расположены так, чтобы возникающие в них при эксплуатации искры или электрические дуги не могли причинить вреда обслуживающему персоналу, воспламенить или повредить окружающие предметы, вызвать КЗ или замыкание на землю.

6.1.3.2 Аппараты рубящего типа должны устанавливаться так, чтобы они не могли замкнуть цепь самопроизвольно, под действием силы тяжести. Их подвижные токоведущие части в отключенном положении, как правило, не должны быть под напряжением.

6.1.3.3 Рубильники с непосредственным ручным управлением (без привода), предназначенные для включения и отключения тока нагрузки и имеющие контакты, обращенные к оператору, должны быть защищены несгораемыми оболочками без отверстий и щелей. Указанные рубильники, предназначенные лишь для снятия напряжения, допускается устанавливать открыто при условии, что они будут недоступны для неквалифицированного персонала.

6.1.3.4 На приводах коммутационных аппаратов должны быть четко указаны положения «включено», «отключено».

6.1.3.5 Должна быть предусмотрена возможность снятия напряжения с каждого автоматического выключателя на время его ремонта или демонтажа. Для этой цели в необходимых местах должны быть установлены рубильники или другие отключающие аппараты. Отключающий аппарат перед выключателем каждой отходящей от РУ линии не требуется предусматривать в электроустановках:

– с выдвижными выключателями;

– со стационарными выключателями, в которых во время ремонта или демонтажа данного выключателя допустимо снятие напряжения общим аппаратом с группы выключателей или со всего распределительного устройства.

6.1.3.6 Автоматические выключатели и предохранители пробочного типа должны присоединяться к сети так, чтобы при вывинченной пробке предохранителя (автоматического выключателя) винтовая гильза предохранителя (автоматического выключателя) оставалась без напряжения.

6.1.3.7 Уровни установки аппаратов, органов управления аппаратов ручного оперативного управления и измерительных приборов, должны соответствовать требованиям ГОСТ IEC 61439-1, если соглашением между изготовителем НКУ и потребителем не установлены иные требования. Как правило, приборы и аппараты на РУ и НКУ следует устанавливать на высоте от 800 до 1800 мм от уровня пола:

1) аппараты ручного оперативного управления (переключатели, кнопки, рукоятки) – на высоте 800–1600 мм от уровня пола;

2) измерительные приборы – на высоте от 1000–1800 мм от уровня пола.

6.1.4 Шины, провода, кабели

6.1.4.1 Открытые токоведущие части, как правило, должны иметь изоляционное покрытие. Между неподвижно укрепленными токоведущими частями разной полярности, а также между ними и открытыми проводящими частями должны быть обеспечены расстояния не менее 20 мм по поверхности изоляции и не менее 12 мм по воздуху. От неизолированных токоведущих частей до ограждений должны быть обеспечены расстояния не менее 100 мм при сетчатых и 40 мм при сплошных съемных ограждениях.

6.1.4.2 В пределах панелей, щитов и шкафов, установленных в сухих помещениях, изолированные провода с изоляцией, рассчитанной на напряжение не ниже 660 В, могут быть проложены по металлическим, защищенным от коррозии поверхностям вплотную один к другому. В этих случаях для силовых цепей должны быть применены снижающие коэффициенты на токовые нагрузки, приведенные в [9].

6.1.4.3 Защитные (PE) проводники и шины могут быть проложены без изоляции. Нулевые рабочие (N) проводники, шины и совмещенные (PEN) проводники должны быть с изоляцией.

6.1.4.4 Электропроводки цепей управления, измерения и другие должны соответствовать требованиям [8], и положениям [9]. Прокладка кабелей должна соответствовать требованиям [8], и положениям [9] (раздел 9). Проходы кабелей как снизу, так и сверху, внутрь панелей, шкафов и т. п. должны быть осуществлены через уплотняющие устройства, предотвращающие попадание внутрь пыли, влаги, посторонних предметов и т. п.

6.1.5 Конструкции распределительных устройств

6.1.5.1 Конструкции РУ, НКУ и устанавливаемая в них аппаратура должны соответствовать требованиям действующих стандартов.

6.1.5.2 Распределительные устройства и НКУ должны быть выполнены так, чтобы вибрации, возникающие при действии аппаратов, а также от сотрясений, вызванных внешними воздействиями, не нарушали контактных соединений и не вызывали разрегулировки аппаратов и приборов.

6.1.5.3 Поверхности гигроскопичных изоляционных плит, на которых непосредственно монтируются неизолированные токоведущие части, должны быть защищены от проникновения в них влаги (пропиткой, окраской и т. п.)

В устройствах, устанавливаемых в сырых и особо сырых помещениях, и открытых установках применение гигроскопических изоляционных материалов (например, мрамора, асбестоцемента) не допускается.

6.1.5.4 Конструкции РУ и НКУ должны предусматривать ввод кабелей без нарушения степени защиты оболочки, места для прокладки разделки внешних присоединений, а также наименьшую в данной конструкции длину разделки кабелей. Должен быть обеспечен доступ ко всем обслуживаемым аппаратам, приборам, устройствам и их зажимам. Распределительное устройство должно иметь устройства для подключения нулевых рабочих (N), заземляющих (PE) и совмещенных (PEN) проводников внешних кабелей и проводов. В случае если внешние кабели по сечению или количеству не могут быть подключены непосредственно к зажимам аппаратов, конструкция РУ должна предусматривать дополнительные зажимы или промежуточные шины с устройствами для присоединения внешних кабелей.

6.1.6 Установка распределительных устройств в электропомещениях

6.1.6.1 В электропомещениях проходы обслуживания, находящиеся с лицевой или с задней стороны щита, должны соответствовать следующим требованиям:

1) ширина проходов в свету должна быть не менее 0,8 м, высота проходов в свету – не менее 1,9 м. Ширина прохода должна обеспечивать удобное обслуживание установки и перемещение оборудования. В отдельных местах проходы могут быть стеснены выступающими строительными конструкциями, однако ширина прохода в этих местах должна быть не менее 0,6 м;

2) расстояния от наиболее выступающих неогражденных неизолированных токоведущих частей (например, отключенных ножей рубильников) при их одностороннем расположении на высоте менее 2,2 м до противоположной стены, ограждения или оборудования, не имеющего неогражденных неизолированных токоведущих частей, должны быть не менее:

– 1,0 м − при напряжении ниже 660 В при длине щита до 7 и 1,2 м при длине щита более 7 м;

– 1,5 м − при напряжении 660 В и выше.

Длиной щита в данном случае называется длина прохода между двумя рядами сплошного фронта панелей (шкафов) или между одним рядом и стеной;

3) расстояния между неогражденными неизолированными токоведущими частями и находящимися на высоте менее 2,2 м при их двухстороннем расположении должны быть не менее:

– 1,5 м − при напряжении ниже 660 В;

– 2,0 м − при напряжении 660 В и выше.

4) неизолированные токоведущие части, находящиеся на расстояниях меньше приведенных в перечислениях 2) и 3), должны быть ограждены. При этом ширина прохода с учетом ограждений должна быть не менее оговоренной в 6.1.6.1 1);

5) неогражденные неизолированные токоведущие части, размещенные над проходами, должны быть расположены на высоте не менее 2,2 м;

6) ограждения, горизонтально размещаемые над проходами, должны быть расположены на высоте не менее 1,9 м;

7) проходы для обслуживания щитов, при длине щита более 7 м, должны иметь два выхода. Выходы из прохода с монтажной стороны щита могут быть выполнены как в щитовое помещение, так и в помещения другого назначения. При ширине прохода обслуживания более 3 м и отсутствии маслонаполненных аппаратов второй выход необязателен. Двери из помещений РУ должны открываться в сторону других помещений (за исключением РУ выше 1 кВ переменного тока и выше 1,5 кВ постоянного тока) или наружу и иметь самозапирающиеся замки, отпираемые без ключа с внутренней стороны помещения. Ширина дверей должна быть не менее 0,75 м, высота – не менее 1,9 м.

6.1.6.2 В качестве ограждения неизолированных токоведущих частей могут служить сетки с размерами ячеек не более 25 × 25 мм, а также сплошные или смешанные ограждения. Высота ограждений должна быть не менее 1,7 м.

6.1.6.3 Двери электрощитового помещения должны иметь запирающее устройство, препятствующее доступу в него лиц неэлектротехнического персонала и посторонних. На дверях должна быть надпись «Электрощитовая».

6.1.7 Установка распределительных устройств в производственных помещениях

6.1.7.1 Распределительные устройства, установленные в помещениях, доступных для неквалифицированного персонала, должны иметь токоведущие части, закрытые сплошными ограждениями,

либо должны быть выполнены со степенью защиты не менее IP2X. В случае применения РУ с открытыми токоведущими частями оно должно быть ограждено и оборудовано местным освещением. При этом ограждение должно быть сетчатым, сплошным или смешанным высотой не менее

1,7 м. Дверцы входа за ограждение должны запираться на ключ. Расстояние от сетчатого ограждения до неизолированных токоведущих частей устройства должно быть не менее 0,7 м, а от сплошных − в соответствии с 6.1.4.1. Ширина проходов – в соответствии с 6.1.6.1.

6.1.7.2 Оконцевание проводов и кабелей должно быть выполнено так, чтобы оно находилось внутри устройства. **6.1.7.3** Съемные ограждения должны выполняться так, чтобы их удаление было невозможно без специального инструмента. Дверцы должны запираться на ключ.

6.1.8 Установка распределительных устройств на открытом воздухе

При установке распределительных устройств на открытом воздухе должны быть соблюдены следующие требования:

1) устройство должно быть расположено на спланированной площадке на высоте не менее 0,2 м от уровня планировки и должно иметь конструкцию, соответствующую условиям окружающей среды. В районах, где наблюдаются снежные заносы высотой 1 м и более, шкафы должны быть устанавлены на повышенных фундаментах;

2) должен быть предусмотрен местный подогрев для обеспечения нормальной работы аппаратов, реле, измерительных приборов и приборов учета в соответствии с требованиями технической документации изготовителя В шкафах должно быть предусмотрено местное освещение.

6.1.9 Требования к степени защиты оболочек электрооборудования

6.1.9.1 Степень защиты оболочек электрооборудования электроустановок, размещаемых в взрывоопасных зонах, определяется по [7] (глава 7.3).

Степень защиты оболочек электрооборудования электроустановок, размещаемых в пожароопасных зонах, определяется по [7] (глава 7.4).

6.1.9.2 Степень защиты оболочек НКУ внутри помещения не менее IP2X.

Степень защиты оболочек наружных НКУ первая цифра степени защиты не менее трех по ГОСТ 14254. Для наружных НКУ рекомендуется степень защиты IP54.

6.1.9.3 Степень защиты шкафов серии ШСН – IP20.

6.1.9.4 Для литых токопроводов предусматривают степень защиты по [73]: IP44 — для внутренней установки; IP64 — для наружной установки.

6.1.9.5 Изолированные провода допускается прокладывать в кабельных коробах при условии обеспечения степени защиты оболочкой IP4X или IPXXD по ГОСТ 14254 или [73].

6.1.9.6 Кабели и аппаратуру взаимно резервирующих вводов РУ и НКУ разделяют посредством перегородок или ограждений со степенью защиты не ниже IP 2X согласно ГОСТ IEC 61439-1.

6.1.9.7 За пределами пожароопасных и взрывоопасных зон применяют светильники со степенью защиты IP2X по ГОСТ 14254, соответствующие требованиям СТБ 1944.

6.2 Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ

6.2.1 Область применения

6.2.1.1 Подраздел 6.2 распространяется на стационарные РУ и ТП переменного тока напряжением выше 1 кВ, в том числе на ОРУ и ЗРУ напряжением более 35 кВ электростанций. Требования к внутрицеховым РУ и ПС распространяются на РУ и ПС напряжением до 35 кВ электростанций и котельных.

6.2.1.2 Настоящий подраздел не содержит требований по устройству РУ и ПС в части:

– выбора площадки (кроме 6.2.2.20);
– инженерной подготовки территории;
– мероприятий по снижению шума, создаваемого работающим электрооборудованием;
– определения категории взрывопожарной и пожарной опасности помещений;
– определения степени огнестойкости зданий (кроме 6.2.6.4);
– охранных мероприятий.

По перечисленному выше следует руководствоваться требованиями соответствующих строительных норм и правил и других ТНПА.

6.2.2 Общие требования

6.2.2.1 В распределительных устройствах трансформаторных подстанций при применении стальных порталов и опор, а также стальных деталей для железобетонных стоек порталов и опор под оборудование, в качестве защиты от коррозии металла, должны быть применены защитные покрытия, нанесенные методом горячего цинкования.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны быть установлены таким образом, чтобы:

– вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или иные сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли причинить вред обслуживающему персоналу, а также привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания или замыканию на землю;

– при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

– при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному техническому обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;

– была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования;

– выключатель (выключатель-разъединитель) или его привод должен иметь хорошо видимый и надежно работающий указатель положения («включено», «отключено»). Применение сигнальных ламп в качестве единственных указателей положения выключателя не допускается. Если выключатель не имеет открытых контактов и его привод отделен стеной от выключателя, то указатель должен быть и на выключателе, и на приводе.

6.2.2.2 При использовании разъединителей и отделителей при их наружной и внутренней установке для отключения и включения токов холостого хода силовых трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий электропередачи и систем шин должны быть выполнены следующие требования:

– разъединителями и отделителями напряжением 110–330 кВ независимо от климатических условий и степени промышленного загрязнения атмосферы при их наружной установке допускается отключать и включать ток холостого хода силовых трансформаторов и зарядные токи воздушных и кабельных линий, систем шин и присоединений, которые не превышают значений, указанных в таблице 6.1;

– разъединителями и отделителями напряжением 110 и 220 кВ

при их внутренней установке со стандартными расстояниями между осями полюсов соответственно 2 и 3,5 м допускается отключать и включать токи холостого хода силовых (авто) трансформаторов при глухозаземленной нейтрали соответственно не более 4 и 2 А, а также зарядные токи присоединений не более 1,5 А;

Таблица 6.1 — Наибольшие токи холостого хода и зарядные токи, отключаемые и включаемые разъединителями и отделителями 110–330 кВ

Номинальное напряжение, кВ	Тип отделителя, разъединителя	Расстояние между осями полюсов ∂, м (см. рисунок 6.1)	Ток, А, не более	
			холостого хода	зарядный
110	ВР	2,0 2,5 3,0	6,0 7,0 9,0	2,5 3,0 3,5
	ГП	2,0 2,5 3,0 3,5	4,0 6,0 8,0 10,0	1,5 2,0 3,0 3,5
150	ВР	2,5 2,7 3,0 3,4 4,0	2,3 4,0 6,0 7,6 10,0	1,0 1,5 2,0 2,5 3,0
	ГП	3,0 3,7 4,0 4,4	2,3 5,0 5,5 6,0	1,0 1,5 2,0 2,5
220	ВР	3,5 4,0 4,5	3,0 5,0 8,0	1,0 1,5 2,0
	ГП	3,5 4,0 4,5	3,0 5,0 8,0	1,0 1,5 1,0
330	ГП ПН ПНЗ	6,0 6,0 6,0	5,0 3,5 4,5	2,0 1,0 1,5

Примечания

1 ВР − вертикально-рубящий, ГП − горизонтально-поворотный, ПН − подвесной, ПНЗ − подвесной с опережающим отключением и отстающим включением полюса фазы *В*.

2 Приведены результирующие токи холостого хода с учетом взаимной компенсации индуктивных токов ненагруженных трансформаторов зарядными токами их присоединений и зарядных токов воздушных или кабельных присоединений индуктивными токами ненагруженных трансформаторов.

– указанные на рисунке 6.1 расстояния по горизонтали *а*, *б*, *в* от колонок и концов горизонтально-поворотных (ГП) подвижных контактов в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей

соседних присоединений должны быть не меньше расстояний между осями полюсов *д*, указанных в таблицах 6.1 и 6.2. Эти требования к расстояниям *а*, *б*, *в* по рисунку 6.1 применимы и к разъединителям и отделителям напряжением 110–220 кВ при их внутренней установке в соответствии с перечислением 2).

Расстояния по вертикали *г* от концов вертикально-рубящих (ВР) и ГП подвижных контактов до заземленных и токоведущих частей должны быть на 0,5 м больше расстояний *д*;

– разъединителями и отделителями 6−35 кВ при их наружной и внутренней установке допускается отключать и включать токи холостого хода силовых трансформаторов, зарядные токи воздушных и кабельных линий электропередачи, а также токи замыкания на землю, которые не превышают значений, указанных в таблице 6.2 (см. рисунок 6.1) и таблице 6.3 (см. рисунок 6.2 (перечисления а) и б)).

Размеры изолирующих перегородок для стандартных трехполюсных разъединителей приведены в таблице 6.4 в соответствии с рисунком 6.2, а) и б);

– у разъединителей и отделителей, установленных горизонтально, спуски из гибкого провода прокладывать полого (постепенно понижаясь) во избежание переброски на них дуги, не допуская расположения, близкого к вертикальному. Угол между горизонталью и прямой, соединяющей точку подвеса спуска и линейный зажим полюса, должен быть не более 65°.

Таблица 6.2 — Наибольшие токи холостого хода и зарядные токи, токи замыкания на землю, отключаемые и включаемые разъединителями и отделителями 6–35 кВ (наружной установки) (см. рисунок 6.1)

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между осями полюсов *д*, м (см. рисунок 6.1)	Ток, А, не более		
		холостого хода	зарядный	замыкания на землю
6	0,4	2,5	5,0	7,5
10	0,5	2,5	4,0	6,0
20	0,75	3,0	3,0	4,5
35	1,0	3,0	2,0	3,0
35	2,0	5,0	3,0	5,0

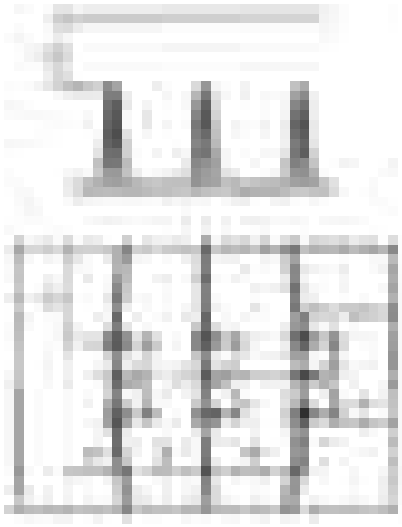
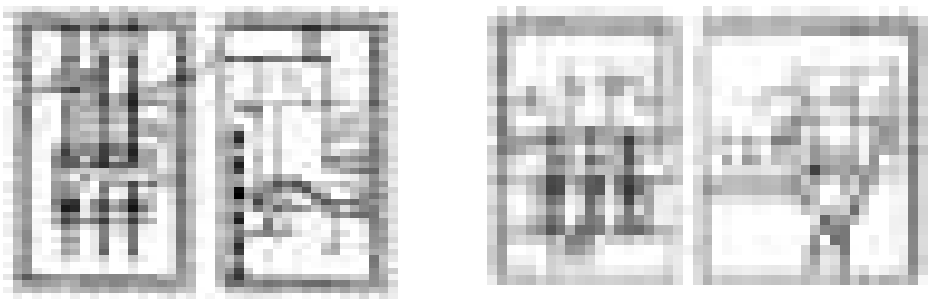


Рисунок 6.1 — Границы расположения открытых подвижных контактов разъединителя (отделителя) по отношению к заземленным и токоведущим частям



а *б*

а − вертикальная; *б* − наклонная; *1*−изолирующие перегородки

Рисунок 6.2 — Установка разъединителя (отделителя)

Таблица 6.3 — Наибольшие токи холостого хода и зарядные токи, токи замыкания на землю, отключаемые и включаемые разъединителями и отделителями 6–35 кВ (внутренней установки) (см. рисунок 6.2)

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между осями полюсов *Ж*, м	Наименьшее расстояние до заземленных и токоведущих частей, м			Ток, А, не более		
		А	*Б*	*В*	холостого хода	зарядный	замыкания на землю
6	0,2	0,2	0,2	0,5	3,5	2,5	4,0
10	0,25	0,3	0,3	0,7	3,0	2,0	3,0
20	0,3	0,4	0,4	1,0	3,0	1,5	2,5
35	0,45	0,5	0,5	1,5	2,5	1,0	1,5
Примечание — При изолирующих перегородках между полюсами отключаемые и включаемые токи в 1,5 раза больше значений, указанных в настоящей таблице.							

Таблица 6.4 — Размеры изолирующих перегородок

Номинальное напряжение, кВ	Размеры изолирующих перегородок, м (см. рисунок 6.2)		
	Г	*Д*	*Е*
6	0,1	0,5	0,05
10	0,65	0,65	0,05
20	0,2	1,1	0,05
35	0,25	1,8	0,05

Ошиновку из жестких шин необходимо выполнять так, чтобы на расстоянии ***в*** (см. рисунок 6.1) шины подходили к разъединителям (отделителям) с подъемом или горизонтально. Недопустимое сближение шин с подвижными контактами у горизонтально-поворотных разъединителей и отделителей показано пунктиром;

– для обеспечения безопасности персонала и защиты его от светового и теплового воздействия дуги над ручными приводами отделителей и разъединителей необходимо устанавливать стационарные козырьки из листового металла, металлопрофиля или металлочерепицы. Сооружение козырьков не требуется у разъединителей и отделителей напряжением 6–10 кВ, если отключаемый ток холостого хода не превышает 3 А, а отключаемый зарядный − 2 А;

– приводы трехполюсных разъединителей 6–35 кВ при их внутренней установке, если они не отделены от разъединителей стеной или перекрытием, необходимо снабжать глухим щитом, расположенным между приводом и разъединителем.

6.2.2.3 В электроустановках напряжением 35, 110, и 220 кВ с разъединителями и отделителями в одной цепи отключение ненагруженного трансформатора, автотрансформатора, системы шин, линий электропередачи производить дистанционно отделителем, включение − разъединителем.

Выбор аппаратов, проводников и изоляторов по условиям КЗ должен быть проведен в соответствии с [9].

6.2.2.4 Конструкции, на которых установлены электрооборудование, аппараты, токоведущие части и изоляторы, должны выдерживать нагрузки от их веса, тяжения, коммутационных операций, воздействия ветра, гололеда и электродинамических усилий, возникающих при КЗ, а также сейсмических воздействий.

Строительные конструкции, доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры выше 50°С; недоступные для прикосновения − выше 70°С.

Конструкции на нагрев могут не проверяться, если по токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

6.2.2.5 Во всех цепях РУ, требующих доступа для обслуживания, должны быть, как правило, установлены разъединяющие устройства с видимым разрывом, обеспечивающие возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи со всех ее сторон, откуда может быть подано напряжение.

Видимый разрыв может отсутствовать в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления (в том числе: с заполнением элегазом – КРУЭ; с заполнением другим электроизолирующим газом, элементов КРУ в твердой изоляции не требующих доступа для обслуживания) с выкатными элементами и/или при наличии надежного механического указателя гарантированного положения контактов.

Допускается установка выключателей (выключателей-разъединителей) 35–330 кВ без аппаратов, создающих видимый разрыв (без разъединителей). Для создания видимого разрыва должна быть предусмотрена возможность отсоединения шлейфов ошиновки со стороны возможной подачи напряжения. В конструкции выключателя-разъединителя должно быть предусмотрено наличие надежного механического указателя гарантированного положения контактов.

Требование установки разъединяющих устройств с видимым разрывом не распространяется на высокочастотные заградители и конденсаторы связи, трансформаторы напряжения, устанавливаемые на отходящих линиях, а также трансформаторы напряжения емкостного типа, присоединяемые к системам шин, разрядники и ограничители перенапряжений, устанавливаемые на выводах трансформаторов и шунтирующих реакторов, на отходящих линиях и сборных шинах, на силовые трансформаторы с кабельными вводами, на цепи КРУ и сборные шины не требующих доступа для обслуживания, а также сборные шины КРУ и цепи ОРУ напряжением 6-35 кВ обслуживание которых возможно только путем отсоединения их со всех ее сторон, откуда может быть подано напряжение, разъединителем вводного и секционного выключателя и разъединителями выключателей присоединений.

В отдельных случаях, обусловленных схемными или конструктивными решениями, трансформаторы тока допускается устанавливать до разъединяющих устройств.

6.2.2.6 При расположении РУ и ПС в местах, где воздух может содержать вещества, ухудшающие работу изоляции или разрушающе действующие на оборудование и шины, должны быть приняты меры, обеспечивающие надежную работу установки:

– применение закрытых ПС и РУ, защищенных от проникновения пыли, вредных газов или паров в помещение;

– применение усиленной изоляции и шин из материала, стойкого к воздействию окружающей среды, или покраска их защитным покрытием;

– расположение ПС и РУ со стороны господствующего направления ветра;

– применение минимального количества открыто установленного оборудования.

При сооружении ПС и РУ вблизи химических предприятий, а также в местах, где длительным опытом эксплуатации установлено разрушение алюминия от коррозии, должны быть применены специальные алюминиевые и сталеалюминиевые провода, защищенные от коррозии, самонесущие изолированные провода, в том числе полимерным покрытием, или провода из меди и ее сплавов.

6.2.2.7 При расположении РУ и ПС в сейсмических районах для обеспечения требуемой сейсмостойкости наряду с применением имевшегося сейсмостойкого оборудования должны быть предусматрены специальные меры, повышающие сейсмостойкость электроустановки.

6.2.2.8 В ОРУ, КРУ, КРУН, неотапливаемых ЗРУ и ящиков (сборок собственных нужд, вторичной коммутации и т. д.), расположенных на ОРУ, где температура окружающего воздуха может быть ниже допустимой для оборудования, должен быть предусмотрен подогрев в соответствии с действующими ТНПА на оборудование.

6.2.2.9 Ошиновка РУ и ПС, как правило, должна быть выполнена из алюминиевых и сталеалюминиевых проводов, полос, труб и шин из профилей алюминия и алюминиевых сплавов электротехнического назначения (исключения см. в 6.2.2.6).

При этом если деформации ошиновки, вызываемые изменениями температуры, могут вызывать опасные механические напряжения в проводах или изоляторах, должны быть предусмотрены меры, исключающие возникновение таких напряжений.

Конструкция жесткой ошиновки должна предусматривать устройства для гашения вибрации шин и компенсирующие устройства для предотвращения передачи механических усилий на контактные выводы аппаратов и опорные изоляторы от температурных деформаций и неравномерной осадки опорных конструкций.

Токопроводы должны быть выполнены в соответствии с требованиями 5.1.

6.2.2.10 Обозначение фаз электрооборудования и ошиновки РУ и ПС должно выполняться в соответствии с требованиями 4.1.

6.2.2.11 Распределительные устройства 3 кВ и выше должны быть оборудованы оперативной блокировкой от неправильных действий при переключениях в электрических установках (далее − оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами[1], отделителями, короткозамыкателями и выключателями-разъединителями.

Оперативная блокировка должна исключать:

– подачу напряжения разъединителем или выключателем-разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включенных заземлителей только выключателем;

– включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем (или выключателем-разъединителем) от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения;

– отключение и включение разъединителями токов нагрузки. Оперативная блокировка должна обеспечивать в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение – отделителем.

[1] В настоящем подразделе вместо «заземляющий нож» используется слово «заземлитель», под которым понимается как элемент аппарата, так и отдельно установленный аппарат.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

На заземлителях, установленных на выключателях-разъединителях со стороны линии, допускается иметь только механическую блокировку с положением главных контактов выключателей-разъединителей.

Приводы разъединителей, приводы выключателей-разъединителей, приводы заземлителей заземляющих ножей сборных шин, доступные для посторонних лиц, а также для исключения ошибочных действий, должны иметь приспособления для запирания их замками в отключенном и включенном положении.

6.2.2.12 Распределительные устройства и ПС должны быть обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки. В РУ напряжением 3 кВ и выше стационарные заземлители должны быть размещены так, чтобы были не нужны переносные заземления и чтобы персонал, работающий на неизолированных токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземлителями со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

Требование оборудования стационарными заземлителями заземления аппаратов и ошиновки, не распространяется на токоведущие части участков присоединений и сборных шин, не требующих обслуживания.

На случай отключения в процессе ремонта разъединителя (или выключателя-разъединителя) с заземлителями или только заземлителя этого разъединителя (или выключателя-разъединителя) должны быть предусмотрены другие стационарные заземлители на данном участке схемы, расположенные со стороны возможной подачи напряжения. Последнее требование не относится к заземлителям со стороны линейных разъединителей или к заземлителям, установленным на выключателях-разъединителях в сторону ВЛ (при отсутствии обходной системы шин или ремонтной перемычки со стороны ВЛ), а также к заземлителям в цепи секционной связи КРУ.

На заземлителях линейных разъединителей и выключателей-разъединителей со стороны линии напряжением 35 кВ и выше следует иметь электродвигательный привод с дистанционным управлением для исключения травмирования персонала при ошибочном включении их и наличии на линии напряжения; в ячейках КРУЭ и у выключателей-разъединителей эти заземлители должны быть быстродействующими. Каждая секция (система) сборных шин РУ напряжением 35 кВ и выше должна иметь, как правило, два комплекта заземлителей. При наличии трансформаторов напряжения заземления сборных шин следует осуществлять, как правило, заземлителями разъединителей трансформаторов напряжения.

Применение переносных защитных заземлений предусматривается в следующих случаях:

– при работе на линейных разъединителях или выключателях- разъединителях и на оборудовании, расположенном со стороны ВЛ до линейного разъединителя или выключателя-разъединителя;

– на участках схемы, где заземлители установлены отдельно от разъединителей, выключателей-разъединителей на время ремонта заземлителей;

– для защиты от наведенного напряжения.

Заземляющие ножи должны быть окрашены в черный цвет. Рукоятки приводов заземляющих ножей должны быть окрашены в красный цвет, а рукоятки других приводов – в цвета оборудования. В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах должны быть подготовлены контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

6.2.2.13 Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования должны иметь высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2,0 м или 1,6 м (с учетом требований 6.2.3.13 и 6.2.3.14), а над уровнем пола для ЗРУ и трансформаторов, установленных внутри здания, – 1,9 м; сетки должны иметь отверстия размером не более 25х25 мм, а также приспособления для запирания их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ должна располагаться на высоте 0,05 м, а в ЗРУ при необходимости − на уровне пола.

Применение барьеров допускается при входе в камеры выключателей, трансформаторов и других аппаратов для их осмотра при наличии напряжения на токоведущих частях. Барьеры должны устанавливаться на высоте 1,2 м и быть съемными. При высоте пола камер над уровнем земли более 0,3 м необходимо оставить между дверью и барьером расстояние не менее 0,5 м или предусмотреть площадку перед дверью для осмотра.

Применение барьеров в качестве единственного вида ограждения токоведущих частей недопустимо.

Внешние ограждения должны выполняться в соответствии с требованиями, приведенными в 6.2.2.26.

6.2.2.14 Указатели уровня и температуры масла маслонаполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы были обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения (например, со стороны прохода в камеру).

6.2.2.15 Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата должно быть не менее 0,2 м или должен быть предусмотрен соответствующий приямок.

6.2.2.16 Электропроводка цепей защиты автоматики, измерения, сигнализации и освещения, проложенная по электротехническим устройствам с масляным наполнением, должна быть выполнена проводами с маслостойкой изоляцией.

6.2.2.17 Устройство электроустановок должно быть рассчитано на уровень высоких (паводковых) вод, который принимается с обеспеченностью: 2 % (повторяемость один раз в 50 лет) – для ПС 330 кВ и ниже и 1 % (повторяемость 1 раз в 100 лет) – для ПС 750 кВ.

6.2.2.18 Распределительные устройства и ПС должны быть оборудованы электрическим освещением. Осветительная арматура должна быть установлена таким образом, чтобы было обеспечено ее безопасное обслуживание.

6.2.2.19 Распределительные устройства и ПС должны быть обеспечены телефонной и/или другими видами связи в соответствии с принятой системой обслуживания.

6.2.2.20 Размещение РУ и ПС, генеральный план и инженерная подготовка территории и защита их от затопления, оползней и т. п. должны быть выполнены в соответствии с требованиями генеральных планов промышленных и сельскохозяйственных предприятий.

6.2.2.21 Компоновка и конструктивное выполнение ОРУ и ЗРУ должны предусматривать возможность применения механизмов, в том числе специальных, для производства монтажных и ремонтных работ.

6.2.2.22 Расстояния между РУ (ПС) и деревьями должны соответствовать требованиям [8].

6.2.2.23 Для РУ и ПС, размещенные в районе жилой и промышленной застройки, должны быть предусматрены мероприятия по снижению шума, создаваемого работающим электрооборудованием (трансформаторами, синхронными компенсаторами и т. п.), до значений, допустимых [74].

6.2.2.24 На ПС, имеющих постоянный дежурный персонал, и на ПС с дежурством на дому (при расположении служебно-жилого дома вблизи ПС) должны быть предусмотрены хозяйственно-питьевой водопровод и хозяйственно-фекальную канализация с подключением к ближайшим сетям, а при отсутствии сетей по согласованию с органами санитарного надзора предусматрены простейшие местные очистные сооружения (септик, поля подземной фильтрации, выгреб).

6.2.2.25 На ПС без постоянного дежурного персонала, расположенной вдали от сетей водопровода и канализации, должен предусматриваться наружный туалет с водонепроницаемой выгребной ямой или биотуалет. Персонал оперативно-выездной бригады должен быть обеспечен привозной питьевой водой и рукомойником. При расположении ПС напряжением 35 кВ и выше без постоянного дежурного персонала вблизи существующих или проектируемых систем водоснабжения и канализации (на расстоянии до 250 м) в здании ОПУ должен быть предусмотрен санузел (умывальник и унитаз). При этом сеть канализации должна быть самотечной.

6.2.2.26 Территория подстанции напряжением 35 кВ и выше должна быть ограждена внешним забором высотой не менее 2 м. Ограждение должно соответствовать требованиям [8] и положениям [9].

6.2.2.27 На территории ПС напряжением свыше 110 кВ рекомендуется ограждение открытых РУ и силовых трансформаторов внутренним сетчатым забором высотой 1,6 м (см. 6.2.3.14).

ОРУ разных номинальных напряжений и силовые трансформаторы могут иметь общее ограждение.

Заборы необязательны для закрытых ПС, а также для столбовых, мачтовых и комплектных ПС наружной установки с высшим напряжением до 35 кВ при условии соблюдения требований 6.2.7.11

6.2.2.28 На территории ОРУ, ПС и электростанций должны быть предусмотрены устройства по сбору и удалению масла (при наличии маслонаполненного оборудования) с целью исключения возможности растекания его по территории и загрязнения окружающей среды.

6.2.2.29 Расстояния от электрооборудования до взрывоопасных зон и помещений следует принимать согласно [7] (глава 7.3).

6.2.2.30 На ПС применяется постоянный и переменный оперативный ток. При этом на всех новых и/или реконструируемых ПС напряжением 110 кВ должна быть применена система оперативного постоянного тока (ОПТ, СОПТ) напряжением 220 В. Другие величины напряжений или другие виды оперативного тока (выпрямленный, переменный) на таких подстанциях допускаются только при специальном обосновании. На ПС напряжением 220 кВ и выше применение выпрямленного или переменного оперативного тока запрещается.

6.2.2.31 Рекомендуемый состав каждого комплекта СОПТ определяется в [9] (раздел 13).

6.2.2.32 Здания управления и распределительных устройств ПС 35–110 кВ рекомендуется выполнять модульной конструкции по [9] (раздел 13).

На окнах ОПУ должны быть антивандальные решетки.

Помещения закрытых распределительных устройств должны быть без окон. В случае необходимости в естественном освещении применяются стеклоблоки. Устройство световых фонарей не допускается.

6.2.3 Открытые распределительные устройства

6.2.3.1 В ОРУ 110 кВ и выше должен быть проезд вдоль выключателей и выключателей-разъединителей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов, пожарной аварийно-спасательной техники и приспособлений, а также передвижных лабораторий. Габариты проезда по ширине должны быть не менее 4,0 м, по высоте – не менее 4,25 м.

6.2.3.2 Соединения гибких проводов в пролетах должны быть выполнены опрессовкой с помощью соединительных зажимов, а соединения в петлях у опор, присоединение ответвлений в пролете и

присоединение к аппаратным зажимам − опрессовкой или сваркой. При этом присоединение ответвлений в пролете выполняется, как правило, без разрезания проводов пролета.

Пайка и скрутка проводов не допускаются.

Болтовые соединения допускаются только на зажимах аппаратов и на ответвлениях к разрядникам, ОПН, конденсаторам связи и трансформаторам напряжения, а также для временных установок, для которых применение неразъемных соединений требует большого объема работ по перемонтажу шин.

Гирлянды изоляторов для подвески шин в ОРУ могут быть одноцепными. Если одноцепная гирлянда не удовлетворяет условиям механических нагрузок, то следует применять двухцепную.

Разделительные (врезные) гирлянды не допускаются, за исключением гирлянд, с помощью которых осуществляется подвеска высокочастотных заградителей.

Закрепление гибких шин и тросов в натяжных и подвесных зажимах в отношении прочности должно соответствовать требованиям 5.3.8.18.

6.2.3.3 Соединения жестких шин в пролетах должны быть выполнены сваркой, а соединение шин соседних пролетов – с помощью компенсирующих устройств, присоединяемых к шинам, как правило, сваркой. Допускается присоединение компенсирующих устройств к пролетам с помощью болтовых соединений.

Ответвления от жестких шин могут выполняться как гибкими, так и жесткими, а присоединение их к пролетам следует выполнять, как правило, сваркой.

6.2.3.4 Ответвления от сборных шин ОРУ, как правило, должны располагаться ниже сборных шин.

Подвеска ошиновки одним пролетом над двумя и более секциями или системами сборных шин не допускается.

6.2.3.5 Нагрузки на шины и конструкции от ветра и гололеда, а также расчетные температуры воздуха должны определяться в соответствии с требованиями строительных норм и правил. При этом прогиб жестких шин не должен превышать 1/80 длины пролета.

При определении нагрузок на конструкции дополнительно должен быть учтен вес человека с инструментами и монтажными приспособлениями при применении:

– натяжных гирлянд изоляторов − 2,0 кН;

– поддерживающих гирлянд − 1,5 кН;

– опорных изоляторов − 1,0 кН.

Тяжение спусков к аппаратам ОРУ не должно вызывать недопустимых механических напряжений и недопустимого сближения проводов при расчетных климатических условиях.

6.2.3.6 Расчетные механические усилия, передающиеся при КЗ жесткими шинами на опорные изоляторы, должны быть принимть в соответствии с требованиями ТНПА.

6.2.3.7 Коэффициент запаса механической прочности при нагрузках, соответствующих 6.2.3.5, следует принимать по [8].

6.2.3.8 Опоры для крепления шин ОРУ должны быть рассчитаны как промежуточные или концевые в соответствии с 5.3.

6.2.3.9 Компоновки ОРУ 35 кВ и выше рекомендуется выполнять без верхнего яруса шин, проходящего над выключателями и выключателями-разъединителями.

6.2.3.10 Наименьшие расстояния в свету между неизолированными токоведущими частями разных фаз, от неизолированных токоведущих частей до земли, заземленных конструкций и ограждений, а также между неизолированными токоведущими частями разных цепей следует принимать согласно таблице 6.5 (см. рисунки 6.3–6.12).

Если в установках расстояния между фазами увеличиваются по сравнению с приведенными в таблице 6.5 по результатам проверки на корону, соответственно должны быть увеличены и расстояния до заземленных частей.

6.2.3.11 Наименьшие расстояния в свету при жестких шинах (рисунок 6.3) между токоведущими и заземленными частями $A_{ф\text{-}з}$ и между токоведущими частями разных фаз $A_{ф\text{-}ф}$ принимается по таблице 6.5, а при гибких шинах (рисунок 6.4) следует определять следующим образом:

$$\begin{aligned} A_{ф\text{-}з.г} &= A_{ф\text{-}з} + a, \\ A^1_{ф\text{-}з.г} &= A^1_{ф\text{-}з} + a, \\ A_{ф\text{-}ф.г} &= A_{ф\text{-}ф} + a, \end{aligned} \qquad (6.1)$$

где $a = f \cdot \sin\alpha$;

f — стрела провеса проводов при температуре 15 °С, м;

$$\alpha = \operatorname{arctg}\left(\frac{P}{Q}\right);$$

Q — расчетная нагрузка от веса провода на 1 м длины провода, даН/м;

P — расчетная линейная ветровая нагрузка на провод, даН/м, при этом скорость ветра принимается равной 60 % от значения, выбранного при расчете строительных конструкций.

6.2.3.12 Наименьшие допустимые расстояния в свету между находящимися под напряжением соседними фазами в момент их наибольшего сближения под действием токов КЗ должны быть не менее приведенных в таблице 5.3.18, принимаемых по наибольшему рабочему напряжению.

В гибкой ошиновке, выполненной из нескольких проводов в фазе, следует устанавливать внутрифазовые дистанционные распорки.

6.2.3.13 Наименьшие расстояния от токоведущих частей и изоляторов, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений должны быть (см. таблицу 6.2.5, рисунок 6.2.5):

— по горизонтали — не менее размера Б при высоте ограждения 1,6 м, не менее размера $А_{ф-з}$ — при высоте ограждения 2,0 м. Второй вариант допускается в стесненных условиях площадки ПС;

— по вертикали — не менее размера $А_{ф-з}$, отмеряемого в плоскости ограждения от точки, расположенной на высоте 2,7 м от земли.

Таблица 6.5 — Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ (подстанций) 10−750 кВ, защищенных разрядниками, и ОРУ 220−750 кВ, защищенных ограничителями перенапряжений (в знаменателе) (см. рисунки 6.3–6.12)

Номер рисунка	Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм, для номинального напряжения, кВ							
			до 10	20	35	110	150	220	330	750
6.3 6.4 6.5	От токоведущих частей, элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до протяженных заземленных конструкций и до постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м, а также до стационарных межъячейковых экранов и противопожарных перегородок	$A_{ф-з}$	200	300	400	900	1300	1800 1200	2500 2000	5500 5000
6.3 6.4	От токоведущих частей, элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций: головка аппарата-опора, провод- стойка, траверса, провод-кольцо, стержень	$A^1_{ф-з}$	200	300	400	900	1300	1600 1200	200 1800	5000 4500
6.3 6.4 6.11	Между токоведущими частями разных фаз	$A_{ф-ф}$	220	330	440	1000	1400	2000 1600	2800 2200	8000 6500
6.5 6.7	От токоведущих частей, элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой до 1,6 м и до транспортируемого оборудования	*Б*	950	1050	1150	1650	2050	2550 2000	3250 3000	6300 5800
6.8	Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	*В*	950	1050	1150	1650	2050	3000 2400	4000 3500	7000 6000
6.6 6.12	От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	*Г*	2900	3000	3100	3600	4000	4500 3900	5000 4700	8200 7200
6.8 6.9	Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой	$Д^1$	2200	2300	2400	2900	3300	3600 3200	4200 3800	7000 6500
6.10 6.12	От токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора или до здания и сооружения	*Д*	2200	2300	2400	2900	3300	3800 3200	4500 4000	7500 6500
6.11	От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	*Ж*	240	365	485	1100	1550	2200 1800	3100 2600	7500 6100

Примечания

1 Для элементов изоляции, находящихся под распределенным потенциалом, изоляционные расстояния следует принимать с учетом фактических значений потенциалов в разных точках поверхности. При отсутствии данных о распределении потенциала следует условно принимать прямолинейный закон падения потенциала вдоль изоляции от полного номинального напряжения (со стороны токоведущих частей) до нуля (со стороны заземленных частей).

2 Расстояние от токоведущих частей или элементов изоляции (со стороны токоведущих частей), находящихся под напряжением, до габаритов трансформаторов, транспортируемых по железнодорожным путям, допускается принять менее размера *Б,* но не менее размера $A_{ф\text{-}ф}$.

3 Для напряжения 750 кВ в таблице даны расстояния $A_{ф\text{-}ф}$ между параллельными проводами длиной более 20 м; расстояния $A_{ф\text{-}ф}$ между экранами, скрещивающимися проводами, параллельными проводами длиной до 20 м для ОРУ 750 кВ с разрядниками равны 7000 мм, а для ОРУ 750 кВ с ОПН − 5500 мм.

4 Ограничители перенапряжений имеют защитный уровень ограничения коммутационных перенапряжений фаза-земля 1,8$U_{ф}$.

ф

6.2.3.14 Токоведущие части (выводы, шины, спуски и т. п.) могут не иметь внутренних ограждений, если они расположены над уровнем планировки или наземных коммуникационных сооружений на высоте не менее значений, соответствующих размеру *Г* по таблице 6.5 (см. рисунок 6.6).

Неогражденные токоведущие части, соединяющие конденсатор устройств высокочастотной связи, телемеханики и защиты с фильтром, должны быть расположены на высоте не менее 2,5 м. При этом фильтр рекомендуется на высоте, позволяющей производить его ремонт (настройку) без снятия напряжения с оборудования присоединения.

Трансформаторы и аппараты, у которых нижняя кромка фарфора (полимерного материала) изоляторов расположена над уровнем планировки или наземных коммуникационных сооружений на высоте не менее 2,5 м, разрешается не ограждать (см. рисунок 6.6). При меньшей высоте оборудование должно иметь постоянные ограждения, удовлетворяющие требованиям 6.2.2.13, располагаемые от трансформаторов и аппаратов на расстояниях не менее, приведенных в 6.2.3.13. Вместо постоянных ограждений допускается устройство козырьков, предотвращающих прикосновение обслуживающего персонала к изоляции и элементам оборудования, находящимся под напряжением.

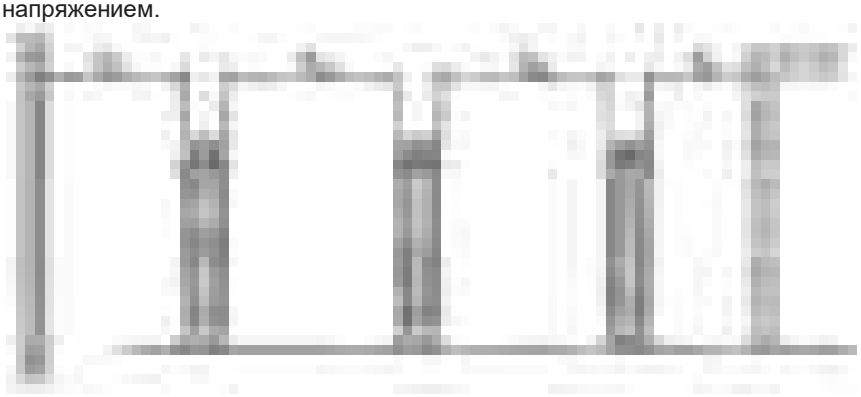


Рисунок 6.3 — Наименьшие расстояния в свету при жестких шинах между токоведущими и заземленными частями ($А_{ф-з}$,) $А\ ^{1}_{ф-з}$ и между токоведущими частями разных фаз ($А_{ф-ф}$)

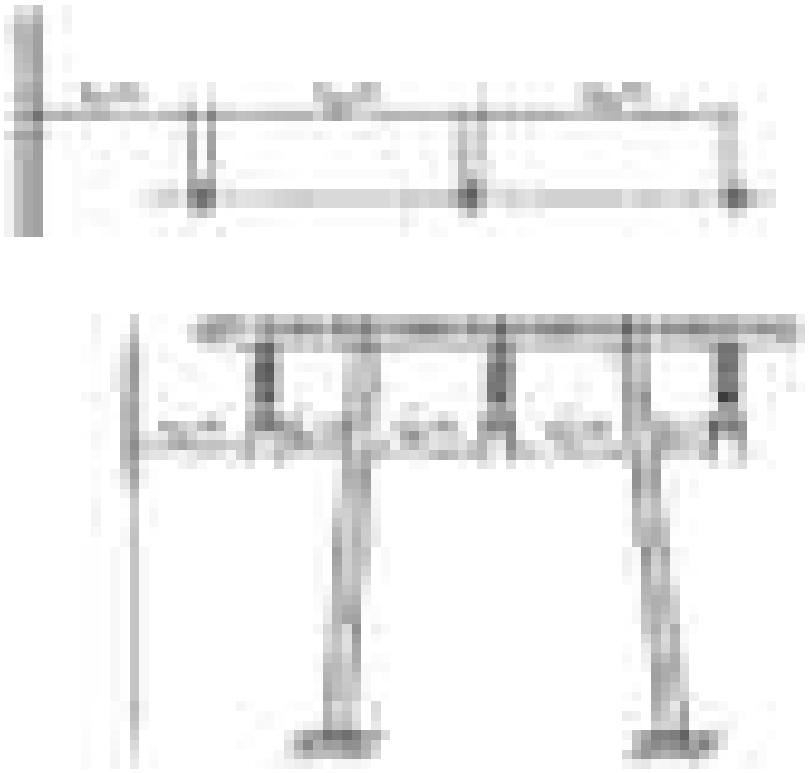


Рисунок 6.4 — Наименьшие расстояния в свету при гибких шинах между токоведущими и заземленными частями и между токоведущими частями разных фаз, расположенными в одной горизонтальной плоскости

6.2.3.15 Расстояния от неогражденных токоведущих частей до габаритов машин, механизмов и транспортируемого оборудования должны быть не менее размера *Б* по таблице 6.5 (см. рисунок 6.7).

6.2.3.16 Расстояния между ближайшими неогражденными токоведущими частями разных цепей должны выбираться из условия безопасного обслуживания одной цепи при неотключенной второй. При

расположении неогражденных токоведущих частей разных цепей размер *В* определен из условия обслуживания нижней цепи при неотключенной верхней, а размер $Д^1$ − обслуживания одной цепи при неотключенной другой. Если такое обслуживание не предусматривается, расстояние между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях должно приниматься в соответствии с 6.2.3.11; при этом должна быть учтена возможность сближения проводов в условиях эксплуатации (под влиянием ветра, гололеда, температуры).

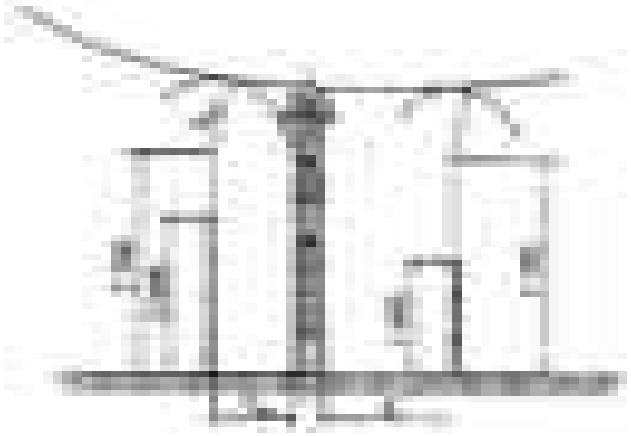


Рисунок 6.5 — Наименьшие расстояния от токоведущих частей и элементов изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений

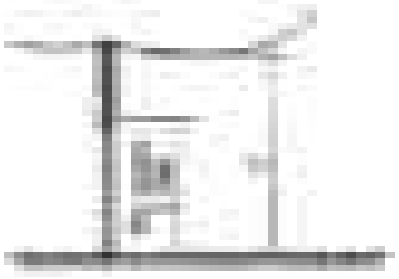


Рисунок 6.6 — Наименьшие расстояния от неогражденных токоведущих частей и от нижней кромки фарфора изоляторов до земли

Рисунок 6.7 — Наименьшие расстояния от токоведущих частей до транспортируемого оборудования

Рисунок 6.8 — Наименьшие расстояния между токоведущими частями разных цепей, расположенными в различных плоскостях с обслуживанием нижней цепи при не отключенной верхней

Рисунок 6.9 — Наименьшие расстояния по горизонтали между токоведущими частями разных цепей с обслуживанием одной цепи при неотключенной другой

6.2.3.17 Расстояния между токоведущими частями и верхней кромкой внешнего забора должны быть не менее размера *Д* по таблице 6.5 (см. рисунок 6.10).

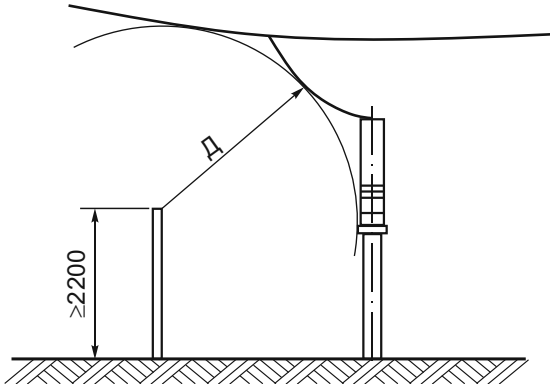


Рисунок 6.10 — Наименьшие расстояния от токоведущих частей до верхней кромки внешнего ограждения

6.2.3.18 Расстояния от подвижных контактов разъединителей в отключенном положении до заземленных частей должны быть не менее размеров $А_{ф\text{-}з}$ и $А^{1}_{ф\text{-}з}$; до ошиновки своей фазы, присоединенной ко второму контакту – не менее размера *Ж*; до ошиновки других присоединений – не менее размера $А_{ф\text{-}ф}$ по таблице 6.5 (рисунок 6.11).

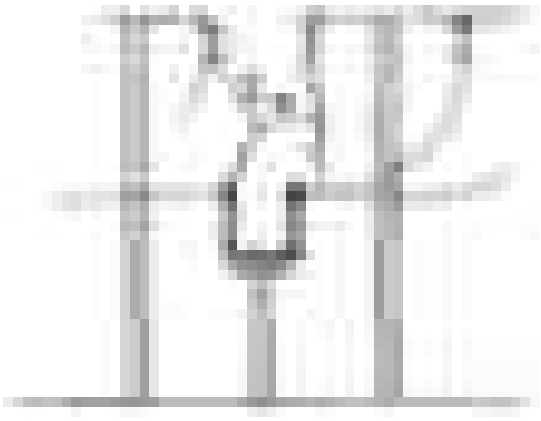


Рисунок 6.11 — Наименьшие расстояния от подвижных контактов разъединителей в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей

6.2.3.19 Расстояния между токоведущими частями ОРУ и зданиями или сооружениями (ЗРУ, помещение щита управления, трансформаторная башня и др.) по горизонтали должны быть не менее

размера *Д*, а по вертикали при наибольшем провисании проводов - не менее размера *Г* по таблице 6.5 (рисунок 6.12).

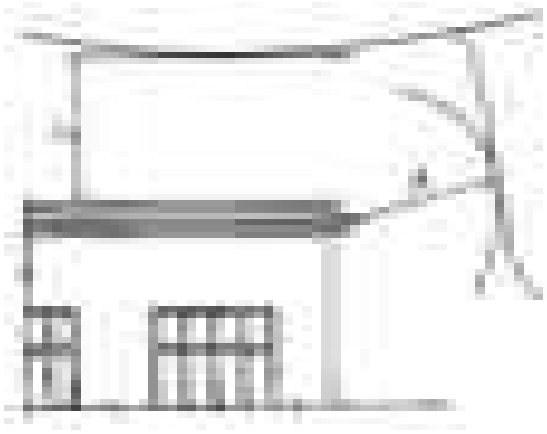


Рисунок 6.12 — Наименьшие расстояния между токоведущими частями и зданиями и сооружениями

6.2.3.20 Устройство воздушных осветительных линий, воздушных линий связи и цепей сигнализации над и под токоведущими частями ОРУ не допускается.

6.2.3.21 Расстояния от складов водорода до ОРУ, трансформаторов, синхронных компенсаторов должны быть не менее 50 м; до опор ВЛ − не менее 1,5 высоты опоры; до зданий ПС при количестве хранимых на складе баллонов до 500 шт. − не менее 20 м, свыше 500 шт. − не менее 25 м; до внешней ограды ПС − не менее 5,5 м.

6.2.3.22 Расстояния от открыто установленных электротехнических устройств до водоохладителей ПС должны быть не менее значений, приведенных в таблице 6.6.

Таблица 6.2.6 — Наименьшее расстояние от открыто установленных электротехнических устройств до водоохладителей ПС

Водоохладитель	Расстояние, м
Брызгальные устройства и открытые градирни	80
Башенные и одновентиляторные градирни	30
Секционные вентиляторные градирни	42

Для реконструируемых объектов приведенные в таблице 6.6 расстояния допускается уменьшать, но не более чем на 25 %.

6.2.3.23 Расстояния от оборудования РУ и ПС до зданий ЗРУ и других технологических зданий и сооружений, до КБ, СТК, СК определяются исключительно технологическими требованиями.

6.2.3.24 Противопожарные разрывы от маслонаполненного оборудования с массой масла в единице оборудования 60 кг и более до производственных, жилых и общественных зданий должны быть не менее:

– 16 м − при степени огнестойкости этих зданий I–II;

– 20 м − при степени огнестойкости III;

– 24 м − при степени огнестойкости IV и V.

При установке у стен производственных зданий категорий Г и Д маслонаполненных трансформаторов с массой масла 60 кг и более, электрически связанных с оборудованием, установленным в этих зданиях, разрешаются расстояния менее указанных. При этом на расстоянии от них более 10 м и вне пределов участков шириной Б (см. рисунок 6.13) пределы огнестойкости и классы пожарной опасности строительных конструкций не нормируются.

При расстоянии менее 10 м до трансформаторов в пределах участков шириной *б* должны выполняться следующие требования:

– до высоты *д* (до уровня ввода трансформаторов) окна не допускаются;

– при расстоянии *г* менее 5 м и степенях огнестойкости зданий III–V стена здания со стороны трансформаторов должна быть выполнена противопожарной 1-го типа и возвышаться над кровлей, выполненной из сгораемого материала, не менее чем на 0,6 м;

– при расстоянии *г* менее 5 м и степенях огнестойкости зданий I–III, а также при расстоянии *г* 5 м и более без ограничения по огнестойкости на высоте от *д* до *д+е* допускается заполнение оконных проемов противопожарными окнами 1-го типа; выше *д+е* − окна, открывающиеся внутрь здания, с проемами, снабженными снаружи металлическими сетками с ячейками не более 25 × 25 мм;

– при расстоянии *г* менее 5 м на высоте менее *д*, а при *г* 5 м и более – на любой высоте допускается устройство противопожарных дверей 1-го типа;

– вентиляционные приемные отверстия в стене здания при расстоянии *г* менее 5 м не допускаются; вытяжные отверстия с выбросом незагрязненного воздуха в указанном пределе допускаются на высоте *д* с устройством противопожарных клапанов;

– при расстоянии *г* от 5 до 10 м вентиляционные отверстия в ограждающих конструкциях кабельных помещений со стороны трансформаторов на участке шириной *б* не допускаются.

Приведенные на рисунке 6.13 размеры *а*–*г* и А принимаются до наиболее выступающих частей трансформаторов на высоте не более 1,9 м от поверхности земли. При единичной мощности трансформаторов до 1,6 МВ·А расстояния *в* ≥ 1,5 м; *е* ≥ 8 м; более 1,6 МВ·А – *в* ≥ 2 м; *е* ≥ 10 м. Расстояние *б* принимается по 6.2.13.8, расстояние *г* должно быть не менее 0,8 м.

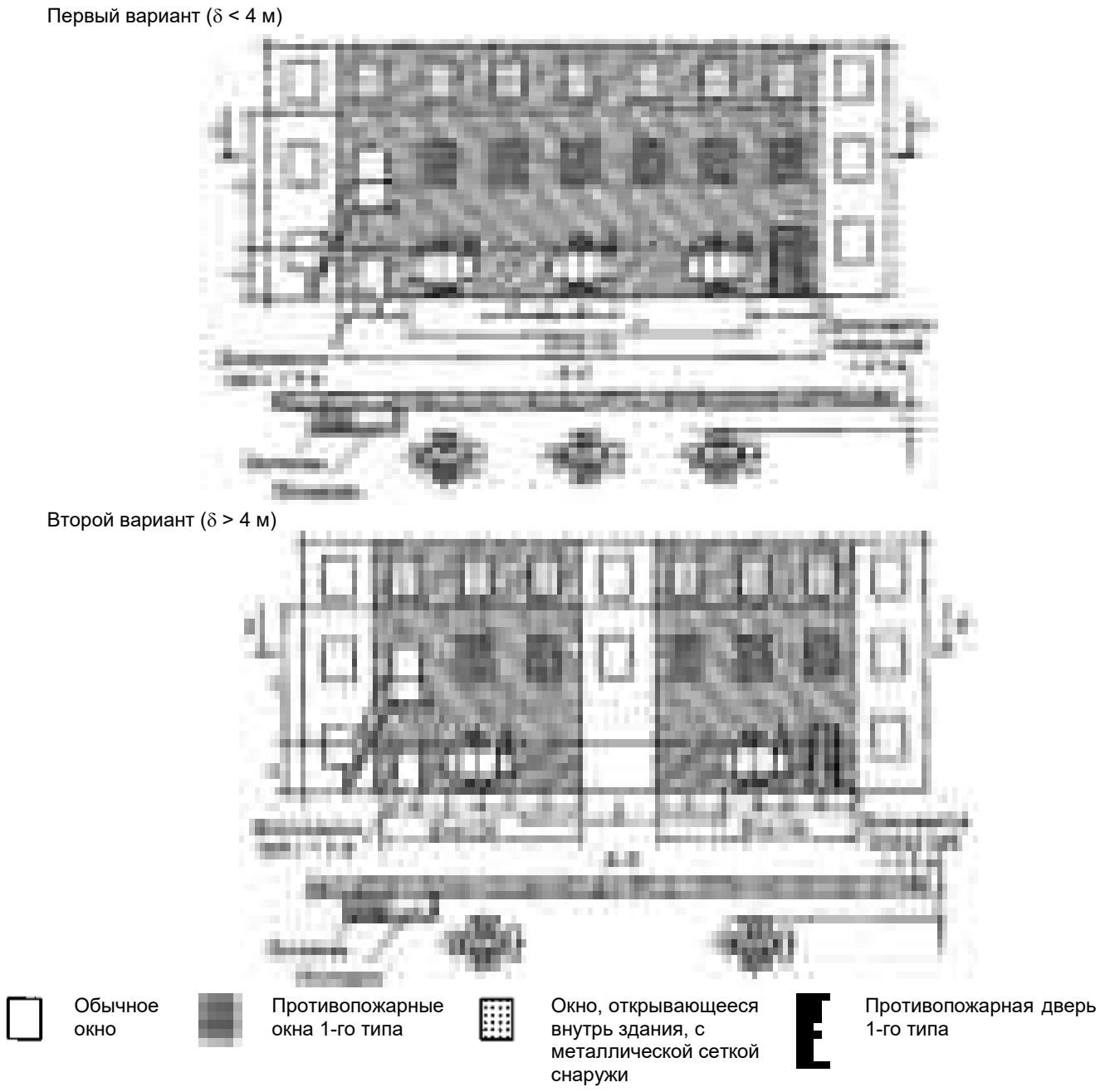


Рисунок 6.13 — Требования к открытой установке маслонаполненных трансформаторов у зданий с производствами категорий Г и Д

6.2.3.25 Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов, реакторов или выключателей с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований:

а) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора, реактора или выключателя не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м – при массе от 2 до 10 т; 1,5 м – при массе от 10 до 50 т; 2 м – при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на

0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора, реактора или выключателя на расстоянии менее 2 м;

б) объем маслоприемника следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор, реактор или выключатель;

в) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т. п.;

г) маслоприемники под трансформаторы, реакторы или выключатели мощностью до 10 МВА допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия, или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм;

д) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного маслоприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в перечислении б);

е) маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

1) с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

2) без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник должен быть выполнен в виде бортовых ограждений маслонаполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005° в сторону приямка и должно быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников с бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Допускается не проводить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей;

ж) при установке маслонаполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным;

з) маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара АУВП, на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 15 мин;

и) на подстанциях, не оборудованных АУВП, маслосборники должны быть выполнены закрытого типа и рассчитываться на единовременный прием 100 % объема масла, содержащегося в наибольшем по объему масла трансформаторе, реакторе или выключателе.

На подстанциях, оборудованных АУВП, маслосборники должны быть выполены закрытого типа и рассчитываться на прием 100% объема масла, содержащегося в наибольшем по объему масла трансформаторе или реакторе, и 80% воды от АУВП из расчета орошения площади маслоприемника и площадей боковых поверхностей трансформатора или реактора с интенсивностью 0,2 л/с·м^2 в течение 10 мин.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла и маслосборника должно быть предусмотрено передвижным (переносным) насосным агрегатом. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки наличия масла (воды) в маслоприемнике.

6.2.3.26 Устройство противопожарного водоснабжения подстанций согласно [75].

6.2.3.27 КРУН, КТПБ и КТПП наружной установки должны быть расположены на спланированной площадке на высоте не менее 0,2 м от уровня планировки.

Расположение устройства должно обеспечивать удобные выкатывание и транспортировку трансформаторов и выкатной части ячеек.

6.2.4 Биологическая защита от воздействия электрических и магнитных полей

6.2.4.1 На ПС и в ОРУ 330 кВ и выше в зонах пребывания обслуживающего персонала (пути передвижения обслуживающего персонала, рабочие места) напряженность электрического поля должна быть в пределах допустимых уровней, установленных в ГОСТ 12.1.002.

6.2.4.2 На ПС и в РУ напряжением 1−20 кВ в местах пребывания обслуживающего персонала напряженность магнитного поля (МП) должна соответствовать требованиям [57].

6.2.4.3 На ПС на рабочих местах, где напряженность электрического поля выше 5 кВ/м, рекомендуется устройство защитных экранов.

6.2.4.4 В местах напряженности электрического поля свыше 5 до 25 кВ/м допустимая продолжительность пребывания обслуживающего персонала без защитных экранов не должна превышать времени, указанного в [57].

6.2.4.5 На ПС и в ОРУ напряжением 330 кВ и выше в целях снижения воздействия ЭП на персонал необходимо:

– применять металлоконструкции ОРУ из оцинкованных, алюминированных или алюминиевых элементов;

– лестницы для подъема на траверсы металлических порталов располагать, как правило, внутри их стоек (лестницы, размещенные снаружи, должны быть огорожены экранирующими устройствами, обеспечивающими внутри допустимые уровни напряженности ЭП).

6.2.4.6 На ПС и в ОРУ 330 кВ и выше для снижения уровня напряженности ЭП должно быть исключено соседство одноименных фаз в смежных ячейках.

6.2.4.7 На ПС напряжением 330 кВ и выше производственные и складские здания должны быть размещены вне зоны влияния ЭП. Допускается их размещение в этой зоне при обеспечении экранирования подходов ко входам в эти здания. Экранирование подходов, как правило, не требуется, если вход в здание, расположенное в зоне влияния, находится с внешней стороны по отношению к токоведущим частям.

6.2.4.8 Производственные помещения, рассчитанные на постоянное пребывание персонала, не должны быть размещены в непосредственной близости от токоведущих частей ЗРУ и других электроустановок, а также под и над токоведущими частями оборудования (например, токопроводами), за исключением случаев, когда рассчитываемые уровни магнитных полей не превышают предельно допустимых значений.

Зоны пребывания обслуживающего персонала должны быть расположены на расстояниях от экранированных токопроводов и (или) шинных мостов, обеспечивающих соблюдение предельно допустимых уровней магнитного поля.

6.2.4.9 Токоограничивающие реакторы и выключатели не должны располагаться в соседних ячейках распредустройств 6–10 кВ.

При невозможности обеспечения этого требования между ячейками токоограничивающих реакторов и выключателей должны быть установлены стационарные ферромагнитные экраны.

6.2.4.10 Экранирование источников МП или рабочих мест при необходимости обеспечения допустимых уровней МП должно осуществляться посредством ферромагнитных экранов, толщина и геометрические размеры которых следует рассчитывать по требуемому коэффициенту экранирования:

$$K_э = H_в/H_{доп}, \qquad (6.2)$$

где $H_в$ − наибольшее возможное значение напряженности МП на экранируемом рабочем месте, А/м;

$H_{доп}$ = 80 А/м − допустимое значение напряженности МП.

Для рабочих мест, где пребывание персонала по характеру и условиям выполнения работ является непродолжительным, $H_{доп}$ определяется исходя из требований ГОСТ 12.1.002.

6.2.5 Закрытые распределительные устройства и подстанции

6.2.5.1 Закрытые распределительные устройства и подстанции могут как располагаться в отдельно стоящих зданиях, так и быть встроенными или пристроенными.

Размещение отдельно стоящих зданий подстанций по отношению к производственным, общественным и жилым зданиям должно соответствовать требованиям [2] и требованиям, приведенным в [8]. Расстояние от трансформаторных подстанций до жилых зданий по условию обеспечения допустимых уровней шума, установленных [76], следует принимать по [74]. Должны быть соблюдены условия, при которых обеспечивается защита населения от вредного воздействия электрических и магнитных полей, установленных в [57].

Пристройка ПС к существующему зданию с использованием стены здания в качестве стены ПС допускается при условии принятия специальных мер, предотвращающих нарушение гидроизоляции стыка, при осадке пристраиваемой ПС. Указанная осадка должна быть также учтена при креплении оборудования на существующей стене здания.

6.2.5.2 Дополнительные требования к сооружению встроенных и пристроенных ПС в жилых и общественных зданиях – в [77].

6.2.5.3 В помещениях ЗРУ 35–220 кВ и в закрытых камерах трансформаторов должны быть предусматрены стационарные устройства или возможность применения передвижных либо инвентарных грузоподъемных устройств для механизации ремонтных работ и технического обслуживания оборудования.

В помещениях с КРУ должна быть площадка для ремонта и наладки выкатных элементов.

6.2.5.4 Закрытые РУ разных классов напряжений, как правило, следует размещать в отдельных помещениях. Это требование не распространяется на КТП 35 кВ и ниже, а также на КРУЭ.

Допускается размещать РУ до 1 кВ в одном помещении с РУ выше 1 кВ при условии, что части РУ или ПС до 1 кВ и выше будут эксплуатироваться одной организацией.

Помещения РУ, трансформаторов, преобразователей и т. п. должны быть отделены от служебных и других вспомогательных помещений (исключения см. в [7] (главы 4.3, 5.1, 7.5)).

6.2.5.5 При компоновке КРУЭ в ЗРУ рекомендуются площадки обслуживания на разных уровнях.

6.2.5.6 Трансформаторные помещения и ЗРУ не допускается размещать:

– под помещением производств с мокрым технологическим процессом, под душевыми, ванными и т. п.;

– непосредственно над и под помещениями, в которых в пределах площади, занимаемой РУ или трансформаторными помещениями, одновременно может находиться более 50 человек в период более 1 ч. Это требование не распространяется на трансформаторные помещения с трансформаторами сухими или с негорючим наполнением, а также РУ для промышленных предприятий.

6.2.5.7 Расстояния в свету между неизолированными токоведущими частями разных фаз, от неизолированных токоведущих частей до заземленных конструкций и ограждений, пола и земли, а также между неогражденными токоведущими частями разных цепей должно быть не менее значений, приведенных в таблице 6.7 (см. рисунки 6.14–6.17).

Гибкие шины в ЗРУ следует проверять на их сближение под действием токов КЗ в соответствии с требованиями 6.2.3.10.

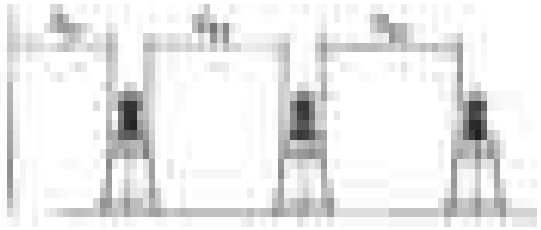


Рисунок 6.14 — Наименьшие расстояния в свету между неизолированными токоведущими частями разных фаз в ЗРУ и между ними и заземленными частями (таблица 6.9)

Рисунок 6.15 — Наименьшие расстояния между неизолированными токоведущими частями в ЗРУ и сплошными ограждениями (таблица 6.9)

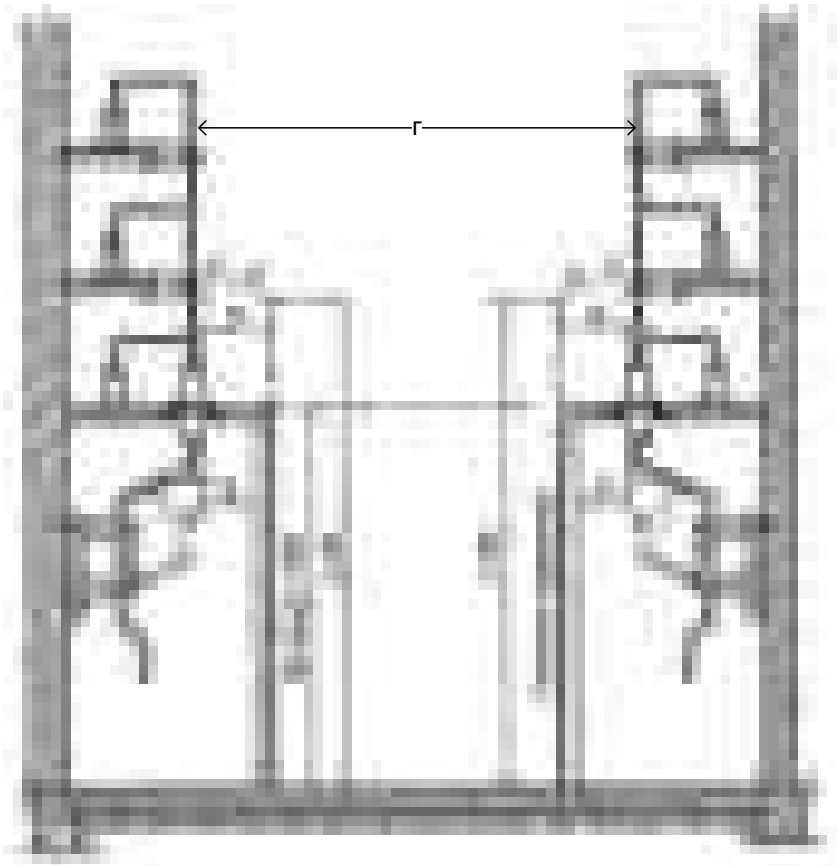


Рисунок 6.16 — Наименьшие расстояния от неизолированных токоведущих частей в ЗРУ до сетчатых ограждений и между неогражденными неизолированными токоведущими частями разных цепей (таблица 6.9)

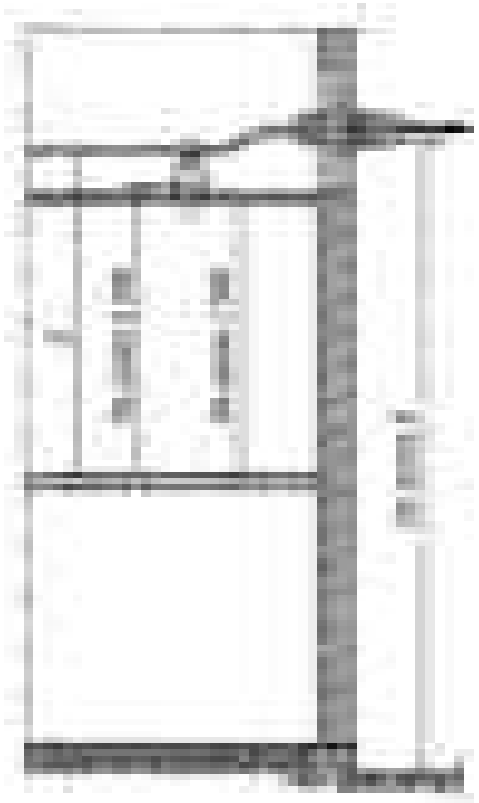


Рисунок 6.17 — Наименьшие расстояния от пола до неогражденных неизолированных токоведущих частей и до нижней кромки фарфора изолятора и высота прохода в ЗРУ. Наименьшее расстояние от земли до неогражденных линейных выводов из ЗРУ вне территории ОРУ и при отсутствии проезда транспорта под выводами

6.2.5.8 Расстояния от подвижных контактов разъединителей в отключенном положении до ошиновки своей фазы, присоединенной ко второму контакту, должно быть не менее размера *Ж* по таблице 6.7 (см. рисунок 6.16).

6.2.5.9 Неизолированные токоведущие части должны быть защищены от случайных прикосновений (помещены в камеры, ограждены сетками и т. п.).

При размещении неизолированных токоведущих частей вне камер и расположении их ниже размера *Д* по таблице 6.7 от пола они должны быть ограждены. Высота прохода под ограждением должна быть не менее 1,9 м (см. рисунок 6.17).

Токоведущие части, расположенные выше ограждений до высоты 2,3 м от пола, должны располагаться от плоскости ограждения на расстояниях, приведенных в таблице 6.7 для размера *В* (см. рисунок 6.16).

Аппараты, у которых нижняя кромка фарфора (полимерного материала) изоляторов расположена над уровнем пола на высоте 2,2 м и более, разрешается не ограждать, если при этом выполнены названные требования.

Применение барьеров в огражденных камерах не допускается.

6.2.5.10 Неогражденные неизолированные токоведущие части различных цепей, находящиеся на высоте, превышающей размер *Д* по таблице 6.7, должны быть расположены на таком расстоянии одна от другой, чтобы после отключения какой-либо цепи (например, секции шин) было обеспечено ее безопасное обслуживание при наличии напряжения в соседних цепях. В частности, расстояние между неогражденными токоведущими частями, расположенными с двух сторон коридора обслуживания, должно соответствовать размеру *Г* по таблице 6.7 (см. рисунок 6.16).

6.2.5.11 Ширина коридора обслуживания должна обеспечивать удобное обслуживание установки и перемещение оборудования, причем она должна быть не менее (считая в свету между ограждениями): 1 м − при одностороннем расположении оборудования; 1,2 м − при двустороннем расположении оборудования.

В коридоре обслуживания ячеек (камер), где находятся приводы выключателей или разъединителей ТП, ЗРУ напряжением 6-35 кВ, кроме блочных КТП, КТП в бетонной оболочке и блочных КТП в бетонной оболочке, указанные размеры должны быть увеличены соответственно до 1,5 и 2 м, при этом несъемные рычаги управления не должны входить в размер коридора обслуживания, а съемные могут входить. При длине коридора до 7 м допускается уменьшение ширины коридора при двустороннем обслуживании до 1,8 м.

6.2.5.12 Ширина коридора обслуживания КРУ с выкатными элементами и КТП должна обеспечивать удобство управления, перемещения и разворота оборудования и его ремонта.

При установке КРУ и КТП в отдельных помещениях ширину коридора обслуживания следует определять, исходя из следующих требований:

– при однорядной установке − длина наибольшей из тележек КРУ (со всеми выступающими частями) плюс не менее 0,6 м;

– при двухрядной установке − длина наибольшей из тележек КРУ (со всеми выступающими частями) плюс не менее 0,8 м.

При наличии коридора с задней стороны КРУ и КТП для их осмотра ширина его должна быть не менее 0,8 м; допускаются отдельные местные сужения не более чем на 0,2 м.

При открытой установке КРУ и КТП в производственных помещениях ширина свободного прохода должна определяться расположением производственного оборудования, обеспечивать возможность транспортирования наиболее крупных элементов КРУ и КТП, в том числе КРУ с выкатными элементами, поставляемыми без тележек (при массе выкатного оборудования менее 20 кг), и в любом случае она должна быть не менее 1 м.

Высота помещения, как правило, должна быть не менее высоты КРУ, КТП, считая от шинных вводов, перемычек или выступающих частей шкафов, плюс 0,8 м до потолка или 0,3 м до балок.

Допускается меньшая высота помещения, если при этом обеспечиваются удобство и безопасность замены, ремонта и наладки оборудования КРУ, КТП, шинных вводов и перемычек.

6.2.5.13 Расчетные нагрузки на перекрытия помещений по пути транспортировки электрооборудования должны быть с учетом массы наиболее тяжелого оборудования (например, трансформатора), а проемы должны соответствовать их габаритам.

Таблица 6.7 — Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ (подстанций) 3–330 кВ, защищенных разрядниками, и ЗРУ 110–330 кВ, защищенных ограничителями перенапряжений[1] (в знаменателе) (см. рисунки 6.2.14–6.2.17)

Номер рисунка	Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм, для номинального напряжения, кВ								
			3	6	10	20	35	110	150	220	330
6.14	От токоведущих частей до заземленных конструкций и частей зданий	$A_{ф-з}$	65	90	120	180	290	700 600	1100 800	1700 1200	2400 2000
6.14	Между проводниками разных фаз	$A_{ф-ф}$	70	100	130	200	320	800 750	1200 1050	1800 1600	2600 2200
6.15	От токоведущих частей до сплошных ограждений	*Б*	95	120	150	210	320	730 630	1130 830	1730 1230	2430 2030
6.16	От токоведущих частей до сетчатых ограждений	*В*	165	190	220	280	390	800 700	1200 900	1800 1300	2500 2100
6.16	Между неогражденными токоведущими частями разных цепей	*Г*	2000	2000	2000	2200	2200	2900 2800	3300 3000	3800 3400	4600 4200
6.17	От неогражденных токоведущих частей до пола	*Д*	2500	2500	2500	2700	2700	3400 3300	3700	4200 3700	5000
6.17	От неогражденных выводов из ЗРУ до земли при выходе их не на территорию ОРУ и при отсутствии проезда транспорта под выводами	*Е*	4500	4500	4500	4750	4750	5500 5400	6000 5700	6500 6000	7200 6800
6.16	От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной к второму контакту	*Ж*	80	110	150	220	350	900 850	1300 1150	2000 1800	3000 2500
–	От неогражденных кабельных выводов из ЗРУ до земли при выходе кабелей на опору или портал не на территории ОРУ и при отсутствии проезда транспорта под выводами	–	2500	2500	–	–	–	3800 3200	4500 4000	5750 5300	7500 6500

[1] Ограничители перенапряжений имеют защитный уровень коммутационных перенапряжений фаза–земля 1,8 $U_ф$.

6.2.5.14 При воздушных вводах в ЗРУ, КТП и закрытые ПС для случая, когда вводы выходят не на территорию ОРУ и не пересекают проездов или мест, где возможно движение транспорта и т. п., расстояния от низшей точки провода до поверхности земли должны быть не менее размера *Е* (см. таблицу 6.7, рисунок 6.17).

При меньших расстояниях от провода до земли на соответствующем участке под вводом должны быть предусмотрены либо ограждение территории забором высотой 1,6 м, либо горизонтальное ограждение под вводом. При этом расстояние от земли до провода в плоскости забора должно быть не менее размера *Е*.

При воздушных вводах, пересекающих проезды или места, где возможно движение транспорта и т. п., расстояния от низшей точки провода до земли следует принимать в соответствии с 5.3.15.3 и 5.3.15.4.

При воздушных выводах из ЗРУ на территорию ОРУ указанные расстояния должны быть приняты по таблице 6.5 для размера *Г* (см. рисунок 6.6).

Расстояния между смежными линейными выводами двух цепей должны быть не менее значений, приведенных в таблице 6.3 для размера *Д*, если не предусмотрены перегородки между выводами соседних цепей.

На кровле здания ЗРУ в случае неорганизованного водостока над воздушными вводами следует предусматривать козырьки.

На крышах ЗРУ над воздушными вводами должны быть предусмотрены ограждения высотой не менее 0,8 м, выходящие в плане не менее чем по 0,5 м от осей крайних фаз. Вместо указанных ограждений допускается устройство над вводами козырьков тех же габаритов в плане.

Прокладку кабельных линий к установленному оборудованию в ЗРУ рекомендуется осуществлять через кабельные подполья или кабельные каналы. Элементы перекрытия кабельного подполья, канала и люк (люки) в перекрытии кабельного подполья, канала должны иметь предел огнестойкости и класс пожарной опасности, соответствующие степени огнестойкости здания (сооружения) согласно [2].

6.2.5.15 Выходы из РУ следует выполнять исходя из следующих требований:

– при длине РУ до 7 м допускается один выход;

– при длине РУ более 7 до 60 м должны быть предусмотрены два выхода по его концам; допускается располагать выходы из РУ на расстоянии до 7 м от его торцов;

– при длине РУ более 60 м, кроме выходов по его концам, должны быть предусмотрены дополнительные выходы с таким расчетом, чтобы расстояние от любой точки коридора обслуживания до выхода было не более 30 м.

Выходы могут быть выполнены наружу, на лестничную клетку или в другое производственное помещение, а также в другие отсеки РУ. Выходы следует выполнять с соблюдением требований [2].

Ворота камер с шириной створки более 1,5 м должны иметь калитку, если они используются для выхода персонала.

6.2.5.16 Полы помещений РУ рекомендуется выполнять по всей площади каждого этажа на одной отметке. Конструкция полов должна исключать возможность образования цементной пыли. Устройство порогов в дверях между отдельными помещениями и в коридорах не допускается (исключения − в 6.2.5.21, 6.2.5.24).

6.2.5.17 Двери из РУ должны открываться в направлении выхода из помещений или наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ.

Замки в дверях помещений РУ одного напряжения должны открываться одним и тем же ключом; ключи от входных дверей РУ и других помещений не должны подходить к замкам камер, а также к замкам дверей в ограждениях электрооборудования.

Требование о применении самозапирающихся замков не распространяется на РУ городских и сельских распределительных электрических сетей напряжением 10 кВ и ниже.

Двери РУ городских и сельских распределительных сетей напряжением 10 кВ и ниже должны запираться на встроенные механические замки.

6.2.5.18 КРУ и КТП собственных нужд электростанций и подстанций должны иметь ограждающие конструкции и перегородки, которые следует выполнять с соблюдением требований [2].

Допускается установка КРУ и КТП собственных нужд в технологических помещениях электростанций и ПС в соответствии с требованиями 6.2.6.8.

6.2.5.19 В одном помещении РУ напряжением от 0,4 кВ и выше допускается установка до двух масляных трансформаторов мощностью до 0,63 МВ·А каждый, отделенных друг от друга и от остальной части помещения РУ перегородкой из негорючих материалов с пределом огнестойкости EI45, высотой не менее высоты трансформатора, включая вводы высшего напряжения.

6.2.5.20 Аппараты, относящиеся к пусковым устройствам электродвигателей, синхронных компенсаторов и т. п. (выключатели, пусковые реакторы, трансформаторы и т. п.), допускается устанавливать в общей камере без перегородок между ними.

6.2.5.21 Трансформаторы напряжения независимо от массы масла в них допускается устанавливать в огражденных камерах РУ. При этом в камере должен быть предусмотрен порог или пандус, рассчитанный на удержание полного объема масла, содержащегося в трансформаторе напряжения.

6.2.5.22 Ячейки выключателей должны быть отделены от коридора обслуживания сплошными или сетчатыми ограждениями, а друг от друга − сплошными перегородками из негорючих материалов. Такими же перегородками или щитами эти выключатели должны быть отделены от привода.

Под каждым масляным выключателем с массой масла 60 кг и более в одном полюсе должно быть устройство маслоприемника на полный объем масла в одном полюсе.

6.2.5.23 В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслонаполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслосборные устройства не выполняются.

При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник.

6.2.5.24 При сооружении камер над подвалом, на втором этаже и выше (см. 6.2.6.4), а также при устройстве выхода из камер в коридор под трансформаторами и другими маслонаполненными аппаратами должны быть выполнены маслоприемники по одному из следующих способов:

а) при массе масла в одном баке (полюсе) до 60 кг выполняется порог или пандус для удержания полного объема масла;

б) при массе масла от 60 до 600 кг под трансформатором (аппаратом) выполняется маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, либо у выхода из камеры − порог или пандус для удержания полного объема масла;

в) при массе масла более 600 кг:

1) маслоприемник, вмещающий не менее 20 % полного объема масла трансформатора или аппарата, с отводом масла в маслосборник. Маслоотводные трубы от маслоприемников под трансформаторами должны иметь диаметр не менее 10 см. Со стороны маслоприемников маслоотводные трубы должны быть защищены сетками. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2 % в сторону приямка;

2) маслоприемник без отвода масла в маслосборник. В этом случае маслоприемник должен быть перекрыт решеткой со слоем толщиной 25 см чистого промытого гранитного (либо другой непористой породы) гравия или щебня фракцией от 30 до 70 мм и рассчитан на полный объем масла; уровень масла – на 5 см ниже решетки. Верхний уровень гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь маслоприемника должна превышать площадь основания трансформатора или аппарата.

6.2.5.25 Вентиляция помещений трансформаторов и реакторов должна быть приточно-вытяжной и обеспечивать удаление избытков выделяемого тепла при номинальной мощности установленного оборудования. При невозможности удаления избыточного тепла приточно-вытяжной вентиляцией с естественным побуждением предусматривается механическая. Производительность приточно-вытяжных вентиляционных установок и кратность воздухообменов определяются из расчета разности температур входящего в помещение и выходящего из него воздуха не более 15°С при номинальной нагрузке оборудования и максимальной расчетной температуре наружного воздуха.

В местах с низкими зимними температурами приточные и вытяжные вентиляционные отверстия должны быть снабжены утепленными клапанами, открываемыми извне.

6.2.5.26 Помещения КРУЭ и помещения для хранения баллонов с элегазом должны быть оборудованы аварийной вытяжной вентиляцией с 8-кратным воздухообменом. Вытяжка должна осуществляться из нижней (2/3) и верхней (1/3) зон помещений. Аварийная вентиляция должна включаться автоматически от стационарного газосигнализатора или от технологических защит элегазового оборудования при выдаче сигнала о падении давления в баллонах с элегазом. Кроме аварийной необходимо предусматривать приточно-вытяжную вентиляцию с естественным побуждением в объеме однократного воздухообмена.

6.2.5.27 Помещения РУ, содержащие оборудование, заполненное маслом или компаундом, должны быть оборудованы аварийной вытяжной вентиляцией, рассчитанной на 5-кратный воздухообмен, включаемой извне и не связанной с другими вентиляционными устройствами.

Для помещений с элегазовым оборудованием, а также с оборудованием, заполненным маслом или компаундом, находящихся выше уровня земли, как правило, достаточно естественной вентиляции, обеспечивающей однократный обмен воздуха в течение одного часа. Приточно-вытяжная вентиляция с принудительным побуждением (аварийная) в ЗРУ необходима, если объем элегаза (при давлении в 101,3 кПа) в самом большом отсеке аппаратов превышает 10 % от объема помещения.

Контроль концентрации элегаза в помещении ЗРУ и трансформаторных камерах должен осуществляться с помощью датчиков, устанавливаемых на высоте 10–15 см от уровня пола не менее чем в двух местах помещения с наиболее вероятным скоплением элегаза.

Помещения, где возможны утечки элегаза, должны быть специально отмечены плакатом, и вход в них ограничен. Курение в помещениях с элегазовым оборудованием запрещено, о чем должны предупреждать соответствующие надписи или знаки.

6.2.5.28 Проходы в ограждающих конструкциях зданий и помещений после прокладки токопроводов и других коммуникаций следует выполнять с соблюдением требований [2].

6.2.5.29 Прочие отверстия в наружных стенах для предотвращения проникновения животных и птиц должны быть защищены сетками или решетками с ячейками размером 10 × 10 мм.

6.2.5.30 Перекрытия кабельных каналов и двойных полов должны быть выполнены съемными плитами из негорючих материалов вровень с чистым полом помещения. Масса отдельной плиты перекрытия должна быть не более 50 кг.

6.2.5.31 Прокладка в камерах аппаратов и трансформаторов транзитных кабелей и проводов, как правило, не допускается. В исключительных случаях допускается прокладка их в трубах или в противопожарном коробе (канале) с пределом огнестойкости не менее EI45.

Электропроводки освещения и цепей управления и измерения, расположенные внутри камер или же находящихся вблизи неизолированных токоведущих частей, могут быть допущены лишь в той мере, в какой это необходимо для осуществления присоединений (например, к измерительным трансформаторам).

6.2.5.32 Прокладка в помещения РУ относящихся к ним (не транзитных) трубопроводов отопления допускается при условии применения цельных сварных труб без вентилей и т. п., а вентиляционных сварных коробов − без задвижек и других подобных устройств. Допускается также транзитная прокладка трубопроводов отопления при условии, что каждый трубопровод заключен в сплошную водонепроницаемую оболочку.

6.2.5.33 При выборе схемы РУ, содержащего элегазовые аппараты, следует применять более простые схемы, чем в РУ с воздушной изоляцией.

6.2.6 Внутрицеховые распределительные устройства и трансформаторные подстанции

6.2.6.1 Требования, приведенные в 6.2.6.2–6.2.6.6, учитывают особенности внутрицеховых РУ и ПС напряжением до 35 кВ промышленных предприятий, которые должны также отвечать другим требованиям настоящего раздела в той мере, в какой они не изменены.

Распределительные устройства и подстанции, специальные электроустановки промышленных предприятий, в том числе во взрывоопасных и пожароопасных зонах, электротермические установки должны также отвечать требованиям соответствующих разделов.

6.2.6.2 Внутрицеховые РУ и ПС с маслонаполненным оборудованием могут размещаться на первом этаже в основных и вспомогательных помещениях, которые согласно противопожарным требованиям отнесены к категории Г или Д, в зданиях I–II степени огнестойкости как открыто, так и в отдельных помещениях (см. 6.2.6.4 и 6.2.6.5).

Распределительные устройства и подстанции без маслонаполненного оборудования могут быть размещены в помещениях категории В1–В4, Г2 или Д.

На ПС могут быть установлены сухие, с негорючим экологически чистым диэлектриком или масляные трансформаторы.

В обоснованных случаях в производственных зданиях I–II степени огнестойкости допустима выкатка внутрь помещений сухих трансформаторов, трансформаторов с негорючим диэлектриком, а также масляных трансформаторов с массой масла не более 6,5 т при условии выкатки и транспортировки их до ворот цеха предприятия не через взрывоопасные или пожароопасные зоны.

6.2.6.3 Под каждым трансформатором и аппаратом с массой масла или жидкого диэлектрика 60 кг и более должен быть устроен маслоприемник в соответствии с требованиями 6.2.5.24 как для трансформаторов и аппаратов с массой масла более 600 кг.

6.2.6.4 Внутрицеховые, пристроенные и встроенные ПС, в том числе КТП, установленные в отдельном помещении или открыто в производственном помещении, должны отвечать следующим требованиям:

– ПС (в том числе КТП) с масляными трансформаторами и закрытые камеры с масляными трансформаторами разрешается устанавливать только на первом этаже основных и вспомогательных помещений производств, отнесенных к категории Г или Д, в зданиях I–II степени огнестойкости;

– расстояния между отдельными помещениями разных ПС или между закрытыми камерами масляных трансформаторов не нормируются;

– ограждающие конструкции помещения внутрицеховой или встроенной ПС, в которой устанавливаются КТП с масляными трансформаторами, а также закрытых камер масляных трансформаторов должны быть выполнены из негорючих материалов и иметь предел огнестойкости не менее REI (EI) 45;

– для ПС с трансформаторами сухими или с негорючим экологически чистым диэлектриком единичная или суммарная мощность трансформаторов, их количество, расстояния между ними, расстояния между ПС, этаж установки не ограничиваются.

Допускается пристраивать и встраивать ПС, в том числе и КТП с масляными трансформаторами и закрытые камеры с масляными трансформаторами, в помещения категории В1–В4 при условии отделения помещения трансформаторной подстанции от производственного помещения противопожарными перегородками и противопожарными перекрытиями в соответствии с требованиями [2].

6.2.6.5 Вентиляция ПС, размещаемых в отдельных помещениях, должна отвечать требованиям 6.2.5.25−6.2.5.27.

При устройстве вентиляции камер трансформаторов и помещений ПС (КТП), размещаемых в производственных помещениях с нормальной средой, разрешается забирать воздух непосредственно из цеха.

Для вентиляции камер трансформаторов и помещений ПС (КТП), размещаемых в помещениях пыльных или с воздухом, содержащим проводящие или разъедающие смеси, воздух должен забираться извне либо очищаться фильтрами. Система вентиляции должна предотвращать подсос неочищенного воздуха из производственного помещения.

В зданиях с негорючими перекрытиями отвод воздуха из камер трансформаторов и помещений ПС (КТП), сооружаемых внутри цеха, допускается непосредственно в цех.

В зданиях с трудногорючими перекрытиями отвод воздуха из камер трансформаторов и помещений ПС (КТП), сооружаемых внутри цеха, должен быть выполнен по вытяжным шахтам, выведенным выше кровли здания не менее чем на 1 м.

6.2.6.6 Полы внутрицеховых, встроенных и пристроенных ПС должны быть не ниже уровня пола цеха.

6.2.6.7 Открыто размещенные в цеху КТП и КРУ должны иметь сетчатые ограждающие конструкции. Внутри ограждений должны быть предусмотрены проходы не менее указанных в 6.2.5.11.

Как правило, КТП и КРУ следует размещать в пределах «мертвой зоны» работы цеховых подъемно-транспортных механизмов. При расположении ПС и РУ в непосредственной близости от путей проезда внутрицехового транспорта, движения подъемно-транспортных механизмов должны быть приняты меры для защиты ПС и РУ от случайных повреждений (отбойные устройства, световая сигнализация и т. п.).

6.2.7 Комплектные, столбовые, мачтовые трансформаторные подстанции, сетевые секционирующие пункты и реклоузеры

6.2.7.1 Требования, приведенные в 6.2.7.2–6.2.7.11, отражают особенности трансформаторных подстанций наружной установки комплектных, столбовых, мачтовых с высшим напряжением до 35 кВ и низшим напряжением до 1 кВ, а также сетевых секционирующих пунктов напряжением до 35 кВ и не относятся к КТП внутреннего обслуживания.

Во всем остальном, что не оговорено в 6.2.7.1–6.2.7.11, следует руководствоваться другими требованиями 6.2.

6.2.7.2 Присоединение трансформатора к сети высшего напряжения должно осуществляться при помощи:

а) предохранителей и разъединителя (выключателя нагрузки);

б) комбинированного аппарата «предохранитель-разъединитель» с видимым разрывом цепи;

в) управляемых интеллектуальных разъединителей, отключающих поврежденный участок сети в бестоковую паузу цикла АПВ;

г) реклоузеров.

Управление коммутационным аппаратом должно осуществляться с поверхности земли. Привод коммутационного аппарата должен запираться на замок. Коммутационный аппарат должен иметь заземлители со стороны трансформатора.

6.2.7.3 Коммутационный аппарат МТП и СТП, как правило, должен устанавливаться на концевой (или ответвительной) опоре ВЛ.

Коммутационный аппарат КТП и ССП может устанавливаться как на концевой (ответвительной) опоре ВЛ, так и внутри КТП и ССП.

6.2.7.4 На подстанциях, ССП и реклоузерах без ограждения расстояние по вертикали от поверхности земли до неизолированных токоведущих частей при отсутствии движения транспорта под выводами должно быть не менее 3,5 м для напряжений до 1 кВ, а для напряжений 10 (6) и 35 кВ − по таблице 6.7 (размер *Е*.)

На подстанциях ССП и реклоузерах с ограждением высотой не менее 1,8 м указанные расстояния до неизолированных токоведущих частей напряжением 10 (6) и 35 кВ могут быть уменьшены до размера *Г*, указанного в таблице 6.5. При этом в плоскости ограждения расстояние от ошиновки до кромки внешнего забора должно быть не менее размера *Д*, указанного в той же таблице.

При воздушных вводах, пересекающих проезды и места, где возможно движение транспорта, расстояние от низшего провода до земли следует принимать в соответствии с 5.3.15.3, 5.3.15.4.

При установке реклоузеров в ОРУ допускается принимать расстояния по вертикали от поверхности земли до неизолированных токоведущих частей напряжением 10 (6) и 35 кВ в соответствии с размерами *Г*, указанными в таблице 6.5. Применяемые на реклоузерах несущие конструкции (в том числе железобетонные или металлические стойки) должны быть выбраны и установлены в соответствии с 6.2.2.1.

6.2.7.5 Для обслуживания МТП на высоте не менее 3 м должна быть оборудована площадка с перилами. Для подъема на площадку рекомендуется применять лестницы с устройством, запрещающим подъем по ней при включенном коммутационном аппарате.

Для СТП устройство площадок и лестниц не обязательно.

6.2.7.6 Части МТП, остающиеся под напряжением при отключенном коммутационном аппарате, должны находиться вне зоны досягаемости (см. 4.3.11) с уровня площадки. Отключенное положение аппарата должно быть видно с площадки.

6.2.7.7 Со стороны низшего напряжения трансформатора рекомендуется устанавливать аппарат, обеспечивающий видимый разрыв.

6.2.7.8 Электропроводка в МТП и СТП между трансформатором и низковольтным шитом, а также между щитом и ВЛ низшего напряжения должна быть защищена от механических повреждений и выполняться в соответствии с требованиями, приведенными в 4.3.11.

6.2.7.9 Для подстанций мощностью 0,25 МВ·А и менее допускается освещение низковольтного щита не предусматривать.

6.2.7.10 По условиям пожарной безопасности подстанции (СТП, МТП) с размещением трансформаторов вне оболочки подстанции должны быть расположены на расстоянии:

а) с маслонаполненными трансформаторами:

– не менее 3 м – от стен зданий I, II степеней огнестойкости;

– не менее 5 м – от стен зданий III степеней огнестойкости;

– не менее 7,5 м – от стен зданий IV–V степеней огнестойкости;

б) с сухими трансформаторами с классами воспламеняемости F по [76]:

– для F1 − на расстоянии 1,5 м до стен зданий;

– для F0 − расстояние не нормируется.

Если подстанции (СТП, МТП) размещаются с меньшими расстояниями, должны быть предусмотрены специальные огнепреграждающие конструкции с высотой, определяемой верхней точкой бака (кожуха) трансформатора, и с длиной не менее ширины (длины) трансформатора, в зависимости от способа его установки.

Комплектные подстанции с трансформаторами, установленными внутри металлического или бетонного корпуса подстанции, которые размещаются на фундаменте, должны быть расположены на расстояниях, определяемых по [2] (подраздел 9.2).

6.2.7.11 В местах возможного наезда транспорта подстанции должны быть защищены отбойными тумбами.

6.2.8 Защита от грозовых перенапряжений

6.2.8.1 Защита от грозовых перенапряжений РУ и ПС осуществляется:

– от прямых ударов молнии − стержневыми и тросовыми молниеотводами;

– от набегающих волн с отходящих линий − защитными аппаратами, устанавливаемыми на подходах и в РУ, к которым относятся разрядники вентильные, ограничители перенапряжений, разрядники трубчатые и защитные искровые промежутки.

Ограничители перенапряжений, остающиеся напряжения которых при номинальном разрядном токе не более чем на 10 % ниже остающегося напряжения РВ или среднего пробивного напряжения РТ или ИП, называются далее соответствующими.

6.2.8.2 Открытые РУ и ПС 35–750 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии.

Здания закрытых РУ и ПС следует защищать от прямых ударов молнии.

Защиту зданий закрытых РУ и ПС, имеющих металлические покрытия кровли, следует выполнять заземлением этих покрытий. При наличии железобетонной кровли и непрерывной электрической связи отдельных ее элементов защита выполняется заземлением ее арматуры.

Защиту зданий закрытых РУ и ПС, крыша которых не имеет металлических или железобетонных покрытий с непрерывной электрической связью отдельных ее элементов, следует выполнять стержневыми молниеотводами либо укладкой молниеприемной сетки непосредственно на крыше зданий.

При установке стержневых молниеотводов на защищаемом здании от каждого молниеотвода должно быть проложено не менее двух токоотводов по противоположным сторонам здания.

Молниеприемная сетка должна быть выполнена из стальной проволоки диаметром 6–8 мм и уложена на кровлю непосредственно или под слой негорючих утеплителя или гидроизоляции. Сетка должна иметь ячейки площадью не более 150 м2 (например, ячейка 12 × 12 м). Узлы сетки должны быть соединены сваркой. Токоотводы, соединяющие молниеприемную сетку с заземляющим устройством, должны быть проложены не реже чем через каждые 25 м по периметру здания.

В качестве токоотводов следует использовать металлические и железобетонные (при наличии хотя бы части ненапряженной арматуры) конструкции зданий. При этом должна быть обеспечена непрерывная электрическая связь от молниеприемника до заземлителя. Металлические элементы здания (трубы, вентиляционные устройства и пр.) следует соединять с металлической кровлей или молниеприемной сеткой.

При расчете числа обратных перекрытий на опоре следует учитывать увеличение индуктивности опоры пропорционально отношению расстояния по токоотводу от опоры до заземления к расстоянию от заземления до верха опоры.

При вводе в закрытые РУ и ПС ВЛ через проходные изоляторы, расположенные на расстоянии менее 10 м от токопроводов и других связанных с ним токоведущих частей, указанные вводы должны быть защищены РВ или соответствующими ОПН. При присоединении к магистралям заземления ПС на расстоянии менее 15 м от силовых трансформаторов необходимо выполнение условий 6.2.8.4.

Для расположенных на территории ПС электролизных зданий, помещений для хранения баллонов с водородом и установок с ресиверами водорода молниеприемная сетка должна иметь ячейки площадью не более 36 м2 (например, 6 × 6 м).

Защита зданий и сооружений, в том числе взрывоопасных и пожароопасных, а также труб, расположенных на территории электростанции, осуществляется в соответствии с технической документацией, утвержденной в установленном порядке.

6.2.8.3 Защита ОРУ 35 кВ и выше от прямых ударов молнии должна быть выполнена отдельно стоящими или установленными на конструкциях стержневыми молниеотводами. Рекомендуется использовать защитное действие высоких объектов, которые являются молниеприемниками (опоры ВЛ, прожекторные мачты, радиомачты и т. п.).

На конструкциях ОРУ 110 кВ и выше стержневые молниеотводы могут устанавливаться при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон: до 1000 Ом·м − независимо от площади заземляющего устройства ПС; более 1000 до 2000 Ом·м − при площади заземляющего устройства ПС 10 000 м2 и более.

Установка молниеотводов на конструкциях ОРУ 35 кВ допускается при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон: до 500 Ом·м − независимо от площади заземляющего устройства ПС, более 500 Ом·м − при площади заземляющего устройства

ПС 10 000 м2 и более.

От стоек конструкций ОРУ 35 кВ и выше с молниеотводами должно быть обеспечено растекание тока молнии по магистралям заземления не менее чем в трех направлениях. Рекомендуемый угол между направлениями – не менее 90°. Кроме того, должно быть установлено не менее одного вертикального заземлителя (электрода) длиной не менее 5 м на каждом направлении, на расстоянии не менее длины электрода от места присоединения к магистрали заземления стойки с молниеотводом. При необходимости допускается установка дополнительного вертикального электрода непосредственно в месте присоединения к магистрали заземления стойки с молниеотводом.

Если зоны защиты стержневых молниеотводов не закрывают всю территорию ОРУ, дополнительно используют тросовые молниеотводы, расположенные над ошиновкой.

Гирлянды подвесной изоляции на порталах ОРУ 20 и 35 кВ с тросовыми или стержневыми молниеотводами, а также на концевых опорах ВЛ должны иметь следующее количество изоляторов:

а) на порталах ОРУ с молниеотводами:

1) не менее шести изоляторов при расположении вентильных разрядников или соответствующих им по уровню остающихся напряжений ОПН не далее 15 м по магистралям заземляющего устройства от места присоединения к нему;

2) не менее семи изоляторов в остальных случаях;

б) на концевых опорах:

1) не менее семи изоляторов при подсоединении к порталам троса ПС;

2) не менее восьми изоляторов, если трос не заходит на конструкции ПС и при установке на концевой опоре стержневого молниеотвода.

Число изоляторов на ОРУ 35 кВ и концевых опорах должно быть увеличено, если это требуется по условиям [9] (приложение В).

При установке молниеотводов на концевых опорах ВЛ 110 кВ и выше специальных требований к выполнению гирлянд изоляторов не предъявляется. Установка молниеотводов на концевых опорах ВЛ 3–20 кВ не допускается.

Расстояние по воздуху от конструкций ОРУ, на которых установлены молниеотводы, до токоведущих частей должно быть не менее длины гирлянды.

Расстояние в земле между точкой заземления молниеотвода и точкой заземления нейтрали или бака трансформатора должно быть не менее 3 м.

6.2.8.4 На трансформаторных порталах, порталах шунтирующих реакторов и конструкциях ОРУ, удаленных от трансформаторов или реакторов по магистралям заземления на расстояние менее 15 м, молниеотводы могут устанавливаться при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон не более 350 Ом·м и при соблюдении следующих условий:

– непосредственно на всех выводах обмоток 6–35 кВ трансформаторов или на расстоянии не более 5 м от них по ошиновке, включая ответвления к защитным аппаратам, должны быть установлены соответствующие ОПН 6–35 кВ или РВ;

– должно быть обеспечено растекание тока молнии от стойки конструкции с молниеотводом не менее чем по трем направлениям. Рекомендуемый угол между направлениями – не менее 90°;

– на каждом направлении на расстоянии 3–5 м от стойки с молниеотводом должно быть установлено по одному вертикальному электроду длиной не менее 5 м;

– на ПС с высшим напряжением 35 кВ при установке молниеотвода на трансформаторном портале сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом без учета естественных заземлителей;

– заземляющие проводники РВ или ОПН и силовых трансформаторов рекомендуется присоединять к заземляющему устройству ПС поблизости друг от друга или выполнять их так, чтобы место присоединения РВ или ОПН к заземляющему устройству находилось между точками присоединения заземляющих проводников портала с молниеотводом и трансформатора. Заземляющие проводники измерительных

трансформаторов тока необходимо присоединить к заземляющему устройству РУ в наиболее удаленных от заземления РВ или ОПН местах.

6.2.8.5 Защиту от прямых ударов молнии ОРУ следует, по возможности, выполнять отдельно стоящими молниеотводами, установленными по периметру подстанции. Молниеотводы необходимо предусматривать на максимальном удалении от зданий ОПУ, ГЩУ, РЩ. Отдельно стоящие молниеотводы должны иметь обособленные заземлители с сопротивлением не более 80 Ом при импульсном токе 60 кА.

Расстояние S_3, м, между обособленным заземлителем молниеотвода и заземляющим устройством ОРУ (ПС) должно быть равным (но не менее 3 м):

$$S_3 > 0{,}2R_u, \tag{6.3}$$

где R_u − импульсное сопротивление заземления, Ом, отдельно стоящего молниеотвода.

Расстояние по воздуху $S_{в.о}$, м, от отдельностоящего молниеотвода с обособленным заземлителем до токоведущих частей, заземленных конструкций и оборудования ОРУ (ПС) должно быть равным (но не менее 5 м):

$$S_{в.о} > 0{,}12R_u + 0{,}1H, \tag{6.4}$$

где H − высота рассматриваемой точки на токоведущей части или оборудовании над уровнем земли, м.

Заземлители отдельно стоящих молниеотводов в ОРУ могут быть присоединены к заземляющему устройству ОРУ (ПС) при соблюдении указанных в 6.2.8.2 условий установки молниеотводов на конструкциях ОРУ. Место присоединения заземлителя отдельно стоящего молниеотвода к заземляющему устройству ПС должно быть удалено по магистралям заземления на расстояние не менее 15 м от места присоединения к нему трансформатора (реактора), конструкций КРУН 6-10 кВ и зданий ОПУ, ГЩУ, РЩ. В месте присоединения заземлителя отдельно стоящего молниеотвода к заземляющему устройству ОРУ 35–150 кВ магистрали заземления должны быть выполнены не менее чем по трем направлениям. Рекомендуемый угол между направлениями – не менее 90°.

Заземлители молниеотводов, установленных на прожекторных мачтах, должны быть присоединены к заземляющему устройству ПС. В случае несоблюдения условий, указанных в 6.2.8.2, дополнительно к общим требованиям присоединения заземлителей отдельно стоящих молниеотводов должны быть соблюдены следующие требования:

– в радиусе 5 м от молниеотвода следует установить три вертикальных электрода длиной не менее 5 м;

– если расстояние по магистрали заземления от места присоединения заземлителя молниеотвода к заземляющему устройству до места присоединения к нему трансформатора (реактора) превышает 15 м, но менее 40 м, то на выводах обмоток напряжением до 35 кВ трансформатора должны быть установлены РВ или ОПН.

Расстояние по воздуху $S_{в.с}$ отдельно стоящего молниеотвода, заземлитель которого соединен с заземляющим устройством ОРУ (ПС), до токоведущих частей должно составлять:

$$S_{в.с} > 0{,}1H + m, \tag{6.5}$$

где H − высота токоведущих частей над уровнем земли, м; m − длина гирлянды изоляторов, м.

6.2.8.6 Тросовые молниеотводы ВЛ 110 кВ и выше, как правило, следует присоединять к заземленным конструкциям ОРУ (ПС).

От стоек конструкций ОРУ 110–750 кВ, к которым присоединены тросовые молниеотводы, должны быть выполнены магистрали заземления не менее чем по трем направлениям. Рекомендуемый угол между направлениями – не менее 90°. В радиусе 5 м от стойки конструкции, к которой присоединены тросовые молниеотводы, следует установить три вертикальных электрода длиной не менее 5 м.

Тросовые молниеотводы, защищающие подходы ВЛ 35 кВ, разрешается присоединять к заземленным конструкциям ОРУ при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон: до 750 Ом·м − независимо от площади заземляющего контура ПС; более 750 Ом·м − при площади заземляющего контура ПС 10000 м2 и более.

От стоек конструкций ОРУ 35 кВ, к которым присоединены тросовые молниеотводы, магистрали заземления должны быть выполнены не менее чем по трем направлениям. Рекомендуемый угол между направлениями – не менее 90°. Кроме того, на каждом направлении должно быть установлено по одному вертикальному электроду длиной не менее 5 м на расстоянии не менее 3–5 м. Сопротивление заземлителей концевых опор ВЛ напряжением 35 кВ не должно превышать 10 Ом.

Тросовые молниеотводы на подходах ВЛ 35 кВ к тем ОРУ, к которым не допускается их присоединение, должны заканчиваться на ближайшей к ОРУ опоре. Первый от ОРУ бестросовый пролет этих ВЛ должен быть защищен стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми на ПС, опорах ВЛ или около ВЛ.

Гирлянды изоляторов на порталах ОРУ 35 кВ и на концевых опорах ВЛ 35 кВ следует выбирать в соответствии с 6.2.8.2.

6.2.8.7 Устройство и защита подходов ВЛ к ОРУ и ПС должны отвечать требованиям, приведенным в 6.2.8,6, 6.2.8.10–6.2.8.14, 6.2.8.20–6.2.8.24.

6.2.8.8 Не допускается установка молниеотводов на конструкциях:

– трансформаторов, к которым открытыми токопроводами присоединены вращающиеся машины;

– опор открытых токопроводов, если к ним присоединены вращающиеся машины.

Порталы трансформаторов и опоры открытых токопроводов, связанных с вращающимися машинами, должны входить в зоны защиты отдельно стоящих или установленных на других конструкциях молниеотводов.

Указанные требования относятся и к случаям соединения открытых токопроводов с шинами РУ, к которым присоединены вращающиеся машины.

6.2.8.9 При использовании прожекторных мачт, мачт радиосвязи в качестве молниеотводов или порталов с молниеприемниками или присоединенными грозотросами с устройством на них систем освещения ОРУ, электропроводку к ним следует выполнять кабелями с металлической оболочкой в стальной трубе, металлических коробах или металлорукавах либо без металлической оболочки в алюминиевой трубе.

Около конструкции с молниеотводом эти кабели должны быть проложены в металлических трубах в земле на протяжении 5–10 м. Трубы должны по концам присоединяться к заземляющему устройству ПС. Конец трубы, удаленный от мачты, присоединяется к вертикальному заземлителю длиной 5 м.

В месте ввода кабелей в здание металлическая оболочка кабелей, броня должны быть соединены с заземляющим устройством ПС, а также должны быть предусмотрены устройства защиты от импульсных перенапряжений уровня I. При горизонтальном эквивалентном сопротивлении земли, равном произведению длины кабеля от конструкции с молниеотводом до здания на удельное сопротивление земли, меньшее 450 Ом·м^2, рекомендуется применять УЗИП I уровня с параметром максимального разрядного тока $I_{макс} \geq$ 150 кА. При горизонтальном эквивалентном сопротивлении земли 450–700 Ом·м^2 рекомендуется применять УЗИП I уровня с параметром максимального разрядного тока 50 кА ≤ $I_{макс}$ ≤ 100 кА. При горизонтальном эквивалентном сопротивлении земли более 700 Ом·м^2, а также при удельном сопротивлении земли более 350 Ом·м или при удаленности мачты от здания более 15 м применять УЗИП I уровня с параметром максимального разрядного тока $I_{макс} \leq$ 50 кА.

В месте ввода кабелей на щит собственных нужд должны быть предусмотрены устройства защиты от импульсных перенапряжений уровня II.

6.2.8.10 Защита ВЛ 35 кВ и выше от прямых ударов молнии на подходах к РУ (ПС) выполняется тросовыми молниеотводами в соответствии с таблицей 6.8.

На каждой опоре подхода, за исключением случаев, предусмотренных в 5.3.9.7, трос должен быть присоединен к заземлителю опоры.

Если выполнение заземлителей с требуемыми сопротивлениями заземления оказывается невозможным, необходимо использовать следующие способы его снижения:

– применение горизонтальных заземлителей, прокладываемых вдоль оси ВЛ и соединяющих ЗУ соседних опор ВЛ (заземлителей-противовесов). При этом в случае применения заземлителей-противовесов на ВЛ с подвешиваемым на ней ОКГТ необходимо выполнять проверку ОКГТ на термическую стойкость в режиме однофазного КЗ;

– применение глубинных вертикальных заземлителей длиной до 30 м.

В особо гололедных районах и в районах с эквивалентным удельным сопротивлением земли более 1000 Ом·м допускается выполнение защиты подходов ВЛ к РУ (ПС) отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, сопротивление заземлителей которых не нормируется.

6.2.8.11 В районах, имеющих не более 60 грозовых часов в году, допускается не выполнять защиту тросом подхода ВЛ 35 кВ к ПС 35 кВ с двумя трансформаторами мощностью до 1,6 МВ·А каждый или с одним трансформатором мощностью до 1,6 МВ·А и наличием резервного питания.

При этом опоры подхода ВЛ к ПС на длине не менее 0,5 км должны иметь заземлители с сопротивлением, указанным в таблице 4.8. При выполнении ВЛ на деревянных опорах, кроме того, требуется на подходе длиной 0,5 км присоединять крепления изоляторов к заземлителю опор и устанавливать комплект трубчатых разрядников на первой опоре подхода со стороны ВЛ. Расстояние между РВ или соответствующими ОПН и трансформатором должно быть не более 10 м.

При отсутствии резервного питания на ПС с одним трансформатором мощностью до 1,6 МВ·А подходы ВЛ 35 кВ к ПС должны быть защищены тросом на длине не менее 0,5 км.

6.2.8.12 На первой опоре подхода ВЛ 35–220 кВ к ПС, считая со стороны линии, должен быть установлен комплект трубчатых разрядников (РТ1) или соответствующих защитных аппаратов в следующих случаях:

– линия по всей длине, включая подход, построена на деревянных опорах;

– линия построена на деревянных опорах, подход линии − на металлических или железобетонных опорах;

– на подходах ВЛ 35 кВ на деревянных опорах к ПС 35 кВ защита выполняется в соответствии с 6.2.8.22.

Установка РТ1 в начале подходов ВЛ, построенных по всей длине на металлических или железобетонных опорах, не требуется.

Сопротивления заземляющего устройства опор с разрядниками или ОПН должны быть не более 10 Ом при удельном сопротивлении земли не выше 1000 Ом·м и не более 15 Ом при более высоком удельном

сопротивлении. На деревянных опорах заземляющие спуски от этих аппаратов должны быть проложены по двум стойкам или с двух сторон одной стойки.

На ВЛ 35–110 кВ, которые имеют защиту тросом не по всей длине и в грозовой сезон могут быть длительно отключены с одной стороны, как правило, следует устанавливать комплект трубчатых разрядников (РТ2) или соответствующих защитных аппаратов на входных порталах или на первой от ПС опоре того конца ВЛ, который может быть отключен. При наличии на отключенном конце ВЛ трансформаторов напряжения вместо РТ2 должны быть установлены РВ или соответствующие ОПН.

Расстояние от РТ2 до отключенного конца линии (аппарата) должно быть не более 60 м для ВЛ 110 кВ и не более 40 м для ВЛ 35 кВ.

6.2.8.13 На ВЛ, работающих на пониженном относительно класса изоляции напряжении, на первой опоре защищенного подхода ее к ПС, считая со стороны линии, т. е. на расстоянии от ПС, определяемом таблицами 6.2.10–6.2.12 в зависимости от удаления РВ или ОПН от защищаемого оборудования, должны быть установлены РТ или ИП класса напряжения, соответствующего рабочему напряжению линии.

Допускается устанавливать защитные промежутки или шунтировать перемычками часть изоляторов в гирляндах на нескольких смежных опорах (при отсутствии загрязнения изоляции). Число изоляторов в гирляндах, оставшихся незашунтированными, должно соответствовать рабочему напряжению.

На ВЛ с изоляцией, усиленной по условию загрязнения атмосферы, если начало защищенного подхода к ПС в соответствии с таблицами 6.2.10–6.2.12 находится в зоне усиленной изоляции, на первой опоре защищенного подхода должен устанавливаться комплект защитных аппаратов, соответствующих рабочему напряжению ВЛ.

Таблица 6.8 — Защита ВЛ от прямых ударов молнии на подходах к РУ и подстанциям

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Подходы ВЛ на опорах с горизонтальным расположением проводов			Подходы ВЛ на опорах с негоризонтальным расположением проводов			Наибольшее допустимое сопротивление заземляющего устройства опор, Ом, при эквивалентном удельном сопротивлении земли, Ом·м **		
	Длина защищенного подхода, км*	Кол-во тросов, шт.	Защитный угол троса, град.	Длина защищенного подхода, км*	Кол-во тросов, шт.	Защитный угол троса, град.	До 100	Более 100 до 500	Более 500
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
35	1–2	2	30	1–2	1–2	30	10	15	20
110	1–3	2	20 ***	1–3	1–2	20 ***	10	15	20 [4]*
150	2–3	2	20 ***	2–3	1–2	20 ***	10	15	20 [4]*
220	2–3	2	20	2–3	2	20 ***	10	15	20 [4]*
330	2–4	2	20	2–4	2	20	10	15	20 [4]*
750	4–5	2	20–22	–	–	–	10	15	20 [4]*

* Выбор длины защищаемого подхода производится с учетом таблиц 6.10–6.13.

** На подходах ВЛ 110–330 кВ с двухцепными опорами заземляющие устройства опор рекомендуется выполнять с сопротивлением вдвое меньшим указанного в таблице 6.8.

*** На железобетонных опорах допускается угол защиты до 30°.

[4]* Для опор с горизонтальным расположением проводов, устанавливаемых в земле с эквивалентным удельным сопротивлением более 1000 Ом·м, допускается сопротивление заземляющего устройства 30 Ом.

6.2.8.14 Трубчатые разрядники должны быть выбраны по току КЗ в соответствии со следующими требованиями:

– для сетей до 35 кВ верхний предел тока, отключаемого трубчатым разрядником, должен быть не менее наибольшего действующего значения тока трехфазного КЗ в данной точке сети (с учетом апериодической составляющей), а нижний предел − не более наименьшего возможного в данной точке сети значения установившегося (без учета апериодической составляющей) тока двухфазного КЗ;

– для сетей 110 кВ и выше верхний предел тока, отключаемого трубчатым разрядником, должен быть не менее наибольшего возможного эффективного значения тока однофазного или трехфазного КЗ в данной точке сети (с учетом апериодической составляющей), а нижний предел − не более наименьшего возможного в данной точке сети значения установившегося (без учета апериодической составляющей) тока однофазного или двухфазного КЗ. При отсутствии трубча- того разрядника на требуемые значения токов КЗ вместо них допускается применять ИП;

– на ВЛ 3–35 кВ с деревянными опорами в заземляющих спусках защитных промежутков следует выполнять дополнительные защитные промежутки, установленные на высоте не менее 2,5 м от земли. Рекомендуемые размеры защитных промежутков приведены в таблице 6.9.

Таблица 6.9 — Рекомендуемые размеры основных и дополнительных защитных промежутков

Номинальное напряжение, кВ	Размеры защитных промежутков, мм	
	основных	дополнительных
3	20	5
6	40	10
10	60	15
20	140	20
35	250	30
110	650	–
150	930	–
220	1350	–
330	1850	–
750	4220	–

Расстояния по шинам, включая ответвления, от разрядников до трансформаторов и другого оборудования должны быть не более указанных в таблицах 6.10–6.12 (см. 6.2.8.4). При превышении указанных расстояний должны быть дополнительно установлены защитные аппараты на шинах или линейных присоединениях.

Приведенные в таблицах 6.10–6.12 наибольшие допустимые расстояния до электрооборудования соответствуют его уровню изоляции «б» по ГОСТ 1516.3.

Наибольшие допустимые расстояния между РВ или ОПН и защищаемым оборудованием определяют, исходя из числа линий и разрядников, включенных в нормальном режиме работы ПС.

Количество и места установки РВ или ОПН следует выбирать, исходя из принятых на расчетный период схем электрических соединений, числа ВЛ и трансформаторов. При этом расстояния от защищаемого оборудования до РВ или ОПН должны быть в пределах допустимых и на промежуточных этапах с длительностью, равной грозовому сезону или более. Аварийные и ремонтные работы при этом не учитываются.

Таблица 6.10 — Наибольшие допустимые расстояния от вентильных разрядников до защищаемого оборудования 35–220 кВ

Номинальное напряжение, кВ	Тип опор на подходах ВЛ к РУ и подстанциям	Длина защищенного тросом подхода ВЛ, км	Расстояния до силовых трансформаторов, м												Расстояния до остального оборудования, м							
			тупиковые РУ				РУ с двумя постоянно включенными ВЛ				РУ с тремя или более постоянно включенными ВЛ				тупиковые РУ				РУ с двумя или более постоянно включенными ВЛ			
			разрядники III гр.		разрядники II гр.		разрядники III гр.		разрядники II гр.		разрядники III гр.		разрядники II гр.		разрядники III гр.		разрядники II гр.		разрядники III гр.		разрядники II гр.	
			1× РВС	2× РВС	1× РВМГ	2× РВМГ	1× РВС	2× РВС	1× РВМГ	2× РВМГ	1× РВС	2× РВС	1× РВМГ	2× РВМГ	1× РВС	2× РВС	1× РВМГ	2× РВМГ	1× РВС	2× РВС	1× РВМГ	2× РВМГ
35	Опоры с горизонтальным расположением проводов	0,5	20	30	–	–	30	40	–	–	35	45	–	–	25	40	–	–	30	50	–	–
		1,0	40	60	–	–	50	100	–	–	90	120	–	–	75	100	–	–	100	150	–	–
		1,5	60	90	–	–	80	120	–	–	120	150	–	–	100	130	–	–	125	200	–	–
		2,0 и более	75	100	–	–	100	150	–	–	150	180	–	–	125	150	–	–	150	200	–	–
	Опоры с негоризонтальным расположением проводов	1,0	20	30	–	–	30	40	–	–	40	50	–	–	40	60	–	–	50	100	–	–
		1,5	30	50	–	–	50	60	–	–	60	70	–	–	60	90	–	–	80	120	–	–
		2,0 и более	45	70	–	–	70	90	–	–	90	100	–	–	70	120	–	–	90	150	–	–
110	Опоры с горизонтальным расположением проводов	1,0	30	50	40	100	50	70	60	120	70	90	80	125	120	140	130	180	130	150	140	190
		1,5	50	80	70	150	70	90	80	160	90	110	100	175	140	170	150	200	200	200	180	200
		2,0	70	100	90	180	80	120	100	200	110	135	120	250	170	200	180	220	200	200	200	200
		2,5	90	165	120	220	95	150	125	250	125	180	135	250	190	200	220	250	200	200	200	200
		3,0 и более	100	180	150	250	110	200	160	250	140	200	170	250	200	200	250	250	200	200	250	250
110	Опоры с негоризонтальным расположением проводов	1,0	15	20	20	50	20	30	30	75	30	40	40	100	70	90	80	110	100	130	120	170
		1,5	30	55	40	80	40	60	50	100	50	70	60	130	110	130	120	160	150	180	160	200
		2,0	50	75	70	120	60	90	70	150	70	100	90	190	120	150	140	180	200	200	180	250
		2,5	65	100	90	160	70	115	100	200	80	125	120	250	130	200	160	230	200	200	200	200
		3,0 и более	80	140	120	200	80	140	130	250	95	150	140	250	150	200	180	250	200	220	220	250
150–220	Опоры с горизонтальным расположением проводов	2,0	–	–	20	65	–	–	60	100	–	–	90	110	90	160	100	210	150	220	200	280
		2,5	–	–	35	75	–	–	70	140	–	–	100	150	110	180	120	250	170	280	250	350
		3,0 и более	–	–	80	100	–	–	90	170	–	–	120	180	120	200	160	280	190	310	270	400
	Опоры с негоризонтальным расположением проводов	2,0	–	–	10	35	–	–	35	60	–	–	45	65	60	90	75	130	90	120	100	150
		2,5	–	–	15	70	–	–	65	90	–	–	80	90	80	120	100	180	120	160	140	220
		3,0	–	–	40	90	–	–	85	110	–	–	100	120	100	160	140	230	150	200	180	300

Окончание таблицы 6.10

Примечания

1 Расстояния от РВ до электрооборудования, кроме силовых трансформаторов, не ограничиваются при числе параллельно работающих ВЛ: на напряжении 110 кВ − 7 и более; на 150 кВ − 6 и более; на 220 кВ − 4 и более.

2 Допустимые расстояния определяются до ближайшего РВ.

3 При использовании ОПН вместо РВ или при изменении испытательных напряжений защищаемого оборудования расстояние до силовых трансформаторов или другого электрооборудования определяется по формуле

$$L_{опн} = L_{рв} (U_{исп} – U_{опн})/(U_{исп} –U_{рв}),$$

где $L_{опн}$ − расстояние от ОПН до защищаемого оборудования, м;

$L_{рв}$ − расстояние от разрядника до защищаемого оборудования, м;

$U_{исп}$ − испытательное напряжение защищаемого оборудования при полном грозовом импульсе, кВ;

$U_{опн}$, $U_{рв}$ − остающееся напряжение на ОПН (РВ) при токе 5 кА − для классов напряжения 110–220 кВ; 10 кА − для классов напряжения 330 кВ и выше.

4 При отличающихся данных защищенного тросом подхода допускается линейная интерполяция допустимого расстояния.

Таблица 6.11 — Наибольшие допустимые расстояния от вентильных разрядников до защищаемого оборудования 330 кВ

Тип подстанции, число ВЛ	Число комплектов вентильных разрядников, тип, место установки	Длина защищенного тросом подхода ВЛ, км	Расстояние *, м					
			до силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов		до трансформаторов напряжения		до остального оборудования	
			опоры с горизонтальным расположением проводов	опоры с негоризонтальным расположением проводов	опоры с горизонтальным расположением проводов	опоры с негоризонтальным расположением проводов	опоры с горизонтальным расположением проводов	опоры с негоризонтальным расположением проводов
Тупиковая по схеме блока «трансформатор – линия»	Один комплект вентильных разрядников II гр. у силового трансформатора	2,5	45	–	75	–	130	100
		3,0	70	20	90	30	140	110
		4,0	100	50	115	85	150	130
	Два комплекта вентильных разрядников II гр.: один комплект − у силового трансформатора, другой − в линейной ячейке	2,5	70	–	250**	–	330**	232**
		3,0	120	20	320**	100	380**	270**
		4,0	160	90	400**	250	450**	340**
Тупиковая по схеме «объединенный блок»	Два комплекта вентильных разрядников II гр. у силовых трансформаторов	2,0	70	–	210	–	335	280
		2,5	110	20	240	100	340	320
		3,0	150	65	260	200	355	340
Проходная с двумя ВЛ и одним трансформатором по схеме «треугольник»	Один комплект вентильных разрядников II гр. у силового трансформатора	2,0	80	–	160	–	390	300
		2,5	110	50	210	120	410	350
		3,0	150	80	250	150	425	380
Проходная с двумя ВЛ и двумя трансформаторами по схеме «мостик»	Два комплекта вентильных разрядников II гр. у силовых трансформаторов	2,0	60	–	320	–	420	300
		2,5	80	20	400	260	500	360
		3,0	130	60	475	310	580	415

Окончание таблицы 6.11

Тип подстанции, число ВЛ	Число комплектов вентильных разрядников, тип, место установки	Длина защищенного тросом подхода ВЛ, км	Расстояние *, м					
			до силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов		до трансформаторов напряжения		до остального оборудования	
			опоры с горизонтальным расположением проводов	опоры с негоризонтальным расположением проводов	опоры с горизонтальным расположением проводов	опоры с негоризонтальным расположением проводов	опоры с горизонтальным расположением проводов	опоры с негоризонтальным расположением проводов
Проходная с двумя ВЛ и двумя трансформаторами по схеме «четырех-угольник»	Два комплекта вентильных разрядников II гр. у силовых трансформаторов	2,0	150	–	500	–	1000	1000
		2,5	200	80	700	320	1000	1000
		3,0	240	140	750	470	1000	1000
Подстанция с тремя и более отходящими ВЛ и двумя трансформаторами	Два комплекта вентильных разрядников II гр. у силовых трансформаторов	2,0	150	40	960	–	1000	1000
		2,5	220	80	1000	400	1000	1000
		3,0	300	140	1000	1000	1000	1000
Подстанция с тремя и более отходящими ВЛ и одним трансформатором	Один комплект вентильных разрядников II гр. у силового трансформатора	2,0	100	30	700	–	1000	750
		2	175	70	800	200	1000	1000
		3,0	250	100	820	700	1000	1000

* Соответственно примечанию 3 к таблице 6.10.
** От РВ, установленных у силовых трансформаторов.

Примечание — При отличающихся длинах защищенного подхода допускается линейная интерполяция значения допустимого расстояния.

Таблица 6.12 — Наибольшие допустимые расстояния от вентильных разрядников до защищаемого оборудования 750 кВ

Тип подстанции, число ВЛ	Число комплектов разрядников, тип, место установки	Расстояние *, м		
		до силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов	до трансформаторов напряжения	до остального электрооборудования
Тупиковая по схеме блока «трансформатор–линия с одним шунтирующим реактором»	Три комплекта вентильных разрядников: один − у силового трансформатора, другой − у реактора, третий − в линейной ячейке	75 ***	200 ***	1000
Тупиковая по схеме «трансформатор–линия» с двумя шунтирующими реакторами»	Три комплекта вентильных разрядников: один − у силового трансформатора, второй и третий − у реактора	75 ***	140 ***	350 ***
То же	Четыре комплекта вентильных разрядников: один − у силового трансформатора, второй и третий − у реакторов; четвертый − в линейной ячейке	140	230	1000
Тупиковая по схеме «два трансформатора−линия с одним шунтирующим реактором»	Три комплекта вентильных разрядников: два − у силовых трансформаторов, третий − у реактора	50 ***	140 ***	350 *
То же	Четыре комплекта вентильных разрядников: два − у силовых трансформаторов, третий − у реактора, четвертый комплект − в линейной ячейке	130	230	1000
Проходная по схеме «трансформатор−две линии с шунтирующими реакторами»	Три комплекта вентильных разрядников: один − у силового трансформатора, два − у реактора	100	120	350 **
Проходная по схеме «два трансформатора−две линии с шунтирующими реакторами»	Четыре комплекта вентильных разрядников: два – у силовых трансформаторов, два − у реакторов	120	120	350 **

* При расстоянии от оборудования, установленного на вводе ВЛ на подстанцию (конденсатор связи, линейный разъединитель и др.), до точки присоединения ВЛ к ошиновке подстанции − не более 45 м.
** То же, не более 90 м.
*** При использовании ОПН, в том числе в РУ с уменьшенными воздушными изоляционными промежутками, или при изменении испытательных напряжений допустимые расстояния до силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов и другого электрооборудования определяются согласно примечанию 3 к таблице 6.2.10.

6.2.8.15 В цепях трансформаторов и шунтирующих реакторов РВ или ОПН должны быть установлены без коммутационных аппаратов между ними и защищаемым оборудованием.

6.2.8.16 Защитные аппараты при нахождении оборудования под напряжением должны быть постоянно включены.

6.2.8.17 При присоединении трансформатора к РУ кабельной линией 110 кВ и выше в месте присоединения кабеля к шинам РУ с ВЛ должен быть установлен комплект РВ или ОПН. Заземляющий зажим РВ или ОПН должен быть присоединен к металлическим оболочкам кабеля. В случае присоединения к шинам РУ нескольких кабелей, непосредственно соединенных с трансформаторами, на шинах РУ устанавливается один комплект РВ или ОПН. Место их установки следует выбирать возможно ближе к местам присоединения кабелей.

При длине кабеля больше удвоенного расстояния, указанного в таблицах 6.10–6.12, РВ или ОПН с такими же остающимися напряжениями, как у защитного аппарата в начале кабеля, устанавливается у трансформатора.

6.2.8.18 Неиспользуемые обмотки низшего и среднего напряжений силовых трансформаторов (автотрансформаторов), а также обмотки, временно отключенные от шин РУ в грозовой период, соединенные в звезду или треугольник, должны быть защищены РВ или ОПН, включенными между вводами каждой фазы и землей.

6.2.8.19 Для защиты нейтралей обмоток 110–150 кВ силовых трансформаторов, имеющих изоляцию, пониженную относительно изоляции линейного конца обмотки и допускающую работу с разземленной нейтралью, следует устанавливать ОПН, обеспечивающие защиту их изоляции и выдерживающие в течение нескольких часов квазиустановившиеся перенапряжения при обрыве фазы линии.

В нейтрали трансформатора, изоляция которой не допускает разземления, установка разъединителей не допускается.

6.2.8.20 Шунтирующие реакторы 330 и 750 кВ должны быть защищены от грозовых и внутренних перенапряжений грозовыми или комбинированными разрядниками, устанавливаемыми на присоединениях реакторов.

6.2.8.21 Распредустройства 3–20 кВ, к которым присоединены ВЛ, должны быть защищены РВ или ОПН, установленными на шинах или у трансформаторов. В обоснованных случаях могут быть дополнительно установлены защитные емкости. Вентильный разрядник или ОПН в одной ячейке с трансформатором напряжения должен быть присоединен до его предохранителя.

При применении воздушной связи трансформаторов с шинами

РУ 3–20 кВ расстояния от РВ и ОПН до защищаемого оборудования не должны превышать 60 м при ВЛ на деревянных опорах и 90 м – при ВЛ на металлических и железобетонных опорах.

При присоединении трансформаторов к шинам кабелями расстояния от установленных на шинах РВ или ОПН до трансформаторов не ограничиваются.

Защита подходов ВЛ 3–20 кВ к ПС молниеотводами по условиям грозозащиты не требуется.

На подходах ВЛ 3–20 кВ с деревянными опорами к ПС на расстоянии 200–300 м от ПС должен быть установлен комплект защитных аппаратов (РТ1). На ВЛ 3–20 кВ, которые в грозовой сезон могут быть длительно отключены с одной стороны, следует устанавливать защитные аппараты (далее − РТ2) на конструкции ПС или на концевой опоре того конца ВЛ, который может быть длительно отключен. Расстояние от РТ2 до отключенного выключателя по ошиновке должно быть не более 10 м. При мощности трансформатора до 0,63 МВ·А допускается не устанавливать трубчатые разрядники на подходах ВЛ 3–20 кВ с деревянными опорами.

При невозможности выдержать указанные расстояния, а также при наличии на отключенном конце ВЛ трансформаторов напряжения вместо РТ2 должны быть установлены РВ или ОПН. Расстояние от РВ до защищаемого оборудования должно быть при этом не более 10 м, для ОПН − увеличенное пропорционально разности испытательного напряжения ТН и остающегося напряжения ОПН. При установке РВ или ОПН на всех вводах ВЛ в ПС и их удалении от подстанционного оборудования в пределах допустимых значений по условиям грозозащиты защитные аппараты на шинах ПС могут не устанавливаться. Сопротивление заземления разрядников (ОПН) РТ1 и РТ2 не должны превышать 10 Ом при удельном сопротивлении земли до 1000 Ом·м и 15 Ом при более высоком удельном сопротивлении.

На подходах к подстанциям ВЛ 3–20 кВ с металлическими и железобетонными опорами установка защитных аппаратов не требуется. Однако при применении на ВЛ 3–20 кВ изоляции, усиленной более чем на 30 % (например, из-за загрязнения атмосферы), на расстоянии 200–300 м от ПС и на ее вводе должны быть установлены ИП.

Металлические и железобетонные опоры на протяжении 200–300 м подхода к ПС должны быть заземлены с сопротивлением не более приведенных в таблице 5.3.19.

Защита ПС 3–20 кВ с низшим напряжением до 1 кВ, присоединенных к ВЛ 3–20 кВ, должна выполняться РВ или ОПН, устанавливаемыми со стороны высокого и низкого напряжения ПС.

В случае присоединения ВЛ 3–20 кВ к ПС с помощью кабельной вставки в месте присоединения кабеля к ВЛ должен быть установлен комплект РВ или ОПН. В этом случае заземляющий зажим защитного аппарата, металлические оболочки кабеля, а также корпус кабельной муфты должны быть соединены между собой по кратчайшему пути. Заземляющий зажим разрядника должен быть соединен с заземлителем

отдельным спуском. Если ВЛ выполнена на деревянных опорах, на расстоянии 200–300 м от конца кабеля следует устанавливать комплект защитных аппаратов. При длине кабельной вставки более

50 м установка РВ или ОПН на ПС не требуется. Сопротивление заземлителя аппарата должно быть не более значений, приведенных в таблице 5.3.19. Молниезащита токопроводов 3–20 кВ осуществляется как молниезащита ВЛ соответствующего класса напряжения.

6.2.8.22 Защита кабельных вставок ВЛ 35-220 кВ должна осуществляться в соответствии с требованиями 5.3.9.10.

6.2.8.23 Защиту ПС 35–110 кВ с трансформаторами мощностью до 40 МВ·А, присоединенными к ответвлениям протяженностью менее требуемой длины защищаемого подхода (см. таблицы 6.8 и 6.10) от действующих ВЛ без троса, допускается выполнять по упрощенной схеме (см. рисунок 6.18), включающей:

– разрядники вентильные или ОПН – устанавливаются на ПС на расстоянии от силового трансформатора не более 10 м при использовании РВ III группы или соответствующих ОПН и не более 15 м при использовании РВ II группы или соответствующих ОПН по [9] (приложение К). При этом расстояние от РВ до остального оборудования не должно превышать соответственно 50 и 75 м.

Расстояние до ограничителей определяется так же, как в таблицах 6.10−6.13:

– тросовые молниеотводы подхода к ПС на всей длине ответвления; при длине ответвления менее 150 м следует дополнительно защищать тросовыми или стержневыми молниеотводами по одному пролету действующей ВЛ в обе стороны от ответвления;

– комплекты защитных аппаратов РТ1, РТ2 с сопротивлением заземлителя не более 10 Ом, устанавливаемые на деревянных опорах: РТ2 − на первой опоре с тросом со стороны ВЛ или на границе участка, защищаемого стержневыми молниеотводами; РТ1 − на незащищенном участке ВЛ на расстоянии 150–200 м от РТ2.

При длине подхода более 500 м установка комплекта трубчатых разрядников РТ1 не требуется.

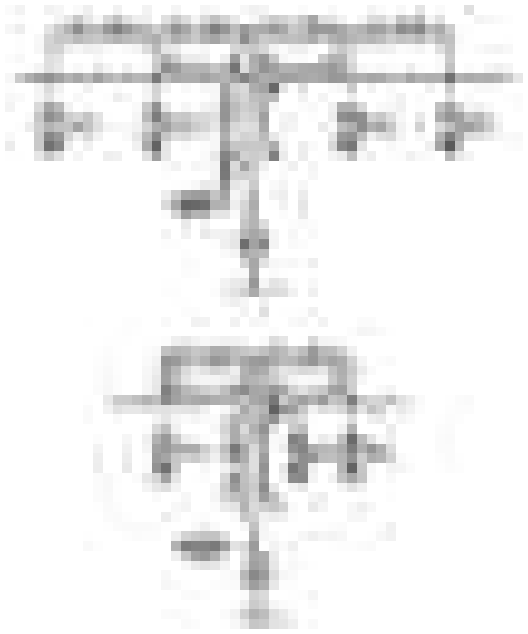


Рисунок 6.18 — Схемы защиты от грозовых перенапряжений ПС, присоединенных к ВЛ ответвлениями длиной до 150 и более 150 м

Упрощенную защиту ПС, в соответствии с указанными выше требованиями, допускается выполнять и в случае присоединения ПС к действующим ВЛ с помощью коротких подходов (рисунок 6.19). При этом трансформаторы должны быть защищены РВ II группы или соответствующими ОПН.

Выполнение упрощенной защиты ПС, присоединенных к вновь сооружаемым ВЛ, не допускается.

Рисунок 6.19 — Схемы защиты от грозовых перенапряжений ПС, присоединенных к ВЛ с помощью заходов длиной до 150 и более 150 м

6.2.8.24 В районах с удельным сопротивлением земли 1000 Ом·м и более сопротивление заземления разрядников РТ1 и РТ2 35–110 кВ, устанавливаемых для защиты ПС, которые присоединяются к действующим ВЛ на ответвления или с помощью коротких заходов, должно быть не более 30 Ом.

6.2.8.25 Коммутационные аппараты, устанавливаемые на опорах ВЛ до 110 кВ, имеющих защиту тросом не по всей длине, как правило, должны быть защищены защитными аппаратами, устанавливаемыми на тех же опорах со стороны потребителя. Если коммутационный аппарат нормально отключен, защитные аппараты должны быть установлены на той же опоре с каждой стороны, находящейся под напряжением.

При установке коммутационных аппаратов на расстоянии до 25 м по длине ВЛ от места подключения линии к ПС или распределительному пункту установка защитных аппаратов на опоре, как правило, не требуется. Если коммутационные аппараты в грозовой сезон нормально отключены, то со стороны ВЛ на опоре должны быть установлены защитные аппараты.

На ВЛ напряжением до 20 кВ с железобетонными и металлическими опорами допускается не устанавливать защитные аппараты для защиты коммутационных аппаратов, имеющих изоляцию того же класса, что и ВЛ.

Установка коммутационных аппаратов в пределах защищаемых тросом подходов ВЛ, которые указаны в 6.2.8.22, 6.2.9.3, и расстояний по таблице 6.2.10 допускается на первой опоре со стороны линии, а также на следующих опорах подхода при условии равной прочности их изоляции.

Сопротивление заземляющих устройств аппаратов должно удовлетворять требованиям, приведенным в 5.3.9.13.

6.2.8.26 Ответвление от ВЛ, выполняемое на металлических и железобетонных опорах, должно быть защищено тросом по всей длине, если оно присоединено к ВЛ, защищенной тросом по всей длине. При выполнении ответвлений на деревянных опорах в месте их присоединений к ВЛ должен быть установлен комплект защитных аппаратов.

6.2.8.27 Для защиты секционирующих пунктов 3–10 кВ должны быть установлены защитные аппараты − по одному комплекту на концевой опоре каждой питающей ВЛ с деревянными опорами. При этом заземляющие спуски защитных аппаратов следует присоединять к заземляющему устройству секционирующего пункта.

6.2.9 Защита вращающихся электрических машин от грозовых перенапряжений

6.2.9.1 Воздушные линии на металлических и железобетонных опорах допускается непосредственно присоединять к генераторам (синхронным компенсаторам) мощностью до 50 МВт (до 50 МВ·А) и соответствующим РУ.

Воздушные линии на деревянных опорах допускается присоединять к генераторам (синхронным компенсаторам) мощностью до 25 МВт (до 25 МВ·А) и соответствующим РУ.

Присоединение воздушных линий к генераторам (синхронным компенсаторам) мощностью более 50 МВт (более 50 МВ·А) должно осуществляться только через трансформатор.

Для защиты блочных трансформаторов, связанных с генераторами мощностью 100 МВт и выше, со стороны ВН должны быть установлены РВ не ниже II группы или соответствующие ОПН.

6.2.9.2 Для защиты генераторов и синхронных компенсаторов, а также электродвигателей мощностью более 3 МВт, присоединенных к общим шинам воздушными линиями или токопроводами, должны быть установлены РВ I группы или ОПН с соответствующим остающимся напряжением грозового импульса тока и

емкости не менее 0,5 мкФ на фазу. При выборе РВ или ОПН с более низкими значениями остающихся напряжений допускается устанавливать емкости менее 0,5 мкФ на фазу. Кроме того, защита подходов ВЛ к РУ электростанций, ПС и токопроводов к машинам должна быть выполнена с уровнем грозоупорности не менее 50 кА. Разрядники вентильные или ОПН следует устанавливать для защиты: генераторов (синхронных компенсаторов) мощностью более 15 МВт (более 15 МВ·А) − на присоединении каждого генератора (синхронного компенсатора); 15 МВт и менее (15 МВ·А и менее) − на шинах (секциях шин) генераторного напряжения; электродвигателей мощностью более 3 МВт − на шинах РУ.

При защите генераторов (синхронных компенсаторов) с выведенной нейтралью, не имеющих витковой изоляции (машины со стержневой обмоткой) мощностью 25 МВт и более (25 МВ·А и более), вместо емкостей 0,5 мкФ на фазу может быть применен РВ или ОПН в нейтрали генератора (синхронного компенсатора) на номинальное напряжение машины. Установка защитных емкостей не требуется, если суммарная емкость присоединенных к генераторам (синхронных компенсаторам) участков кабелей длиной до 100 м составляет 0,5 мкФ и более на фазу.

6.2.9.3 Если вращающиеся машины и ВЛ присоединены к общим шинам РУ электростанций или ПС, то подходы этих ВЛ должны быть защищены от грозовых воздействий с соблюдением следующих требований:

– подход ВЛ с металлическими и железобетонными опорами должен быть защищен тросом на протяжении не менее 300 м, в начале подхода должен быть установлен комплект РВ IV группы (см. рисунок 6.20, а) или соответствующих ОПН. Сопротивление заземления РВ или ОПН не должно превышать 3 Ом, а сопротивление заземления опор на тросовом участке − 10 Ом. Рекомендуется использование деревянных траверс с расстоянием не менее 1 м по дереву от точки крепления гирлянды изоляторов до стойки опоры.

На подходах ВЛ с деревянными опорами дополнительно к средствам защиты, применяемым на ВЛ с железобетонными опорами, следует устанавливать комплект РВ IV группы или соответствующих ОПН на расстоянии 150 м от начала тросового подхода в сторону линии (см. рисунок 4.20, б). Сопротивление заземления разрядников должно быть не более 3 Ом. Допускается установка РТ в начале подхода. Сопротивление заземления таких разрядников не должно превышать 5 Ом;

– на ВЛ, присоединенных к электростанциям и ПС кабельными вставками длиной до 0,5 км, защита подхода должна быть выполнена так же, как на ВЛ без кабельных вставок, и дополнительно должен быть установлен комплект РВ2 IV группы или соответствующих ОПН в месте присоединения ВЛ к кабелю. Заземляемый вывод защитного аппарата кратчайшим путем следует присоединить к броне, металлической оболочке кабеля и к заземлителю (см. рисунок 6.20, в, г). Сопротивление заземления аппарата не должно превышать 5 Ом;

– если подход ВЛ на длине не менее 300 м защищен от прямых ударов молнии зданиями, деревьями или другими высокими предметами и находится в их зоне защиты, то подвеска троса на подходе ВЛ не требуется. При этом в начале защищенного участка ВЛ (со стороны линии) должен быть установлен комплект РВ1 IV группы (см. рисунок 6.20, д) или соответствующих ОПН. Сопротивление заземления разрядника не должно превышать 3 Ом. Спуски заземления РВ1 кратчайшим путем должны быть соединены с контуром заземления ПС (электростанции);

– при наличии токоограничивающего реактора на присоединении ВЛ подход на длине 100–150 м должен быть защищен от прямых ударов молнии тросовым молниеотводом (см. рисунок 6.20, е). В начале подхода, защищенного молниеотводом, а также у реактора должны быть установлены комплекты РВ1 и РВ2 IV группы (см. рисунок 6.20, а) или соответствующих ОПН. Сопротивление заземления аппарата, установленного в начале подхода со стороны линии, должно быть не более 3 Ом;

– при присоединении ВЛ к шинам РУ с вращающимися машинами через токоограничивающий реактор и кабельную вставку длиной более 50 м защита подхода ВЛ от прямых ударов молнии не требуется. В месте присоединения ВЛ к кабелю и перед реактором должны быть установлены комплекты РВ1 и РВ2 IV группы или ОПН с сопротивлением заземления не более 3 Ом (см. рисунок 6.20, ж);

– на ВЛ, присоединенных к шинам РУ с вращающимися машинами мощностью менее 3 МВт (менее 3 МВ·А), подходы которых на длине не менее 0,5 км выполнены на железобетонных или металлических опорах с сопротивлением заземления не более 5 Ом, должен быть установлен комплект РВ IV группы или соответствующих ОПН на расстоянии 100–150 м от ПС (электростанции) (см. рисунок 6.20, з).

Сопротивление заземления защитных аппаратов должно быть не более 3 Ом. При этом защита подхода ВЛ тросом не требуется.

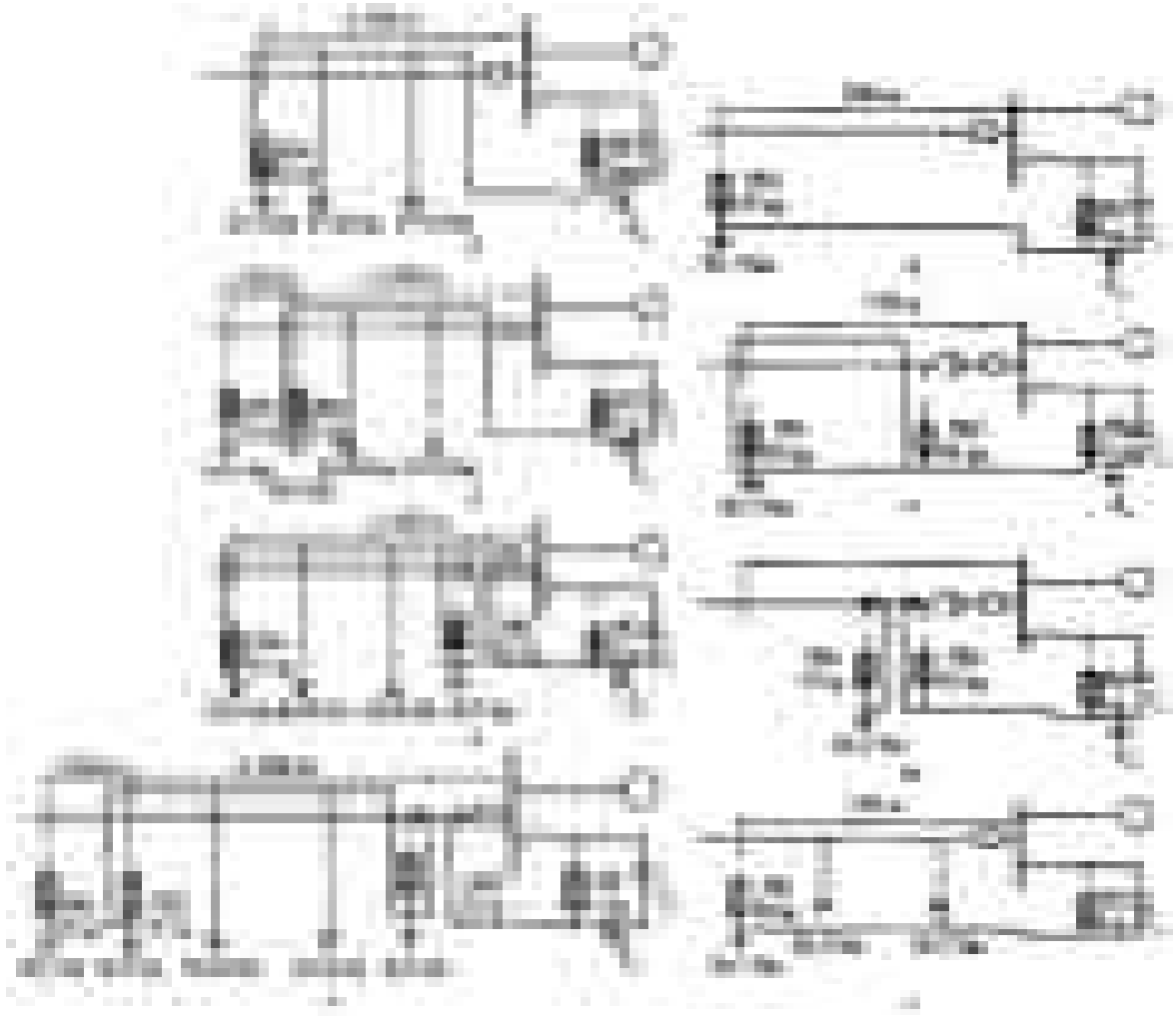


Рисунок 6.20 — Схемы защиты вращающихся электрических машин от грозовых перенапряжений

6.2.9.4 При применении открытых токопроводов для соединения генераторов (синхронных компенсаторов) с трансформаторами токопроводы должны входить в зоны защиты молниеотводов и сооружений ПС (электростанций). Место присоединения молниеотводов к заземляющему устройству ПС (электростанций) должно быть удалено от места присоединения к нему заземляемых элементов токопровода, считая по магистралям заземления, не менее чем на 20 м.

Если открытые токопроводы не входят в зоны защиты молниеотводов ОРУ, то они должны быть защищены от прямых ударов молнии отдельно стоящими молниеотводами или тросами, подвешенными на отдельных опорах с защитным углом не более 20°. Заземление отдельно стоящих молниеотводов и тросовых опор должно выполняться обособленными заземлителями, не имеющими соединения с заземляющими устройствами опор токопроводов, или путем присоединения к заземляющему устройству РУ в точках, удаленных от места присоединения к нему заземляемых элементов токопровода на расстояние не менее 20 м.

Расстояние от отдельно стоящих молниеотводов (тросовых опор) до токоведущих или заземленных элементов токопровода по воздуху должно быть не менее 5 м. Расстояние в земле от обособленного заземлителя и подземной части молниеотвода до заземлителей и подземной части токопровода должно быть не менее 5 м.

6.2.9.5 При присоединении открытого токопровода к РУ генераторного напряжения через реактор перед реактором должен быть установлен комплект РВ IV группы или соответствующих ОПН.

Для защиты генераторов от волн грозовых перенапряжений, набегающих по токопроводу, и от индуктированных перенапряжений должны быть установлены РВ I группы или ОПН и защитные емкости, значение которых на три фазы при номинальном напряжении генераторов должно составлять не менее: при напряжении 6 кВ − 0,8 мкФ, при 10 кВ − 0,5 мкФ и при 13,8–20 кВ − 0,4 мкФ.

Защитные емкости не требуется устанавливать, если суммарная емкость генератора и кабельной сети на шинах генераторного напряжения имеет требуемое значение. При определении емкости кабельной сети в этом случае учитываются участки кабелей на длине до 750 м.

Если РУ ПС присоединено открытыми токопроводами к РУ генераторного напряжения ТЭЦ, имеющей генераторы мощностью до 120 МВт, то защита токопровода от прямых ударов молнии должна быть выполнена так, как указано в 6.2.9.4.

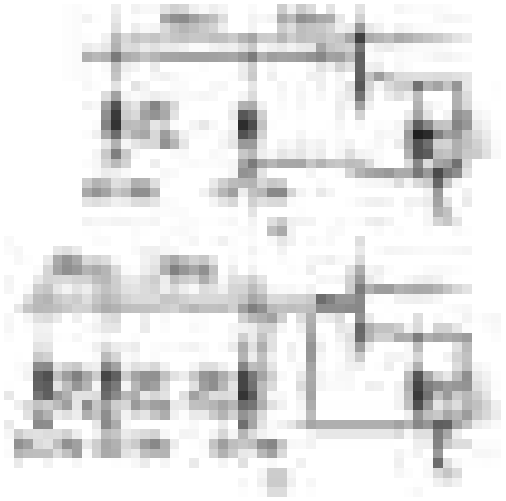


Рисунок 6.21 — Схемы защиты электродвигателей мощностью до 3 МВт при подходе ВЛ на деревянных опорах

6.2.9.6 Допускается не выполнять защиту подходов от прямых ударов молнии при присоединении ВЛ или открытых токопроводов:

– к электродвигателям мощностью до 3 МВт;

– к генераторам дизельных электростанций мощностью до 1 МВт, расположенным в районах с интенсивностью грозовой деятельности до 20 грозовых часов в году.

При этом требуется установка на подходе ВЛ двух комплектов РВ IV группы или соответствующих ОПН на расстояниях 150 м (РВ2) и 250 м (РВ1) от шин ПС (см. рисунок 6.21, а). Сопротивление заземления защитных аппаратов должно быть не более 3 Ом. Спуски заземления кратчайшим путем должны быть соединены с заземляющим устройством ПС или электростанции.

При наличии кабельной вставки любой длины непосредственно перед кабелем должен быть установлен РВ IV группы или соответствующий ОПН. Их заземляющий зажим должен быть кратчайшим путем присоединен к металлическим оболочкам кабеля и к заземлителю (см. рисунок 6.21, б).

На шинах, питающих электродвигатели через кабельные вставки, должны быть установлены РВ I группы или соответствующие ОПН и защитные емкости не менее 0,5 мкФ на фазу.

На подходах ВЛ или открытых токопроводов с железобетонными или металлическими опорами установки РВ не требуется, если сопротивление заземления каждой опоры подхода на длине не менее 250 м составляет не более 10 Ом.

6.2.10 Защита от внутренних перенапряжений

6.2.10.1 Электрические сети 3–35 кВ должны работать с изолированной, заземленной через резистор или дугогасящий реактор нейтралью. В электрических сетях 3–35 кВ с компенсацией емкостного тока однофазного замыкания на землю степень несимметрии емкостей фаз относительно земли не должна превышать 0,75 %.

Выравнивание емкостей фаз должно осуществляться транспозицией проводов и распределением конденсаторов высокочастотной связи. Число дугогасящих реакторов и места их установки должны определяться для нормального режима работы сети с учетом возможных делений ее части и вероятных аварийных режимов.

Дугогасящие реакторы могут устанавливаться на всех ПС, кроме тупиковых, связанных с электрической сетью не менее чем двумя линиями электропередачи. Установка реакторов на тупиковых ПС не допускается. Дугогасящие реакторы не допускается включать в нейтрали трансформаторов, присоединенных к шинам через предохранители. Мощность дугогасящих реакторов выбирается по значению полного емкостного тока замыкания на землю с учетом развития сети в ближайшие 10 лет. Рекомендуется использование автоматически настраиваемой компенсации емкостного тока замыкания на землю.

Места установки дугогасящих заземляющих реакторов должны быть выбраны с учетом конфигурации сети, возможных делений сети на части, вероятных аварийных режимов, влияний на цепи автоблокировки железных дорог и на линии связи.

6.2.10.2 Дугогасящие заземляющие реакторы не допускается подключать к трансформаторам:

– присоединенным к шинам через предохранители;

– имеющим соединение с сетью, емкостный ток которой компенсируется только по одной линии.

6.2.10.3 В электрических сетях 3–35 кВ следует принимать меры для предотвращения феррорезонансных процессов и самопроизвольных смещений нейтрали.

В электрических схемах 3–35 кВ, в которых имеются генераторы (синхронные компенсаторы) с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора, вследствие значительной активной проводимости изоляции генератора на землю защита от феррорезонансных процессов не требуется.

6.2.10.4 Обмотки трансформаторов (автотрансформаторов) должны быть защищены от коммутационных перенапряжений с помощью РВ или ОПН, установленных в соответствии с требованиями 6.2.8.21.

6.2.10.5 В сетях 330 и 750 кВ в зависимости от схемы сети, количества линий и трансформаторов следует предусматривать меры по ограничению длительных повышений напряжения и внутренних перенапряжений. Необходимость ограничения квазиустановившихся и внутренних перенапряжений и параметры средств защиты от них определяются на основании расчетов перенапряжений.

6.2.10.6 С целью ограничения опасных для оборудования коммутационных перенапряжений следует применять комбинированные РВ или ОПН, выключатели с предвключаемыми резисторами или другие средства, а также сочетания их с мероприятиями по ограничению длительных повышений напряжения (установка шунтирующих и компенсационных реакторов, схемные мероприятия, системная и противоаварийная автоматики, в частности автоматики от повышения напряжения).

Коммутационные перенапряжения на шинах ПС 330 и 750 кВ должны быть ограничены в зависимости от уровня изоляции оборудования.

6.2.10.7 Для РУ 110–750 кВ должны предусматриваться технические решения, исключающие появление феррорезонансных перенапряжений, возникающих при последовательных включениях электромагнитных трансформаторов напряжения и емкостных делителей напряжения выключателей.

К этим решениям, в частности, относятся:

– применение выключателей без емкостных делителей напряжения;

– применение вместо электромагнитных трансформаторов емкостных;

– применение антирезонансных трансформаторов напряжения;

– увеличение в 1,5–2 раза емкости ошиновки РУ путем установки на шинах дополнительных конденсаторов, например, связи.

6.2.11 Пневматическое хозяйство

6.2.11.1 Для снабжения сжатым воздухом коммутационных аппаратов (воздушных выключателей, пневматических приводов к выключателям, разъединителям) РУ электрических станций и ПС должна предусматриваться установка сжатого воздуха, состоящая из стационарной компрессорной установки и воздухораспределительной сети. Вывод в ремонт или выход из строя любого элемента установки сжатого воздуха не должны приводить к нарушению воздухообеспечения коммутационных аппаратов.

6.2.11.2 Получение в компрессорной установке осушенного воздуха осуществляется применением термодинамического способа осушки воздуха, для чего предусматриваются две ступени давления:

– компрессорное (повышенное) − для компрессоров и воздухосборников-аккумуляторов сжатого воздуха, выбираемое из условия обеспечения требуемой относительной влажности воздуха в коммутационных аппаратах;

– рабочее (номинальное) − для воздухораспределительной сети, в соответствии с номинальным давлением воздуха коммутационных аппаратов.

Системы компрессорного и рабочего давления должны быть связаны между собой перепускными клапанами.

6.2.11.3 Производительность рабочих компрессоров должна быть такой, чтобы обеспечить:

а) в установках с компрессорами давлением до 10 МПа:

1) 0,5 ч непрерывной работы с двухчасовой паузой;

2) восстановление давления в воздухосборниках, сниженного на вентилирование воздушных выключателей и на утечки всей системы, за 2 ч, пока компрессоры не работают, – в течение 0,5 ч;

б) в установках с компрессорами давлением 23 МПа:

1) 1,5 ч непрерывной работы с двухчасовой паузой;

2) восстановление давления в воздухосборниках (условия аналогичны изложенным в 1) − в течение 1,5 ч.

При любом количестве рабочих компрессоров, исходя из условий надежности воздухообеспечения коммутационных аппаратов, должны быть предусмотрены один или два резервных (в зависимости от местных условий).

Вышесказанное не распространяется на ПС с одним коммутационным аппаратом, имеющим пневмопривод, где должны устанавливаться два компрессора, один из которых резервный.

Для снабжения сжатым воздухом коммутационных аппаратов ПС и РУ промышленных предприятий допускается использование заводской пневматической установки при условии обеспечения ею требований настоящего раздела.

6.2.11.4 Пополнение воздуха в резервуарах коммутационных аппаратов в рабочем и аварийном режимах должно осуществляться за счет запаса воздуха в воздухосборниках компрессорного давления.

Емкость воздухосборников должна обеспечивать покрытие суммарного расхода воздуха (при неработающих компрессорах):

– в рабочем режиме − на вентилирование воздушных выключателей и на утечки всей системы за 2 ч, пока компрессоры не работают. При этом остаточное давление в воздухосборниках должно быть таким, чтобы обеспечивалось допустимое влагосодержание воздуха в коммутационных аппаратах;

– в аварийном режиме − на восстановление давления в резервуарах воздушных выключателей (до наименьшего допустимого значения по условиям работы выключателей) при одновременном отключении наибольшего числа выключателей, возможного по режиму работы электроустановок с учетом действия релейной защиты и автоматики. При этом наименьшее давление сжатого воздуха в воздухосборниках должно быть выше номинального давления сжатого воздуха в аппаратах:

– на 30 % − в установках с компрессорами давлением до 10 МПа;

– на 80 % − в установках с компрессорами давлением 23 МПа.

6.2.11.5 В расчетах следует принимать, что начало аварийного режима с массовым отключением выключателей совпадает с моментом периодического включения в работу компрессорной установки (т.е. когда давление в воздухосборниках снизилось до пускового давления компрессора).

6.2.11.6 Для каждого значения номинального давления коммутационных аппаратов РУ должна выполняться своя воздухораспределительная сеть, питающаяся не менее чем двумя перепускными клапанами от компрессорной установки.

6.2.11.7 Перепускные клапаны должны поддерживать в воздухораспределительной сети и в резервуарах воздушных выключателей давление в заданных пределах.

Пропускная способность перепускных клапанов и воздухопроводов распределительной сети должна обеспечивать восстановление давления воздуха (до наименьшего допустимого значения по условиям работы выключателей) в резервуаре выключателя, который может отключаться в цикле неуспешного АПВ (в том числе при наличии двукратного АПВ).

Перепускной клапан в нормальном режиме, как правило, должен обеспечивать непрерывный перепуск небольшого количества воздуха для покрытия расхода на утечки и вентилирование в системе после клапана.

6.2.11.8 Перепускные клапаны должны выполняться с электромагнитным управлением.

Управление автоматикой включения и отключения перепускных клапанов необходимо осуществлять независимо от режима работы компрессоров. Управление электромагнитными приводами перепускных клапанов следует производить электроконтактными манометрами, устанавливаемыми в помещении компрессорной установки.

6.2.11.9 Компрессорная установка, за исключением блока очистки воздуха, должна быть автоматизирована и работать без постоянного дежурного персонала.

В схеме управления компрессорной установкой должны быть предусмотрены: автоматический запуск и останов рабочих и резервных компрессоров, поддерживающих в воздухосборниках и в резервуарах выключателей давление в установленных пределах; автоматическая продувка (удаление влаги и масла) водомаслоотделителей; автоматическое управление перепускными клапанами; защита компрессорных агрегатов при нарушениях нормального режима работы.

Установка сжатого воздуха должна быть оборудована сигнализацией, действующей при нарушениях нормальной ее работы.

6.2.11.10 Устройство автоматизированных компрессорных установок с машинами производительностью до 5 м3/мин в РУ регламентируется НПА и ТНПА в этой области.

6.2.11.11 Воздухосборники должны удовлетворять требованиям [13].

6.2.11.12 Воздухосборники должны устанавливаться на открытом воздухе на расстоянии не менее 1 0,7–1 м от стены компрессорной, желательно с теневой стороны. Специальный навес над ними (для защиты от солнечной радиации) не требуется. Должна предусматриваться возможность монтажа и демонтажа любого воздухосборника без нарушения нормальной эксплуатации остальных. Допускается установка воздухосборников в отдельном помещении того здания, в котором размещается ЗРУ с воздушными выключателями.

6.2.11.13 Для нормальной работы компрессоров в помещении компрессорной установки должна поддерживаться температура не ниже плюс 10 °С и не выше плюс 40 °С, для чего должны быть предусмотрены отопление и приточно-вытяжная механическая вентиляция.

6.2.11.14 Воздухораспределительная сеть должна, как правило, выполняться кольцевой, разделенной на участки при помощи запорных вентилей. Питание воздухопроводной сети должно осуществляться двумя магистралями от компрессорной установки.

6.2.11.15 Компрессорный агрегат должен устанавливаться на фундаментах, не связанных со стенами здания. Пол в помещении компрессорной установки должен быть покрыт метлахской плиткой или равноценным материалом, стены должны быть оштукатурены и иметь панели, окрашенные масляной краской до высоты не менее

1,5 м от пола. Двери помещения компрессорной установки должны открываться наружу; замки дверей должны быть самозапирающимися, а двери открываться изнутри без ключа с помощью рукоятки; окна должны открываться наружу и должны быть оборудованы фрамугами. В помещении компрессорной

установки должны быть предусмотрены ремонтная площадка и грузоподъемное устройство для производства монтажных и ремонтных работ.

6.2.11.16 Для защиты распределительной сети в ней должны быть установлены предохранительные клапаны, срабатывающие при превышении давления в сети до 1,1 номинального. Предохранительные клапаны следует устанавливать в обеих нитках питающей магистрали воздухораспределительной сети возле шкафа манометров.

6.2.11.17 Линейные водоотделители устанавливаются в обеих нитках питающей магистрали воздухораспределительной сети давлением 2,0 МПа компрессорной установки до 10 МПа. Линейный водоотделитель должен иметь спускной вентиль и штуцеры с фланцами для присоединения подводящего и отводящего воздухопроводов.

6.2.11.18 Прокладка воздухопроводов распределительной сети может выполняться открыто по конструкциям и стойкам под оборудование, в кабельных туннелях, каналах и лотках совместно с кабелями, а в закрытых помещениях – также по стенам и потолкам.

6.2.11.19 Воздухопроводы следует прокладывать с уклоном не менее 0,3 % с установкой в нижних точках спускных вентилей для продувки сети. Ответвления к аппаратам следует прокладывать с уклоном не менее 0,3 % в направлении главной магистрали.

Для компенсации температурных деформаций в воздухопроводной распределительной сети должны быть предусмотрены компенсаторы, выполняемые из труб того же диаметра, что и магистральный воздухопровод. Конструкция компенсаторов определяется проектной организацией.

6.2.11.20 Воздухопроводы компрессорной установки, распределительной сети и ответвления к шкафам управления должны выполняться из стальных бесшовных труб, причем на давление 23 МПа из нержавеющей стали; воздухопроводы от шкафов управления к резервуарам воздушных выключателей − из медных труб, допускается применение бесшовных труб из коррозионно-стойкой стали. Воздухопроводы между шкафами и пневматическими приводами разъединителей выполняются из стальных труб. Радиус изгиба стальных воздухопроводов должен быть не менее четырехкратного наружного диаметра трубы.

Воздухопроводы компрессорного давления, расположенные вне помещения компрессорной установки до воздухосборников и в пределах стены, через которую они проходят, должны быть покрыты теплоизоляцией.

6.2.11.21 Стальные воздухопроводы должны соединяться сваркой встык; соединения с арматурой − фланцевые.

Для труб с внутренним диаметром 6–8 мм допускаются фланцевые соединения или соединения при помощи ниппелей.

6.2.11.22 Внутренние поверхности воздухосборников и линейных водоотделителей должны иметь антикоррозийное покрытие.

6.2.11.23 Наружные поверхности воздухосборников и линейных водоотделителей, устанавливаемых на открытом воздухе, должны быть окрашены устойчивой краской светлого тона.

6.2.11.24 Все элементы установки сжатого воздуха должны быть доступны для разборки и чистки.

6.2.12 Масляное хозяйство

6.2.12.1 Для обслуживания маслонаполненного оборудования должны быть организованы централизованные масляные хозяйства, оснащенные резервуарами для хранения масла, насосами, оборудованием для очистки, осушки масел, передвижными маслоочистительными и дегазационными установками, емкостями для транспортировки масла. Местоположение и объем централизованных масляных хозяйств определяются схемой организации эксплуатации энергосистемы.

6.2.12.2 На ПС напряжением 330 кВ и выше, независимо от мощности установленных трансформаторов, при необходимости предусматриваются масляные хозяйства, состоящие из склада масла и мастерской маслохозяйства с оборудованием для обработки и анализа масла.

Склады масла таких маслохозяйств на ПС должны иметь три резервуара изоляционного масла.

Емкость каждого резервуара должна быть не менее емкости одного наиболее крупного трансформатора с запасом 10 %, но не более 75 м^3.

6.2.12.3 На ПС с синхронными компенсаторами должны сооружаться два стационарных резервуара турбинного масла вне зависимости от количества и объема резервуаров изоляционного масла. Системы турбинного и изоляционного масла должны быть независимыми.

Объем каждого резервуара должен быть не менее 110 % объема масляной системы наибольшего синхронного компенсатора, устанавливаемого на данной подстанции.

На остальных ПС, кроме оговоренных в 6.2.12.2 и 6.2.12.3, маслохозяйство или маслосклады не должны сооружаться. Доставка на них сухого масла осуществляется в передвижных емкостях или автоцистернах из централизованных масляных хозяйств.

6.2.12.4 Проектирование собственного масляного хозяйства ПС промышленных предприятий должно проводиться в соответствии с требованиями настоящего раздела и ведомственных норм.

6.2.12.5 Стационарные маслопроводы к масляным выключателям и трансформаторам всех напряжений не должны прокладываться. Слив и заливка масла должны выполняться с использованием инвентарных маслопроводов и резервуаров (автоцистерн). Стационарные маслопроводы на электростанциях и подстанциях 330 кВ следует прокладывать от мастерской или аппаратной

маслохозяйства к помещению для ремонта трансформаторов (к трансформаторной башне на подстанциях или к монтажной площадке машинного зала на электростанциях) и к складу масла, а также к месту слива масла из цистерн. Стационарные маслопроводы следует выполнять из стальных труб, соединяемых сваркой (кроме стыков с арматурой).

6.2.12.6 Резервуары для хранения масла должны быть оборудованы воздухоосушительными фильтрами, указателем уровня масла, пробно-спускным краном на сливном патрубке, хлопушками с механизмом управления и трубами вентиляционными с наконечниками.

6.2.12.7 Расстояния от резервуаров открытых складов масла должны соответствовать требованиям [8].

6.2.13 Установка силовых трансформаторов и реакторов

6.2.13.1 Требования, приведенные в 6.2.13.2–6.2.13.33, распространяются на стационарную установку в помещениях и на открытом воздухе силовых трансформаторов (автотрансформаторов), регулировочных трансформаторов и маслонаполненных реакторов с высшим напряжением 3 кВ и выше и не распространяются на электроустановки специального назначения.

Трансформаторы, автотрансформаторы и реакторы, указанные в настоящем разделе, употребляются в 6.2.13.2—6.2.13.33 под термином «трансформаторы».

Установка трансформаторов должна соответствовать требованиям [8] и положениям [9].

Установка вспомогательного оборудования трансформаторов (электродвигателей системы охлаждения, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств управления) должна отвечать требованиям соответствующих разделов настоящего технического кодекса.

Требования 6.2.13.9, 6.2.13.14, 6.2.13.15 не относятся к установке трансформаторов, входящих в КТП с высшим напряжением до 35 кВ, кроме КТП с внутренним обслуживанием и КТП с помещениями для трансформаторов.

6.2.13.2 Установка трансформаторов должна обеспечивать удобные и безопасные условия его осмотра без снятия напряжения.

6.2.13.3 Фундаменты трансформаторов напряжением 35 кВ и выше должны предусматривать их установку на фундамент или с применением кареток (катков) и рельс.

Трансформаторы на подстанциях, имеющих стационарные устройства для ремонта трансформаторов (башни) и рельсовые пути перекатки, а также на подстанциях с размещением трансформаторов в закрытых помещениях, следует устанавливать на каретках (катках).

Сейсмостойкие трансформаторы устанавливаются непосредственно на фундамент с креплением их к закладным элементам фундамента для предотвращения их смещений в горизонтальном и вертикальном направлениях.

На фундаментах трансформаторов должны быть предусмотрены места для установки домкратов.

6.2.13.4 Уклон масляного трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, должен создаваться путем установки подкладок под катки. Величина уклона определяется согласно инструкции по эксплуатации.

6.2.13.5 При установке расширителя на отдельной конструкции она должна располагаться таким образом, чтобы не препятствовать выкатке трансформатора с фундамента.

В этом случае газовое реле должно располагаться вблизи трансформатора в пределах удобного и безопасного обслуживания со стационарной лестницы. Для установки расширителя можно использовать портал ячейки трансформатора.

6.2.13.6 Трансформаторы необходимо устанавливать так, чтобы отверстие защитного устройства выброса масла не было направлено на близко установленное оборудование. Для защиты оборудования допускается установка заградительного щита между трансформатором и оборудованием.

6.2.13.7 Вдоль путей перекатки, а также у фундаментов трансформаторов массой более 20 т должны быть предусмотрены анкеры, позволяющие закреплять за них лебедки, направляющие блоки, полиспасты, используемые при перекатке трансформаторов в обоих направлениях. В местах изменения направления движения должны быть предусмотрены места для установки домкратов.

6.2.13.8 Расстояния в свету между открыто установленными трансформаторами определяются технологическими требованиями и должны быть не менее 1,25 м.

6.2.13.9 Разделительные перегородки между открыто установленными трансформаторами напряжением 110 кВ и выше единичной мощностью 63 МВ·А и более должны предусматриваться:

– при расстояниях менее 15 м между трансформаторами (реакторами), а также между ними и трансформаторами любой мощности, включая регулировочные и собственных нужд;

– при расстояниях менее 25 м между трансформаторами, установленными вдоль наружных стен зданий электростанции на расстоянии от стен менее 40 м.

Разделительные перегородки должны иметь предел огнестойкости не менее 90 мин, ширину − не менее ширины маслоприемника и высоту − не менее высоты вводов высшего напряжения более высокого трансформатора. Перегородки должны устанавливаться за пределами маслоприемника. Расстояние в свету между трансформатором и перегородкой должно быть не менее 1,5 м.

Указанные расстояния принимаются до наиболее выступающих частей трансформаторов.

Если трансформаторы собственных нужд или регулировочные установлены с силовым трансформатором, оборудованным автоматическим стационарным устройством пожаротушения, и

присоединены в зоне действия защиты от внутренних повреждений силового трансформатора, то допускается вместо разделительной перегородки выполнять автоматическую стационарную установку пожаротушения трансформатора собственных нужд или регулировочного, объединенную с установкой пожаротушения силового трансформатора; при этом допускается сооружение общего маслоприемника.

6.2.13.10 Регулировочные трансформаторы должны устанавливаться в непосредственной близости от регулируемых автотрансформаторов, за исключением случая, когда между автотрансформатором и регулировочным трансформатором предусматривается установка токоограничивающего реактора.

6.2.13.11 Каждый масляный трансформатор, размещаемый внутри помещений, следует устанавливать в отдельной камере (исключение 6.2.5.19), расположенной на первом этаже. Допускается установка масляных трансформаторов на втором этаже, а также ниже уровня пола первого этажа на 1 м в незатопляемых зонах при условии обеспечения возможности транспортирования трансформаторов наружу и удаления масла в аварийных случаях в соответствии с требованиями, приведенными в 6.2.5.24, как для трансформаторов с объемом масла более 600 кг.

При необходимости установки трансформаторов внутри помещений выше второго этажа или ниже пола первого этажа более чем на 1 м, они должны быть с негорючим экологически чистым диэлектриком или сухими в зависимости от условий окружающей среды и технологии производства. При размещении трансформаторов внутри помещений следует руководствоваться также 6.2.5.6.

Допускается установка в одной общей камере двух масляных трансформаторов с объемом масла до 3 т каждый, имеющих общее назначение, управление, защиту и рассматриваемых как один агрегат.

Сухие трансформаторы и имеющие негорючее заполнение устанавливаются в соответствии с 6.2.6.4.

6.2.13.12 Для трансформаторов, устанавливаемых внутри помещений, расстояния в свету от наиболее выступающих частей трансформаторов, расположенных на высоте 1,9 м и менее от пола, должны быть:

– до задней и боковых стен не менее: 0,3 м для трансформаторов мощностью до 0,63 МВ·А и 0,6 м − для трансформаторов большей мощности;

– со стороны входа до полотна двери или выступающих частей стены не менее: 0,6 м − для трансформаторов мощностью до 0,63 МВ·А; 0,8 м − для трансформаторов до 1,6 МВ·А и 1 м − для трансформаторов мощностью более 1,6 МВ·А.

6.2.13.13 Пол камер масляных трансформаторов должен иметь 2%-ный уклон в сторону маслоприемника.

6.2.13.14 В камерах трансформаторов могут устанавливаться относящиеся к ним разъединители, предохранители и выключатели нагрузки, вентильные разрядники, ОПН, заземляющие дугогасящие реакторы, а также оборудование системы охлаждения.

6.2.13.15 Каждая камера масляных трансформаторов должна иметь отдельный выход наружу или в смежное помещение, не относящееся к категории А или Б, имеющее выход непосредственно наружу.

6.2.13.16 Расстояние по горизонтали от дверного проема ворот трансформаторной камеры встроенной или пристроенной ПС до проема ближайшего окна или двери помещения должно быть не менее 1 м.

Выкатка трансформаторов мощностью 0,25 МВ·А и более из камер во внутренние проезды шириной менее 5 м между зданиями не допускается. Это требование не распространяется на камеры, выходящие в проходы и проезды внутри производственных помещений.

6.2.13.17 Вентиляционная система камер трансформаторов должна обеспечивать отвод выделяемого ими тепла (см. 6.2.5.25) и не должна быть связана с другими вентиляционными системами.

Стенки вентиляционных каналов и шахт должны быть выполнены из материалов с пределом огнестойкости согласно [78] (таблица 7.1).

Вентиляционные шахты и проемы должны быть расположены таким образом, чтобы в случае образования или попадания в них влаги она не могла стекать на трансформаторы, либо должны быть применены меры для защиты трансформатора от попадания влаги из шахты.

Вентиляционные проемы должны быть закрыты сетками с размером ячейки не более 1×1 см и защищены от попадания через них дождя и снега.

6.2.13.18 Вытяжные шахты камер масляных трансформаторов, пристроенных к зданиям, имеющих кровлю из горючего материала, должны быть отнесены от стен здания не менее чем на 1,5 м или же конструкции кровли из горючего материала должны быть защищены парапетом из негорючего материала высотой не менее 0,6 м. Вывод шахт выше кровли здания в этом случае необязателен.

Отверстия вытяжных шахт не должны располагаться против оконных проемов зданий. При устройстве выходных вентиляционных отверстий непосредственно в стене камеры они не должны располагаться под выступающими элементами кровли из горючего материала или под проемами в стене здания, к которому камера примыкает.

Если над дверью или выходным вентиляционным отверстием камеры трансформатора имеется окно, то под ним следует устраивать козырек из негорючего материала с вылетом не менее 0,7 м. Длина козырька должна быть более ширины окна не менее чем на 0,8 м в каждую сторону.

6.2.13.19 Трансформаторы с принудительной системой охлаждения должны быть снабжены устройствами для автоматического пуска и останова системы охлаждения. Автоматический пуск должен осуществляться в зависимости от температуры верхних слоев масла и независимо от этого – по току нагрузки трансформатора.

6.2.13.20 При применении вынесенных охладительных устройств они должны размещаться так, чтобы не препятствовать выкатке трансформатора с фундамента и мешать проведению их обслуживания при работающем трансформаторе. Поток воздуха от вентиляторов дутья не должен быть направлен на бак трансформатора.

6.2.13.21 Расположение задвижек охладительных устройств должно обеспечивать удобный доступ к ним, возможность отсоединения трансформатора от системы охлаждения или отдельного охладителя – от системы и выкатки трансформатора без слива масла из охладителей.

6.2.13.22 Охладительные колонки, адсорберы и другое оборудование, устанавливаемое в системе охлаждения Ц (OFWF), должны располагаться в помещении, температура в котором не снижается ниже плюс 5 °С.

При этом должна быть обеспечена возможность замены адсорбента на месте.

6.2.13.23 Внешние маслопроводы систем охлаждения ДЦ (OFAF) и Ц (OFWF) должны выполняться из нержавеющей стали или материалов, устойчивых к коррозии.

Расположение маслопроводов около трансформатора не должно затруднять обслуживание трансформатора и охладителей и должно обеспечивать минимальные трудозатраты при выкатке трансформатора. При необходимости предусматриваются площадки и лестницы, обеспечивающие удобный доступ к задвижкам и вентиляторам дутья.

6.2.13.24 При вынесенной системе охлаждения, состоящей из отдельных охладителей, все размещаемые в один ряд одиночные или сдвоенные охладители должны устанавливаться на общий фундамент.

Групповые охладительные установки могут размещаться как непосредственно на фундаменте, так и на рельсах, уложенных на фундамент, если предусматривается выкатка этих установок на своих катках.

6.2.13.25 Шкафы управления электродвигателями системы охлаждения ДЦ (OFAF), НДЦ (ODAF) и Ц (OFWF) должны устанавливаться за пределами маслоприемника. Допускается навешивание шкафа управления системой охлаждения Д (ONAF) на бак трансформатора, если шкаф рассчитан на работу в условиях вибрации, создаваемой трансформатором.

6.2.13.26 Трансформаторы с принудительной системой охлаждения должны быть снабжены сигнализацией о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или останове вентиляторов дутья, а также об автоматическом включении или отключении резервного охладителя или резервного источника питания.

6.2.13.27 Для шкафов приводов устройств регулирования напряжения под нагрузкой и шкафов автоматического управления системой охлаждения трансформаторов должен быть предусмотрен электрический подогрев с автоматическим управлением.

6.2.13.28 Планово-предупредительный ремонт трансформаторов на подстанциях следует предусматривать на месте их установки с помощью автокранов или (и) инвентарных устройств. При этом рядом с каждым трансформатором должна быть предусмотрена площадка, рассчитанная на размещение элементов, снятых с ремонтируемого трансформатора, такелажной оснастки и оборудования, необходимого для ремонтных работ.

В стесненных условиях ПС допускается предусматривать одну ремонтную площадку с сооружением к ней путей перекатки.

На ПС, расположенных в удаленных и труднодоступных районах, следует предусматривать совмещенные порталы.

На ПС напряжением 750 кВ, расположенных в районах со слаборазвитыми и ненадежными транспортными связями, а также на ОРУ электростанций при установке на них трансформаторов, если трансформаторы невозможно доставить на монтажную площадку гидроэлектростанций и ремонтную площадку машинного зала электростанции, для проведения планово-предупредительных ремонтных работ допускается предусматривать стационарные устройства − башни, оборудованные мостовыми кранами, с мастерской или аппаратной маслохозяйства с коллектором для передвижных установок.

6.2.13.29 При открытой установке трансформаторов вдоль машинного зала электростанции должна быть обеспечена возможность перекатки трансформатора к месту ремонта без разборки трансформатора, снятия вводов и разборки поддерживающих конструкций токопроводов, порталов, шинных мостов и т. п.

6.3 Аккумуляторные установки

6.3.1 Область применения

6.3.1.1 Требования 6.3 распространяются на все стационарные установки кислотных аккумуляторных батарей.

6.3.1.2 Категорию помещений аккумуляторных батарей по взрывопожарной и пожарной опасности необходимо определять на основании расчетов, проводимых в соответствии с требованиями ТКП 474.

6.3.2 Электрическая часть

6.3.2.1 Выбор электронагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводок для помещений аккумуляторных батарей, а также установка и монтаж указанного электрооборудования должны проводиться для взрывоопасных зон класса В-Iб, в соответствии с требованиями [7] (глава 7.3).

6.3.2.2 Зарядное устройство (ЗУ) аккумуляторной батареи (АБ) должно выбираться совместно с батареей для обеспечения всех требований (оговоренных ее изготовителем) по поддержанию заявленного срока службы. При этом ЗУ должно обеспечивать:

– уравнительный заряд АБ в автоматическом режиме без превышения напряжения у ППТ;

– уровень пульсаций, не превышающий допустимый для ППТ;

– параллельную работу нескольких ЗУ на общую нагрузку. Отключение одного из ЗУ не должно приводить к потере подзаряда АБ;

– ускоренное восстановление емкости АБ в течение 8 ч после аварийного разряда;

– функцию термокомпенсации (для герметизированных АБ типа VRLA).

6.3.2.3 Аккумуляторная установка должна быть оборудована вольтметром с переключателем и амперметрами в цепях зарядного, подзарядного устройств и аккумуляторной батареи.

6.3.2.4 Для зарядных и подзарядных двигателей-генераторов должны предусматриваться устройства для их отключения при появлении обратного тока.

6.3.2.5 В цепи аккумуляторной батареи должен устанавливаться автоматический выключатель, селективный по отношению к защитным аппаратам сети.

6.3.2.6 Подзарядное устройство должно обеспечивать стабилизацию напряжения на шинах батареи в пределах ±1 % от номинального значения. Кроме того, подзарядные устройства должны также иметь регулировку ограничения тока нагрузки, обеспечивающую заданное производителем ограничение зарядного тока разряженной батареи при одновременном питании нагрузки. Для аккумуляторных батарей типа СК и СН допускается стабилизация напряжения ±2 %. Концевые (хвостовые) элементы аккумуляторных батарей должны иметь отдельное устройство подзаряда с той же точностью стабилизации напряжения, что и основные.

В случае применения герметизированных типа VRLA аккумуляторных батарей подзарядное устройство должно обеспечивать коррекцию выходного напряжения в зависимости от температуры батареи (помещения аккумуляторных батарей).

6.3.2.7 Аккумуляторные батареи должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда. Номинальное напряжение подзаряда должно соответствовать напряжению на элементах аккумуляторной батареи, указанному в заводских инструкциях.

Аккумуляторные установки, в которых применяется режим заряда с напряжением не более 2,3 В на элемент, должны иметь устройство, не допускающее самопроизвольного повышения напряжения более вышеуказанного уровня.

При напряжении заряда малообслуживаемых батарей выше 2,3 В на элемент (для герметизированных выше 2,4 В/эл) в аккумуляторных установках (помещениях) должна автоматически включаться приточно-вытяжная вентиляция с принудительным побуждением, а при отключенной (или остановленной) вентиляционной установке функция ускоренного заряда должна блокироваться.

6.3.2.8 Выпрямительные установки, применяемые для заряда и подзаряда аккумуляторных батарей, должны присоединяться со стороны переменного тока через разделительный трансформатор.

6.3.2.9 Шины постоянного тока должны быть снабжены устройством для постоянного контроля изоляции, позволяющим оценивать значение сопротивления изоляции и действующим на сигнал при снижении сопротивления изоляции одного из полюсов до 20 кОм в сети 220 В, 10 кОм – в сети 110 В, 5 кОм – в сети 48 В и 3 кОм – в сети 24 В.

6.3.2.10 Для кислотных обслуживаемых аккумуляторных батарей следует предусматривать блокировку, не допускающую проведения заряда батареи с напряжением более 2,3 В на элемент при отключенной вентиляции**.**

6.3.2.11 В помещении аккумуляторной батареи должно быть не менее одного светильника, присоединенного к сети аварийного освещения.

6.3.2.12 Аккумуляторы должны устанавливаться на стеллажах или на полках шкафа. Расстояния по вертикали между стеллажами или полками шкафа должны обеспечивать удобное обслуживание аккумуляторной батареи. Аккумуляторы могут устанавливаться в один ряд при одностороннем их обслуживании или в два ряда – при двустороннем.

6.3.2.13 Стеллажи для установки аккумуляторов должны быть выполнены, испытаны на грузоподъемность и маркированы в соответствии с требованиями ТНПА или технических условий; они должны быть защищены от воздействия электролита стойким покрытием.

6.3.2.14 Аккумуляторы должны быть изолированы от стеллажей, а стеллажи − от земли посредством изолирующих подкладок, стойких против воздействия электролита и его паров. Стеллажи для аккумуляторных батарей напряжением не выше 48 В могут устанавливаться без изолирующих подкладок.

6.3.2.15 Проходы для обслуживания аккумуляторных батарей должны быть шириной в свету между аккумуляторами не менее 1 м при двустороннем расположении аккумуляторов и 0,8 м – при одностороннем. Размещение аккумуляторных батарей должно проводиться с соблюдением требований ТНПА на стеллажи для стационарных установок электрических аккумуляторов.

6.3.2.16 Расстояние от аккумуляторов до отопительных приборов должно быть не менее 750 мм. Это расстояние может быть уменьшено при условии установки тепловых экранов из несгораемых материалов, исключающих местный нагрев аккумуляторов.

6.3.2.17 Расстояния между открытыми токоведущими частями аккумуляторов должны быть не менее 0,8 м при напряжении от 65 до 250 В в период нормальной работы (не заряда) и 1 м − при напряжении выше 250 В.

При установке аккумуляторов в два ряда без прохода между рядами напряжение между открытыми токоведущими частями соседних аккумуляторов разных рядов не должно превышать 65 В в период нормальной работы (не заряда).

Электрооборудование, а также места соединения шин и кабелей должны быть расположены на расстоянии не менее 1 м от негерметичных аккумуляторов и не менее 0,3 м ниже самой низкой точки потолка.

Если выводы аккумуляторов и соединительные перемычки предварительно изолированы либо имеют изолирующие крышки, то такие открытые токоведущие части допускается считать закрытыми.

6.3.2.18 Ошиновка аккумуляторных батарей должна выполняться медными или алюминиевыми неизолированными шинами или одножильными многопроволочными кабелями с медной жилой с кислотостойкой изоляцией, не распространяющей горение.

Соединения и ответвления медных шин и кабелей должны выполняться сваркой или пайкой, алюминиевых только сваркой. Соединение шин с проходными стержнями выводной плиты должно выполняться сваркой.

Места присоединения шин и кабелей к аккумуляторам должны обслуживаться.

Электрические соединения от выводной плиты из помещения аккумуляторной батареи до коммутационных аппаратов и распределительного щита постоянного тока должны выполняться одножильными кабелями или неизолированными шинами.

Для прокладки следует использовать небронированные кабели в резиновой или поливинилхлоридной оболочке. Кабели прокладываются открыто по стенам в коробах на скобах, по консолям или в лотках, на тросах и кабельных конструкциях; в лотках, на тросах, согласно [7] (таблица 7.3.14). Применяемые короба, консоли лотки и тросы должны быть диэлектрическими.

Стеллажи аккумуляторной батареи не заземляются. Металлические конструкции: короба вентиляции и отопительные приборы, должны приходить в помещение аккумуляторных батарей заземленными.

6.3.2.19 Неизолированные проводники должны быть дважды окрашены кислотостойкой, не содержащей спирта краской по всей длине, за исключением мест соединения шин, присоединения к аккумуляторам и других соединений. Неокрашенные места должны быть смазаны техническим вазелином.

6.3.2.20 Расстояние между соседними неизолированными шинами определяется расчетом на динамическую стойкость. Указанное расстояние, а также расстояние от шин до частей здания и других заземленных частей должно быть в свету не менее 50 мм.

6.3.2.21 Шины должны прокладываться на изоляторах и закрепляться на них шинодержателями.

Пролет между опорными точками шин определяется расчетом на динамическую стойкость с учетом 6.3.1.20, но должен быть не более 2 м. Изоляторы, их арматура, детали для крепления шин и поддерживающие конструкции должны быть электрически и механически стойкими против длительного воздействия паров электролита. Заземление поддерживающих конструкций не требуется.

6.3.2.22 Выводная плита из помещения аккумуляторной батареи должна быть стойкой против воздействия паров электролита. Рекомендуется применять плиты из пропитанного парафином асбоцемента, эбонита и т. п. Применение для плит мрамора, а также фанеры и других материалов слоистой структуры не допускается.

При установке плит в перекрытии плоскость плиты должна возвышаться над ним не менее чем на 100 мм.

6.3.2.23 При выборе и расчете аккумуляторной батареи следует учитывать уменьшение ее емкости при температуре в помещении аккумуляторной батареи ниже плюс 15 °С.

В технической документации по эксплуатации аккумуляторных батарей приводятся значения емкости при отклонении температуры от номинального значения, как правило, это плюс 20 °С.

6.3.3 Строительная часть

Устройство аккумуляторных батарей в строительной части должно соотвествовать требованиям [8] и положениям [9].

6.3.4 Санитарно-техническая часть

Санитарно-техническая часть аккумуляторных батарей должна отвечать требованиям [8] и положениям [9].

7 Электросиловые установки

7.1 Генераторы и синхронные компенсаторы

7.1.1 Общие требования

7.1.1.1 Настоящий подраздел распространяется на стационарную установку в специальных помещениях (машинных залах) или на открытом воздухе генераторов тепловых и гидравлических электростанций, а также синхронных компенсаторов. Указанные установки должны отвечать также

требованиям, приведенным в [7] (глава 5.1, за исключением 5.1.2; 5.1.15, пункт 8; 5.1.17; 5.1.31–5.1.33). Установка вспомогательного оборудования генераторов и синхронных компенсаторов (электродвигателей, РУ и пускорегулирующей аппаратуры, щитов и др.) должна соответствовать требованиям настоящего технического кодекса.

7.1.1.2 Генераторы, синхронные компенсаторы и их вспомогательное оборудование, устанавливаемые на открытом воздухе, должны иметь специальное исполнение.

7.1.1.3 Конструкция генераторов и синхронных компенсаторов должна обеспечивать их нормальную эксплуатацию и течение 30–40 лет с возможностью замены изнашивающихся и повреждаемых деталей и узлов при помощи основных грузоподъемных механизмов и средств малой механизации без полной разборки машины.

Конструкциями гидрогенератора и системы его водоснабжения должна быть предусмотрена возможность полного удаления воды и отсутствия застойных зон при ремонте в любое время года.

7.1.1.4 Генераторы и синхронные компенсаторы должны быть оборудованы контрольно-измерительными приборами в соответствии с [7] (глава 1.6), устройствами управления, сигнализации, защиты в соответствии с [7] (пункты 3.2.34–3.2.50 и 3.2.72–3.2.90), устройствами АГП защиты ротора от перенапряжений, АРВ в соответствии с [7] (пункты 3.3.52–3.3.60), а также устройствами автоматики для обеспечения автоматического пуска, работы и останова агрегата. Кроме того, турбогенераторы мощностью 100 МВт и более и синхронные компенсаторы с водородным охлаждением должны быть оборудованы устройствами дистанционного контроля вибрации подшипников. Турбо- и гидрогенераторы мощностью 300 МВт и более должны быть оборудованы также информационно-диагностическими устройствами (осциллографами) с записью предаварийного процесса.

7.1.1.5 Панели управления, релейной защиты, автоматики, возбуждения и непосредственного водяного охлаждения гидрогенератора должны, как правило, размещаться в непосредственной близости от него.

7.1.1.6 Электрические и механические параметры мощных турбо- и гидрогенераторов должны, как правило, приниматься оптимальными с точки зрения нагрузочной способности. При необходимости обеспечения устойчивости работы параметры генераторов могут приниматься отличными от оптимальных с точки зрения нагрузочной способности при обосновании технико-экономическими расчетами.

7.1.1.7 Напряжение генераторов должно приниматься на основе технико-экономических расчетов в соответствии с требованиями ГОСТ 183, ГОСТ IEC 60034-3.

7.1.1.8 Установка дополнительного оборудования для использования гидрогенераторов в качестве синхронных компенсаторов должна быть обоснована технико-экономическими расчетами.

7.1.1.9 Для монтажа, разборки и сборки генераторов, синхронных компенсаторов и их вспомогательного оборудования должны быть предусмотрены стационарные, передвижные или инвентарные подъемно-транспортные приспособления и механизмы.

7.1.1.10 При применении наружных грузоподъемных кранов гидроэлектростанций должны быть предусмотрены простые мероприятия для исключения воздействия дождя и снега на оборудование при продолжительном раскрытии помещений и монтажных площадок.

7.1.1.11 Электростанции должны иметь помещения для хранения резервных стержней обмотки статора. Помещения должны быть сухими, отапливаемыми, с температурой не ниже плюс 5 °С, оборудованными специальными стеллажами.

7.1.2 Охлаждение и смазка

7.1.2.1 При питании агрессивно воздействующей водой газоохладители, теплообменники и маслоохладители, трубопроводы и арматура к ним должны выполняться из материалов, стойких к воздействию коррозии.

7.1.2.2 Генераторы и синхронные компенсаторы с разомкнутой системой охлаждения и гидрогенераторы мощностью 1 МВт и более с частичным отбором воздуха для отопления должны быть снабжены фильтрами для очистки входящего в них извне воздуха, а также устройствами для быстрого прекращения его подачи в случае возгорания генератора или синхронного компенсатора.

7.1.2.3 Для генераторов и синхронных компенсаторов с замкнутой системой воздушного охлаждения должны быть выполнены следующие мероприятия:

– камеры холодного и горячего воздуха должны иметь плотно закрывающиеся остекленные смотровые лючки;

– двери камер холодного и горячего воздуха должны быть стальными, плотно закрывающимися, открывающимися наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа с внутренней стороны камер;

– внутри камер холодного и горячего воздуха должно быть оборудовано освещение с выключателями, вынесенными наружу;

– короба горячего воздуха, а также конденсаторы и водопроводы паровых турбин, если они находятся в камерах охлаждения, должны быть покрыты тепловой изоляцией во избежание подогрева холодного воздуха и конденсации влаги на поверхности труб;

– в камерах холодного воздуха должны быть устроены кюветы для удаления сконденсировавшейся на воздухоохладителях воды. Для турбогенераторов конец трубы, выводящей воду в дренажный канал,

должен снабжаться гидравлическим затвором, при этом рекомендуется установка устройства сигнализации, реагирующего на появление воды в сливной трубе;

– корпус, стыки, воздуховод и другие участки должны быть тщательно уплотнены для предотвращения присоса воздуха в замкнутую систему вентиляции. В дверях камер холодного воздуха турбогенераторов и синхронных компенсаторов должен быть выполнен организованный присос воздуха через фильтр, который устанавливается в области разрежения (после воздухоохладителя);

– стены камер и воздушных коробов должны быть плотными и окрашены светлой, не поддерживающей горения краской или облицованы глазурованными плитками либо пластиковым покрытием, не поддерживающим горения. Полы камер и фундаменты должны иметь покрытие, не допускающее образования пыли, например, цементное с мраморной крошкой, из керамической плитки.

7.1.2.4 Турбогенераторы и синхронные компенсаторы с водородным охлаждением должны быть оборудованы:

– установкой централизованного снабжения водородом с механизацией погрузки и разгрузки газовых баллонов, газопроводами подпитки газом и приборами контроля за параметрами газа (давление, чистота и др.) в генераторе (синхронном компенсаторе).

Для подачи водорода от газовых резервуаров в машинный зал предусматривается одна магистраль (при необходимости могут быть проложены две). Схема газопроводов выполняется кольцевой секционированной. Для синхронных компенсаторов выполняется одна магистраль.

Для предупреждения образования взрывоопасной газовой смеси на питающих водородных линиях и на линиях подачи воздуха должна быть обеспечена возможность создания видимых разрывов перед турбогенератором и синхронным компенсатором;

– установкой централизованного снабжения инертным газом (углекислым газом или азотом) с механизацией погрузки и разгрузки газовых баллонов для вытеснения водорода или воздуха из генератора (синхронного компенсатора), для продувки и тушения пожара в главном масляном баке турбины, в опорных подшипниках генератора и в токопроводах;

– основным, резервным, а турбогенераторы, кроме того, и аварийным источниками маслоснабжения водородных уплотнений, демпферным баком для питания торцовых уплотнений маслом в течение времени, необходимого для аварийного останова генератора со срывом вакуума турбины, для турбогенераторов мощностью 60 МВт и более. Резервный и аварийный источники маслоснабжения должны автоматически включаться в работу при отключении рабочего источника маслоснабжения, а также при снижении давления масла;

– автоматическими регуляторами давления масла на водородных уплотнениях турбогенераторов. В схеме маслоснабжения обходные вентили регуляторов должны быть регулировочными, а не запорными для исключения бросков давления масла при переходах с ручного регулирования на автоматическое и обратно;

– устройствами для осушки водорода, включенными в контур циркуляции водорода в генераторе или синхронном компенсаторе;

– предупредительной сигнализацией, действующей при неисправностях газомасляной системы водородного охлаждения и отклонении ее параметров (давления, чистоты водорода, перепада давления масло − водород) от заданных значений;

– контрольно-измерительными приборами и реле автоматики для контроля и управления газомасляной системой водородного охлаждения, при этом не допускается размещение газовых и электрических приборов на одной закрытой панели;

– вентиляционными установками в местах скопления газа главного масляного бака, масляных камер на сливе, основных подшипников турбогенератора и т. д.

В фундаментах турбогенераторов и синхронных компенсаторов не должно быть замкнутых пространств, в которых возможно скопление водорода. При наличии объемов, ограниченных строительными конструкциями (балки, ригели и др.), в которых возможно скопление водорода, из наиболее высоких точек этих объемов должен быть обеспечен свободный выход водорода вверх (например, путем закладки труб);

– дренажными устройствами для слива воды и масла из корпуса. Система дренажа должна исключать возможность перетока горячего газа в отсеки холодного газа;

– указателем появления жидкости в корпусе турбогенератора (синхронного компенсатора);

– источником сжатого воздуха с избыточным давлением не менее 0,2 МПа с фильтром и осушителем воздуха.

7.1.2.5 Генераторы и синхронные компенсаторы с водяным охлаждением обмоток должны быть оборудованы:

– трубопроводами подачи и слива дистиллята, выполненными из материалов, стойких к воздействию коррозии;

– основным и резервным насосами дистиллята;

– механическими, магнитными и ионитовыми фильтрами дистиллята и устройствами для очистки дистиллята от газовых примесей. Дистиллят не должен иметь примесей солей и газов;

– расширительным баком с защитой дистиллята от внешней среды;

– основным и резервным теплообменниками для охлаждения дистиллята.

В качестве первичной охлаждающей воды в теплообменниках должны применяться: для гидрогенераторов и синхронных компенсаторов − техническая вода, для турбогенераторов − конденсат от конденсатных насосов турбины и как резерв техническая вода от циркуляционных насосов газоохладителей генераторов;

– предупредительной сигнализацией и защитой, действующей при отклонениях от нормального режима работы системы водяного охлаждения;

– контрольно-измерительными приборами и реле автоматики для контроля и управления системой водяного охлаждения;

– устройствами обнаружения утечки водорода в тракт водяного охлаждения обмоток статора;

– контрольными трубками с кранами, выведенными наружу из высших точек сливного и напорного коллекторов дистиллята, для удаления воздуха из системы водяного охлаждения обмотки статора во время заполнения ее дистиллятом.

7.1.2.6 В каждой системе трубопроводов, подводящих воду к газо- охладителям, теплообменникам и маслоохладителям, следует установить фильтры, при этом должна быть предусмотрена возможность их очистки и промывки без нарушения нормальной работы генератора и синхронного компенсатора.

7.1.2.7 Каждая секция газоохладителей и теплообменников должна иметь задвижки для отключения ее от напорного и сливного коллекторов и для распределения воды по отдельным секциям.

На общем трубопроводе, отводящем воду из всех секций охладителей каждого генератора, должна быть установлена задвижка для регулирования расхода воды через все секции охладителя. Для турбогенераторов штурвальный привод этой задвижки рекомендуется вывести на уровень пола машинного зала.

7.1.2.8 Каждая секция газоохладителей и теплообменников в самой высокой точке должна иметь краны для выпуска воздуха.

7.1.2.9 В системе охлаждения газа или воздуха турбогенераторов и синхронных компенсаторов должно быть предусмотрено регулирование температуры охлаждающей воды при помощи рециркуляционных устройств.

7.1.2.10 В схеме подачи охлаждающей воды должно быть предусмотрено автоматическое включение резервного насоса при отключении работающего, а также при снижении давления охлаждающей воды. У синхронных компенсаторов должно быть предусмотрено резервное питание от постоянно действующего надежного источника охлаждающей воды (система технической воды, баки и т. п.).

7.1.2.11 На питающих трубопроводах технического водоснабжения генераторов должны устанавливаться расходомеры.

7.1.2.12 На площадке турбины, соединенной с турбогенератором, который имеет водяное или водородное охлаждение, должны быть установлены: манометры, показывающие давление охлаждающей воды в напорном коллекторе, давление водорода в корпусе турбогенератора, давление углекислого газа (азота) в газопроводе к генератору; устройства сигнализации снижения давления воды в напорном коллекторе; пост газового управления; щиты управления газомасляным и водяным хозяйством.

7.1.2.13 На месте установки насосов газоохладителей, теплообменников и маслоохладителей должны быть установлены манометры на напорном коллекторе и на насосах.

7.1.2.14 На напорных и сливных трубопроводах газоохладителей, теплообменников и маслоохладителей должны быть встроены гильзы для ртутных термометров.

7.1.2.15 Для синхронных компенсаторов, устанавливаемых на открытом воздухе, должна предусматриваться возможность слива воды из охлаждающей системы при останове агрегата.

7.1.2.16 Газовая система должна удовлетворять требованиям нормальной эксплуатации водородного охлаждения и проведения операций по замене охлаждающей среды в турбогенераторе и синхронном компенсаторе.

7.1.2.17 Газовая сеть должна выполняться из цельнотянутых труб с применением газоплотной арматуры. Газопроводы должны быть доступны для осмотра и ремонта и иметь защиту от механических повреждений.

7.1.2.18 Трубопроводы циркуляционных систем смазки и водородных уплотнений турбогенераторов и синхронных компенсаторов с водородным охлаждением должны выполняться из цельнотянутых труб.

7.1.2.19 У турбогенераторов мощностью 3 МВт и более подшипники со стороны, противоположной турбине, подшипники возбудителя и водородные уплотнения должны быть электрически изолированы от корпуса и маслопроводов.

Конструкция изолированного подшипника и водородных уплотнений должна обеспечивать проведение периодического контроля их изоляции во время работы агрегата. У синхронного компенсатора подшипники должны быть электрически изолированы от корпуса компенсатора и маслопроводов. У синхронного компенсатора с непосредственно присоединенным возбудителем допускается изолировать только один подшипник (со стороны, противоположной возбудителю).

У гидрогенераторов подпятники и подшипники, расположенные над ротором, должны быть электрически изолированы от корпуса.

7.1.2.20 На каждом маслопроводе электрически изолированных подшипников турбогенераторов, синхронных компенсаторов и горизонтальных гидрогенераторов следует устанавливать последовательно два электрически изолированных фланцевых соединения.

7.1.2.21 Подшипники турбогенераторов, синхронных компенсаторов и их возбудителей, а также водородные уплотнения, масляные ванны подшипников и подпятников гидрогенераторов должны быть выполнены таким образом, чтобы исключалась возможность разбрызгивания масла и попадания масла и его паров на обмотки, контактные кольца и коллекторы.

Сливные патрубки подшипников с циркуляционной смазкой и водородных уплотнений должны иметь смотровые стекла для наблюдения за струёй выходящего масла. Для освещения смотровых стекол должны применяться светильники, присоединенные к сети аварийного освещения.

7.1.2.22 Для турбогенераторов с непосредственным водородным охлаждением обмоток должны быть установлены автоматические газоанализаторы контроля наличия водорода в картерах подшипников и закрытых токопроводах.

7.1.2.23 Смешанные системы охлаждения генераторов и синхронных компенсаторов должны соответствовать 7.1.2.2–7.1.2.5.

7.1.3 Системы возбуждения

7.1.3.1 Системой возбуждения называется совокупность оборудования, аппаратов и устройств, объединенных соответствующими цепями, которая обеспечивает необходимое возбуждение генераторов и синхронных компенсаторов в нормальных и аварийных режимах, предусмотренных ТНПА.

В систему возбуждения генератора (синхронного компенсатора) входят: возбудитель (генератор постоянного тока, генератор переменного тока с выпрямителем или трансформатор с преобразователем), автоматический регулятор возбуждения, коммутационная аппаратура, измерительные приборы, средства защиты ротора от перенапряжений и защиты оборудования системы возбуждения от повреждений.

7.1.3.2 Требования, приведенные в 7.1.3.3–7.1.3.18, распространяются на стационарные установки систем возбуждения турбо- и гидрогенераторов, синхронных компенсаторов.

7.1.3.3 Электрооборудование и аппаратура систем возбуждения должны соответствовать требованиям ГОСТ 21558, а также ГОСТ 183, ГОСТ IEC 60034-3, ГОСТ 5616 на синхронные генераторы и компенсаторы и техническим условиям на это оборудование и аппаратуру.

7.1.3.4 Системы возбуждения, у которых действующее значение эксплуатационного напряжения или длительного перенапряжения (например, при форсировке возбуждения) превышает 1 кВ, должны выполняться в соответствии с технической документацией и ТНПА, предъявляемыми к электроустановкам выше 1 кВ. При определении перенапряжений для вентильных систем возбуждения учитываются и коммутационные перенапряжения.

7.1.3.5 Системы возбуждения должны быть оборудованы устройствами управления, защиты, сигнализации и контрольно-измерительными приборами в объеме, обеспечивающем автоматический пуск (в том числе через АСУ ТП), работу во всех предусмотренных режимах, а также останов генератора и синхронного компенсатора на электростанциях и подстанциях без постоянного дежурства персонала.

7.1.3.6 Пульты и панели управления, приборы контроля и аппаратура сигнализации системы охлаждения, а также силовые преобразователи тиристорных или иных полупроводниковых возбудителей должны размещаться в непосредственной близости один от другого. Допускается установка теплообменников в другом помещении, при этом панель управления теплообменником должна устанавливаться рядом с ним.

Пульт (панель), с которого может проводиться управление возбуждением, должен быть оборудован приборами контроля возбуждения.

7.1.3.7 Выпрямительные установки систем возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов должны быть оборудованы сигнализацией и защитой, действующими при повышении температуры охлаждающей среды или вентилей сверх допустимой, а также снабжены приборами для контроля температуры охлаждающей среды и силы тока установки. При наличии в выпрямительной установке нескольких групп выпрямителей должна контролироваться сила тока каждой группы.

7.1.3.8 Системы возбуждения должны быть оборудованы устройствами контроля изоляции, позволяющими осуществлять измерение изоляции в процессе работы, а также сигнализировать о снижении сопротивления изоляции ниже нормы.

7.1.3.9 Цепи систем возбуждения, связанные с анодами и катодами выпрямительных установок, должны выполняться с уровнем изоляции, соответствующим испытательным напряжениям анодных и катодных цепей.

Связи анодных цепей выпрямителей, катодных цепей отдельных групп, а также других цепей при наличии нескомпенсированных пульсирующих или переменных токов должны выполняться кабелем без металлических оболочек. Кабельные линии или шинопроводы питания этих преобразователей не следует прокладывать через замкнутые металлические конструкции; конструкции для крепления шин и кабелей следует выполнять из немагнитных материалов.

В цепях питания преобразователей жилы в параллельных трехфазных кабелях надо подключать к разным фазам.

Цепи напряжения обмотки возбуждения генератора или синхронного компенсатора для измерения и подключения устройства АРВ должны выполняться отдельным кабелем с повышенным уровнем изоляции без захода через обычные ряды зажимов. Присоединение к обмотке возбуждения должно проводиться через рубильник с блокировкой, а цепи измерения напряжения ротора – через предохранители.

7.1.3.10 При применении устройств АГП с разрывом цепи ротора, а также при использовании статических возбудителей с преобразователями обмотка ротора должна защищаться разрядником многократного действия или соответствующим ему ОПН ([9] (приложение К)). Допускается применение разрядника однократного действия. Разрядник должен быть подключен параллельно ротору через активное сопротивление, рассчитанное на длительную работу при пробое разрядника в режиме с напряжением возбуждения, равным 110 % номинального.

7.1.3.11 Разрядники, указанные в 7.1.3.10, должны иметь сигнализацию срабатывания.

7.1.3.12 Система возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов должна выполняться таким образом, чтобы:

1) отключение любого из коммутационных аппаратов в цепях АРВ и управления возбудителем не приводило к ложным форсировкам в процессе пуска, останова и работы генератора на холостом ходу;

2) исчезновение напряжения оперативного тока в цепях АРВ и управления возбудителем не приводило к нарушению работы генератора и синхронного компенсатора;

3) имелась возможность проводить ремонтные и другие работы на выпрямителях и их вспомогательных устройствах при работе турбогенератора на резервном возбудителе. Это требование не относится к бесщеточным системам возбуждения. В тиристорных системах возбуждения со 100 % резервированием должна быть предусмотрена возможность выполнять ревизию или ремонт на выведенном преобразовательно-регулировочном канале без отключения генератора от сети;

4) основные функциональные узлы управления и защиты систем возбуждения, выполненные с использованием микропроцессорной или микроэлектронной техники, имели кроме основного питания также резервное питание постоянным током;

5) исключалась возможность повреждения системы возбуждения при КЗ в цепях ротора и на его контактных кольцах с помощью быстродействующих защит. В случае применения статических преобразователей допускается защита их автоматическими выключателями и плавкими предохранителями.

7.1.3.13 Тиристорные системы возбуждения должны предусматривать возможность гашения поля генераторов и синхронных компенсаторов переводом преобразователя в инверторный режим.

В системах возбуждения со статическими преобразователями, выполненными по схеме самовозбуждения, а также в системах возбуждения с электромашинными возбудителями должно быть применено устройство АГП.

7.1.3.14 Все системы возбуждения (основные и резервные) должны иметь устройства, обеспечивающие полное развозбуждение машины при подаче импульса на гашение поля, независимо от срабатывания АГП.

7.1.3.15 Система водяного охлаждения возбудителя должна обеспечивать возможность полного спуска воды из системы, выпуска воздуха при заполнении системы водой, периодической чистки теплообменников.

Закрытие и открытие задвижек системы охлаждения на одном из возбудителей не должны приводить к изменению режима охлаждения на другом возбудителе.

7.1.3.16 Пол помещений выпрямительных установок с водяной системой охлаждения должен быть выполнен таким образом, чтобы при утечках воды исключалась возможность ее попадания на токопроводы, КРУ и другое электрооборудование, расположенное ниже системы охлаждения.

7.1.3.17 Электромашинные возбудители постоянного тока (основные при работе без АРВ и резервные) должны иметь релейную форсировку возбуждения.

7.1.3.18 Турбогенераторы должны иметь резервное возбуждение, схема которого должна обеспечивать переключение с рабочего возбуждения на резервное и обратно без отключения генераторов от сети. Для турбогенераторов мощностью 12 МВт и менее необходимость резервного возбуждения устанавливается главным инженером энергосистемы.

На гидроэлектростанциях резервные возбудители не устанавливаются.

7.1.3.19 На турбогенераторах с непосредственным охлаждением обмотки ротора переключение с рабочего возбуждения на резервное и обратно должно проводиться дистанционно.

7.1.3.20 Система возбуждения гидрогенератора должна обеспечивать возможность его начального возбуждения при отсутствии переменного тока в системе собственных нужд гидроэлектростанции.

7.1.3.21 По требованию заказчика система возбуждения должна быть рассчитана на автоматическое управление при останове в резерв синхронных генераторов и компенсаторов и пуске находящихся в резерве.

7.1.3.22 Все системы возбуждения на время выхода из строя АРВ должны иметь средства, обеспечивающие нормальное возбуждение, развозбуждение и гашение поля синхронной машины.

7.1.4 Размещение и установка генераторов и синхронных компенсаторов и их вспомогательного оборудования

7.1.4.1 Расстояния от генераторов и синхронных компенсаторов до стен зданий, а также расстояния между ними должны определяться по технологическим условиям, однако они должны быть не менее приведенных в [7] (пункты 5.1.11–5.1.13).

Размеры машинного зала должны выбираться с учетом:

1) возможности монтажа и демонтажа агрегатов без останова работающих агрегатов;

2) применения кранов со специальными, преимущественно жесткими захватными приспособлениями, позволяющими полностью использовать ход крана;

3) отказа от подъема и опускания краном отдельных длинных, но относительно легких деталей агрегата (штанги, тяги) с их монтажом специальными подъемными приспособлениями;

4) возможности размещения узлов и деталей во время монтажа и ремонта агрегата.

7.1.4.2 Фундамент и конструкция генераторов и синхронных компенсаторов должны быть выполнены так, чтобы при работе оборудования вибрация оборудования, фундамента и здания не превышала значений, установленных нормами.

7.1.4.3 Панели управления, защиты, автоматики, возбуждения, маслоснабжения и охлаждения генератора и синхронного компенсатора, как правило, размещают в закрытых помещениях недалеко от него, но вне фундаментов генератора или синхронного компенсатора.

Панели и шкафы системы возбуждения, включая силовые панели, тиристорные шкафы преобразователей, АРВ и систем управления, как правило, размещают в непосредственной близости друг от друга (рекомендовано в один ряд). Допускается установка теплообменников в другом помещении, при этом панель управления теплообменником нужно устанавливать рядом с ним.

Отдельно допускается также устанавливать источники питания системы возбуждения и сопротивления самосинхронизации (сопротивления для укорачивания обмотки ротора).

7.1.4.4 Вблизи гидрогенераторов допускается установка воздухосборников сжатого воздуха.

7.1.4.5 Баллоны с углекислым газом (азотом), устанавливаемые в центральной углекислотной (азотной) установке, должны храниться в условиях, определяемых НПА и ТНПА в этой области.

7.1.5 Защита генераторов (синхронных компенсаторов) от грозовых перенапряжений

7.1.5.1 При устройстве защиты генераторов (синхронных компенсаторов) от грозовых перенапряжений следует руководствоваться требованиями [58] (подраздел 10.6) и 6.2.9 настоящего технического кодекса.

7.2 Электродвигатели и их аппараты управления и защиты

7.2.1 Область применения

7.2.1.1 Настоящий подраздел распространяется на электродвигатели и их аппараты управления и защиты в стационарных установках производственных и других помещений различного назначения. На эти установки распространяются также требования, приведенные в [7] (пункты 5.1.11, 5.1.13, 5.1.17, 5.1.19), и соответствующие требования других разделов не противоречащие требованиям настоящего раздела.

7.2.2 Общие требования

7.2.2.1 Меры по обеспечению надежности питания должны выбираться в соответствии с [9] (пункт 4.12) в зависимости от категории ответственности электроприемников. Эти меры могут применяться не к отдельным электродвигателям, а к питающим их трансформаторам и преобразовательным подстанциям, распределительным устройствам и пунктам.

Резервирования линии, непосредственно питающей электродвигатель, не требуется независимо от категории надежности электроснабжения.

7.2.2.2 Если необходимо обеспечить непрерывность технологического процесса при выходе из строя электродвигателя, его коммутационной аппаратуры или линии, непосредственно питающей электродвигатель, резервирование следует осуществлять путем установки резервного технологического агрегата или другими способами.

7.2.2.3 Электродвигатели и их аппараты управления и защиты должны быть выбраны и установлены таким образом и в необходимых случаях обеспечены такой системой охлаждения, чтобы температура их при работе не превышала допустимой по 7.2.3.12.

7.2.2.4 Электродвигатели и их аппараты управления и защиты должны быть установлены таким образом, чтобы они были доступны для осмотра и замены, а также по возможности для ремонта на месте установки. Если электроустановка содержит электродвигатели или аппараты массой 100 кг и более, то должны быть предусмотрены приспособления для их такелажа.

7.2.2.5 Вращающиеся части электродвигателей и части, соединяющие электродвигатели с механизмами (муфты, шкивы), должны иметь ограждения от случайных прикосновений.

7.2.2.6 Электродвигатели и их аппараты управления и защиты должны быть заземлены или занулены в соответствии с 4.3.

7.2.2.7 Исполнение электродвигателей должно соответствовать условиям окружающей среды.

7.2.2.8 Трехфазные асинхронные электродвигатели напряжением до 1 кВ мощностью от 7,5 до 375 кВт должны соответствовать классу энергоэффективности не ниже IE3, допускается устанавливать электродвигатели класса IE2 при их работе с частотно-регулируемым приводом.

7.2.3 Выбор электродвигателей

7.2.3.1 Электрические и механические параметры электродвигателей (номинальные мощность, напряжение, частота вращения, относительная продолжительность рабочего периода, пусковой,

минимальный, максимальный моменты, пределы регулирования частоты вращения и т. п.) должны соответствовать параметрам приводимых ими механизмов во всех режимах их работы в данной установке.

7.2.3.2 Для механизмов, сохранение которых в работе после кратковременных перерывов питания или понижения напряжения, обусловленных отключением КЗ, действием АПВ или АВР, необходимо по технологическим условиям и допустимо по условиям техники безопасности, должен быть обеспечен самозапуск их электродвигателей.

Применять для механизмов с самозапуском электродвигатели и трансформаторы большей мощности, чем это требуется для их нормальной длительной работы, как правило, не требуется.

7.2.3.3 Для привода механизмов, не требующих регулирования частоты вращения, независимо от их мощности рекомендуется применять электродвигатели синхронные или асинхронные с короткозамкнутым ротором. Тип двигателя выбирают в зависимости от условий работы и его необходимых характеристик.

Для привода механизмов, имеющих тяжелые условия пуска или работы либо требующих изменения частоты вращения, следует применять электродвигатели с наиболее простыми и экономичными методами пуска или регулирования частоты вращения, возможными в данной установке.

7.2.3.4 Синхронные электродвигатели, как правило, должны иметь устройства форсировки возбуждения или компаундирования.

7.2.3.5 Синхронные электродвигатели в случаях, когда они по своей мощности могут обеспечить регулирование напряжения или режима реактивной мощности в данном узле нагрузки, должны иметь АРВ.

При выполнении устройств АВР следует проверять условия перегрузки резервного источника питания и самозапуска электродвигателей и, если имеет место чрезмерная перегрузка или не обеспечивается самозапуск, выполнять разгрузку при действии АВР (например, отключение неответственных, а в некоторых случаях и части ответственных электродвигателей; для последних рекомендуется применение АПВ).

При выполнении АВР должна учитываться недопустимость его действия на включение потребителей, отключенных устройствами АЧР. С этой целью должны применяться специальные мероприятия (например, блокировка по частоте); в отдельных случаях при специальном обосновании невозможности выполнения указанных мероприятий допускается не предусматривать АВР.

7.2.3.6 Электродвигатели постоянного тока допускается применять только в тех случаях, когда электродвигатели переменного тока не обеспечивают требуемых характеристик механизма или неэкономичны.

7.2.3.7 Электродвигатели, устанавливаемые в помещениях с нормальной средой, как правило, должны иметь исполнение IP00 или IP20.

7.2.3.8 Электродвигатели, устанавливаемые на открытом воздухе, должны иметь исполнение не менее IP44 или специальное, соответствующее условиям их работы (например, для открытых химических установок, для особо низких температур).

7.2.3.9 Электродвигатели, устанавливаемые в помещениях, где возможно оседание на их обмотках пыли и других веществ, нарушающих естественное охлаждение, должны иметь исполнение не менее IP44 или продуваемое с подводом чистого воздуха. Корпус продуваемого электродвигателя, воздуховоды и все сопряжения и стыки должны быть тщательно уплотнены для предотвращения присоса воздуха в систему вентиляции.

При продуваемом исполнении электродвигателя рекомендуется предусматривать задвижки для предотвращения всасывания окружающего воздуха при останове электродвигателя. Подогрев наружного (холодного) воздуха не требуется.

7.2.3.10 Электродвигатели, устанавливаемые в местах сырых или особо сырых, должны иметь исполнение не менее IP43 и изоляцию, рассчитанную на действие влаги и пыли (со специальной обмазкой, влагостойкую и т. п.).

7.2.3.11 Электродвигатели, устанавливаемые в местах с химически активными парами или газами, должны иметь исполнение не менее IP44 или продуваемое с подводом чистого воздуха при соблюдении требований, приведенных в 7.2.3.9. Допускается также применение электродвигателей исполнения не менее IP33, но с химически стойкой изоляцией и с закрытием открытых неизолированных токоведущих частей колпаками или другим способом.

7.2.3.12 Для электродвигателей, устанавливаемых в помещениях с температурой воздуха более плюс 40 °С, должны выполняться мероприятия, исключающие возможность их недопустимого нагрева (например, принудительная вентиляция с подводом охлаждающего воздуха, наружный обдув и т. п.).

7.2.3.13 При замкнутой принудительной системе вентиляции электродвигателей следует предусматривать приборы контроля температуры воздуха и охлаждающей воды.

7.2.3.14 Электродвигатели, снабженные заложенными в обмотки или магнитопроводы термоиндикаторами, должны иметь выводы от последних на специальные щитки, обеспечивающие удобство проведения периодических измерений. Щитовые измерительные приборы для этого, как правило, не должны предусматриваться.

7.2.4 Установка электродвигателей

7.2.4.1 Электродвигатели должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы была исключена возможность попадания на их обмотки и токосъемные устройства воды, масла, эмульсии и т. п., а вибрация оборудования, фундаментов и частей здания не превышала допустимых значений.

7.2.4.2 Шум, создаваемый электродвигателем совместно с приводимым им механизмом, не должен превышать уровня, допустимого санитарными нормами, см. [72].

7.2.4.3 Проходы обслуживания между фундаментами или корпусами электродвигателей, между электродвигателями и частями здания или оборудования должны быть не менее указанных в [7] (глава 5.1).

7.2.4.4 Электродвигатели и аппараты, за исключением имеющих степень защиты не менее IP44, а резисторы и реостаты − всех исполнений должны быть установлены на расстоянии не менее 1 м от конструкций зданий, выполненных из горючих материалов (см. ГОСТ 30244).

7.2.4.5 Синхронные электрические машины мощностью 1 МВт и более и машины постоянного тока мощностью 1 МВт и более должны иметь электрическую изоляцию одного из подшипников от фундаментной плиты для предотвращения образования замкнутой цепи тока через вал и подшипники машины. При этом у синхронных машин должны быть изолированы подшипник со стороны возбудителя и все подшипники возбудителя. Маслопроводы этих электрических машин должны быть изолированы от корпусов их подшипников.

7.2.4.6 Электродвигатели выше 1 кВ разрешается устанавливать непосредственно в производственных помещениях, соблюдая следующие условия:

1) электродвигатели, имеющие выводы под статором или требующие специальных устройств для охлаждения, следует устанавливать на фундаменте с камерой (фундаментной ямой);

2) фундаментная яма электродвигателя должна удовлетворять требованиям, предъявляемым к камерам ЗРУ выше 1 кВ в соответствии с 6.2;

3) размеры фундаментной ямы должны быть не менее допускаемых для полупроходных кабельных туннелей по [8] (пункт 9.10.23);

4) кабели и провода, присоединяемые к электродвигателям, установленным на виброизолирующих основаниях, на участке между подвижной и неподвижной частями основания должны иметь гибкие медные жилы.

7.2.5 Аппараты управления

7.2.5.1 Для группы электродвигателей, служащих для привода одной машины или ряда машин, осуществляющих единый технологический процесс, следует, как правило, применять общий аппарат или комплект коммутационных аппаратов, если это оправдывается требованиями удобства или безопасности эксплуатации. В остальных случаях каждый электродвигатель должен иметь отдельные аппараты управления.

Аппараты управления в цепях электродвигателей должны отключать от сети одновременно все проводники, находящиеся под напряжением. В цепи отдельных электродвигателей допускается иметь аппарат, отключающий не все проводники, если в общей цепи группы таких электродвигателей установлен аппарат, отключающий все проводники.

7.2.5.2 При наличии дистанционного или автоматического управления электродвигателем какого-либо механизма вблизи последнего должен быть установлен аппарат аварийного отключения, исключающий возможность дистанционного или автоматического пуска электродвигателя до принудительного возврата этого аппарата в исходное положение.

Не требуется устанавливать аппараты аварийного отключения у механизмов:

1) расположенных в пределах видимости с места управления;

2) доступных только квалифицированному обслуживающему персоналу (например, вентиляторы, устанавливаемые на крышах, вентиляторы и насосы, устанавливаемые в отдельных помещениях);

3) конструктивное исполнение которых исключает возможность случайного прикосновения к движущимся и вращающимся частям; около этих механизмов должно быть предусмотрено вывешивание плакатов, предупреждающих о возможности дистанционного или автоматического пуска;

4) имеющих аппарат местного управления с фиксацией команды на отключение.

Целесообразность установки аппаратов местного управления (пуск, останов) вблизи дистанционно или автоматически управляемых механизмов должна определяться в зависимости от требований технологии, техники безопасности и организации управления данной установкой.

7.2.5.3 Цепи управления электродвигателями допускается питать как от главных цепей, так и от других источников электроэнергии, если это вызывается технической необходимостью.

Во избежание внезапных пусков электродвигателя при восстановлении напряжения в главных цепях должна быть предусмотрена блокировочная связь, обеспечивающая автоматическое отключение главной цепи во всех случаях исчезновения напряжения в ней, если не предусматривается самозапуск.

7.2.5.4 На корпусах аппаратов управления и разъединяющих аппаратах должны быть нанесены четкие знаки, позволяющие легко распознавать включенное и отключенное положения рукоятки управления аппаратом. В случаях, если оператор не может определить по состоянию аппарата управления, включена или отключена главная цепь электродвигателя, рекомендуется предусматривать световую сигнализацию.

7.2.5.5 Аппараты управления должны без повреждений и ненормального износа коммутировать наибольшие токи нормальных режимов работы управляемого ими электродвигателя (пусковой, тормозной, реверса, рабочий). Если реверсы и торможения не имеют места в нормальном режиме, но возможны при неправильных операциях, то аппараты управления в главной цепи должны коммутировать эти операции без разрушения.

7.2.5.6 Аппараты управления должны быть стойкими к расчетным токам КЗ в соответствии с [8] (раздел 6).

7.2.5.7 Аппараты управления по электрическим и механическим параметрам должны соответствовать характеристикам приводимого механизма во всех режимах его работы в данной установке.

7.2.5.8 Использование втычных контактных соединителей для управления переносными электродвигателями допускается только при мощности электродвигателя не более 1 кВт.

Втычные контактные соединители, служащие для присоединения передвижных электродвигателей мощностью более 1 кВт, должны иметь блокировку, при которой отключение и включение соединения возможны только при отключенном положении пускового аппарата в главной (силовой) цепи электродвигателя.

7.2.5.9 Включение обмоток магнитных пускателей, контакторов и автоматических выключателей в сети до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью может производиться на междуфазном или фазном напряжении.

При включении обмоток указанных выше аппаратов на фазное напряжение должно быть предусмотрено одновременное отключение всех трех фаз ответвления к электродвигателю автоматическим выключателем, а при защите предохранителями – специальными устройствами, действующими на отключение пускателя или контактора при перегорании предохранителей в одной или любых двух фазах.

При включении обмотки на фазное напряжение ее нейтральный вывод должен быть надежно присоединен к нейтральному проводнику питающей линии или отдельному изолированному проводнику, присоединенному к нейтральной точке сети.

7.2.5.10 Аппараты управления электродвигателей, питаемых по схеме блока трансформатор − электродвигатель, следует, как правило, устанавливать на вводе от сети, питающей блок, без установки их на вводе к электродвигателю.

7.2.5.11 При наличии дистанционного или автоматического управления механизмами должна быть предусмотрена предварительная (перед пуском) сигнализация или звуковое оповещение о предстоящем пуске. Такую сигнализацию и такое оповещение не требуется предусматривать у механизмов, вблизи которых установка аппарата аварийного отключения не требуется по 7.2.5.2.

7.2.5.12 Провода и кабели, которые соединяют пусковые реостаты с фазными роторами асинхронных электродвигателей, должны выбираться по длительно допустимому току для следующих условий:

– работа с замыканием колец электродвигателя накоротко: при пусковом статическом моменте механизма, не превышающем 50 % номинального момента электродвигателя (легкий пуск), − 35 % номинального тока ротора, в остальных случаях − 50 % номинального тока ротора;

– работа без замыкания колец электродвигателя накоротко − 100 % номинального тока ротора.

7.2.5.13 Пуск асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором и синхронных электродвигателей должен производиться, как правило, непосредственным включением в сеть (прямой пуск). При невозможности прямого пуска следует применять пуск через реактор, трансформатор или автотрансформатор. В особых случаях допускается применение пуска с подъемом частоты сети с нуля.

7.2.5.14 Электродвигатели, работающие в составе частотно- регулируемых приводов в электрических сетях промышленных предприятий напряжением свыше 1000 В и током свыше 400 А, должны быть оснащены фильтрами подавления радиопомех.

7.2.5.15 Электродвигатели, работающие в составе частотно- регулируемых приводов в электросетях напряжением до 1000 В, также должны быть оснащены фильтрами подавления радиопомех.

При повышенных требованиях к помехоустойчивости, которые невозможно обеспечить с помощью предусмотренных в частотном преобразователе функций подавления помех, можно использовать внешние фильтры, устанавливаемые рядом с преобразователем.

На входе частотных преобразователей для питания электродвигателей мощностью более 15 кВт должны быть установлены сетевые сглаживающие фильтры с соблюдением рекомендаций производителей преобразователей.

7.2.6 Защита асинхронных и синхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ

7.2.6.1 На электродвигателях должна предусматриваться защита от многофазных замыканий по 7.2.6.4 и в случаях, оговоренных ниже, защита от однофазных замыканий на землю по 7.2.6.6, защита от токов перегрузки по 7.2.6.7 и защита минимального напряжения по 7.2.6.10 и 7.2.6.11. На синхронных электродвигателях должна, кроме того, предусматриваться защита от асинхронного режима по 7.2.6.8 и 7.2.6.9, которая может быть совмещена с защитой от токов перегрузки.

Защита электродвигателей с изменяемой частотой вращения должна выполняться для каждой частоты вращения в виде отдельного комплекта, действующего на свой выключатель.

7.2.6.2 На электродвигателях, имеющих принудительную смазку подшипников, следует устанавливать защиту, действующую на сигнал и отключение электродвигателя при повышении температуры или прекращении действия смазки.

На электродвигателях, имеющих принудительную вентиляцию, следует устанавливать защиту, действующую на сигнал и отключение электродвигателя при повышении температуры или прекращении действия вентиляции.

7.2.6.3 Электродвигатели с водяным охлаждением обмоток и активной стали статора, а также с встроенными воздухоохладителями, охлаждаемыми водой, должны иметь защиту, действующую на сигнал при уменьшении потока воды ниже заданного значения и на отключение электродвигателя при его прекращении. Кроме того, должна быть предусмотрена сигнализация, действующая при появлении воды в корпусе электродвигателя.

7.2.6.4 Для защиты электродвигателей от многофазных замыканий в случаях, если не применяются предохранители, должны предусматриваться:

1) токовая однорелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого или косвенного действия, включенным на разность токов двух фаз, − для электродвигателей мощностью менее 2 МВт;

2) токовая двухрелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого или косвенного действия – для электродвигателей мощностью 2 МВт и более, имеющих действующую на отключение защиту от однофазных замыканий на землю по 7.2.6.6, а также для электродвигателей мощностью менее 2 МВт, если защита по перечислению 1) не удовлетворяет требованиям чувствительности или если двухрелейная отсечка оказывается целесообразной по исполнению комплектной защиты или применяемого привода с реле прямого действия.

При отсутствии защиты от однофазных замыканий на землю токовая отсечка электродвигателей мощностью 2 МВт и более должна выполняться трехрелейной с тремя трансформаторами тока. Допускается защита в двухфазном исполнении с дополнением защиты от двойных замыканий на землю, выполненная с помощью трансформатора тока нулевой последовательности и токового реле;

3) продольная дифференциальная токовая защита − для электродвигателей мощностью 5 МВт и более, а также менее 5 МВт, если установка токовых отсечек по перечислениям 1) и 2) не обеспечивает выполнения требований чувствительности; продольная дифференциальная защита электродвигателей при наличии на них защиты от замыканий на землю должна иметь двухфазное исполнение, а при отсутствии этой защиты − трехфазное, с тремя трансформаторами тока. Допускается защита в двухфазном исполнении с дополнением защиты от двойных замыканий на землю, выполненной с помощью трансформатора тока нулевой последовательности и токового реле.

Для электродвигателей мощностью 5 МВт и более, выполненных без шести выводов обмотки статора, должна предусматриваться токовая отсечка.

7.2.6.5 Для блоков трансформатор (автотрансформатор) − электродвигатель должна предусматриваться общая защита от многофазных замыканий:

1) токовая отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах по 7.2.6.4, – для электродвигателей мощностью до 2 МВт. При схеме соединения обмоток трансформатора «звезда – треугольник» отсечка выполняется из трех токовых реле: двух включенных на фазные токи и одного включенного на сумму этих токов.

При невозможности установки трех реле (например, при ограниченном числе реле прямого действия) допускается схема с двумя реле, включенными на соединенные треугольником вторичные обмотки трех трансформаторов тока;

2) дифференциальная отсечка в двухрелейном исполнении, отстроенная от бросков тока намагничивания трансформатора, − для электродвигателей мощностью более 2 МВт, а также 2 МВт и менее, если защита по перечислению 1) не удовлетворяет требованиям чувствительности при междуфазном КЗ на выводах электродвигателя;

3) продольная дифференциальная токовая защита в двухрелейном исполнении с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока − для электродвигателей мощностью более 5 МВт, а также 5 МВт и менее, если установка отсечек по перечислениям 1) и 2) не удовлетворяет требованиям чувствительности.

Оценка чувствительности защиты должна проводиться в соответствии с [9] (подраздел 15.10) при КЗ на выводах электродвигателя.

Защита должна действовать на отключение выключателя блока, а у синхронных электродвигателей − также на устройство АГП, если оно предусмотрено.

Для блоков с электродвигателями мощностью более 20 МВт, как правило, должна предусматриваться защита от замыкания на землю, охватывающая не менее 85 % витков обмотки статора электродвигателя и действующая на сигнал с выдержкой времени.

Указания по выполнению остальных видов защиты трансформаторов (автотрансформаторов) в соответствии с [9] (пункты 15.2.17 и 15.2.20) и электродвигателей при работе их раздельно действительны и в том случае, если они объединены в блок трансформатор (автотрансформатор) − электродвигатель.

7.2.6.6 Защита электродвигателей мощностью до 2 МВт от однофазных замыканий на землю при отсутствии компенсации должна предусматриваться при токах замыкания на землю 10 А и более, а при наличии компенсации – если остаточный ток в нормальных условиях превышает это значение. Такая защита для электродвигателей мощностью более 2 МВт должна предусматриваться при токах 5 А и более.

Ток срабатывания защит электродвигателей от замыканий на землю должен быть не более: для электродвигателей мощностью до 2 МВт – 10 А и для электродвигателей мощностью более 2 МВт – 5 А.

Рекомендуется использовать меньшие токи срабатывания, если это не усложняет выполнение защиты.

Защиту следует выполнять без выдержки времени (за исключением электродвигателей, для которых требуется замедление защиты по условию отстройки от переходных процессов) с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности, установленных, как правило, в РУ. В случаях если установка трансформаторов тока нулевой последовательности в РУ невозможна или может вызвать увеличение выдержки времени защиты, допускается устанавливать их у выводов электродвигателя в фундаментной яме.

Если защита по условию отстройки от переходных процессов должна иметь выдержку времени, то для обеспечения быстродействующего отключения двойных замыканий на землю в различных точках должно устанавливаться дополнительное токовое реле с первичным током срабатывания около 50−100 А.

Защита должна действовать на отключение электродвигателя, а у синхронных электродвигателей − также на устройство АГП, если оно предусмотрено.

7.2.6.7 Защита от перегрузки должна предусматриваться на электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам, и на электродвигателях с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска (длительность прямого пуска непосредственно от сети 20 с и более), перегрузка которых возможна при чрезмерном увеличении длительности пускового периода вследствие понижения напряжения в сети.

Защиту от перегрузки следует предусматривать в одной фазе с зависимой или независимой от тока выдержкой времени, отстроенной от длительности пуска электродвигателя в нормальных условиях и самозапуска после действия АВР и АПВ. Выдержка времени защиты от перегрузки синхронных электродвигателей во избежание излишних срабатываний при длительной форсировке возбуждения должна быть по возможности близкой к наибольшей допустимой по тепловой характеристике электродвигателя.

На электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам, защита, как правило, должна выполняться с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма.

Действие защиты на отключение электродвигателя допускается:

– на электродвигателях механизмов, для которых отсутствует возможность своевременной разгрузки без останова, или на электродвигателях, работающих без постоянного дежурства персонала;

− на электродвигателях механизмов с тяжелыми условиями запуска или самозапуска.

Для электродвигателей, которые защищаются от токов КЗ предохранителями, не имеющими вспомогательных контактов для сигнализации об их перегорании, должна предусматриваться защита от перегрузки в двух фазах.

7.2.6.8 Защита синхронных электродвигателей от асинхронного режима может осуществляться при помощи реле, реагирующего на увеличение тока в обмотках статора; она должна быть отстроена по времени от пускового режима и тока при действии форсировки возбуждения.

Защита, как правило, должна выполняться с независимой от тока характеристикой выдержки времени. Допускается применение защиты с зависимой от тока характеристикой на электродвигателях с отношением КЗ более единицы.

При выполнении схемы защиты должны приниматься меры по предотвращению отказа защиты при биениях тока асинхронного режима. Допускается применение других способов защиты, обеспечивающих надежное действие защиты при возникновении асинхронного режима.

7.2.6.9 Защита синхронных электродвигателей от асинхронного режима должна действовать с выдержкой времени на одну из схем, предусматривающих:

1) ресинхронизацию;

2) ресинхронизацию с автоматической кратковременной разгрузкой механизма до такой нагрузки, при которой обеспечивается втягивание электродвигателя в синхронизм (при допустимости кратковременной разгрузки по условиям технологического процесса);

3) отключение электродвигателя и повторный автоматический пуск;

4) отключение электродвигателя (при невозможности его разгрузки или ресинхронизации, при отсутствии необходимости автоматического повторного пуска и ресинхронизации по условиям технологического процесса).

7.2.6.10 Для облегчения условий восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска электродвигателей ответственных механизмов следует предусматривать отключение защитой минимального напряжения электродвигателей неответственных механизмов суммарной мощностью, определяемой возможностями источника питания и сети по обеспечению самозапуска.

Выдержки времени защиты минимального напряжения должны выбираться в пределах от 0,5 до 1,5 с − на ступень больше времени действия быстродействующих защит от многофазных КЗ, а уставки по напряжению должны быть, как правило, не выше 70 % номинального напряжения.

При наличии синхронных электродвигателей, если напряжение на отключенной секции затухает медленно, в целях ускорения действия АВР и АПВ может быть применено гашение поля синхронных электродвигателей ответственных механизмов с помощью защиты минимальной частоты или других способов, обеспечивающих быстрейшую фиксацию потери питания.

Эти же средства могут быть использованы для отключения неответственных синхронных электродвигателей, а также для предупреждения несинхронного включения отключенных двигателей, если токи выключения превышают допустимые значения.

В электроустановках промышленных предприятий в случаях, если не может быть осуществлен одновременный самозапуск всех электродвигателей ответственных механизмов по 7.2.3.2, следует применять отключение части таких ответственных механизмов и их автоматический повторный пуск по окончании самозапуска первой группы электродвигателей. Включение последующих групп может быть осуществлено по току, напряжению или времени.

7.2.6.11 Защита минимального напряжения с выдержкой времени не более 10 с и уставкой по напряжению, как правило, не выше 50 % номинального напряжения (кроме случаев, приведенных в 7.2.6.10) должна устанавливаться на электродвигателях ответственных механизмов также в случаях, если самозапуск механизмов после останова недопустим по условиям технологического процесса или по условиям безопасности и, кроме того, если не может быть обеспечен самозапуск всех электродвигателей ответственных механизмов по 7.2.6.10. Кроме указанных случаев эту защиту следует использовать также для обеспечения надежности пуска АВР электродвигателей взаиморезервируемых механизмов.

На электродвигателях с изменяемой частотой вращения ответственных механизмов, самозапуск которых допустим и целесообразен, защиты минимального напряжения должны проводить автоматическое переключение на низшую частоту вращения.

7.2.6.12 На синхронных электродвигателях должно предусматриваться автоматическое гашение поля. Для электродвигателей мощностью 2 МВт и более АГП осуществляется путем введения сопротивления в цепь обмотки возбуждения. Для электродвигателей мощностью менее 2 МВт допускается осуществлять АГП путем введения сопротивления в цепь обмотки возбуждения возбудителя. Для синхронных электродвигателей менее 0,5 МВт АГП, как правило, не требуется. На синхронных электродвигателях, которые снабжены системой возбуждения, выполненной на управляемых полупроводниковых элементах, АГП независимо от мощности двигателя может осуществляться инвертированием, если оно обеспечивается схемой питания. В противном случае АГП должно осуществляться введением сопротивления в цепь обмотки возбуждения.

7.2.7 Защита электродвигателей напряжением до 1 кВ (асинхронных, синхронных и постоянного тока)

7.2.7.1 Для электродвигателей переменного тока должна предусматриваться защита от многофазных замыканий по 7.2.7.2, в сетях с глухозаземленной нейтралью − также от однофазных замыканий, а в случаях, предусмотренных в 7.2.7.3 и 7.2.7.4, кроме того, защита от токов перегрузки и защита минимального напряжения. На синхронных электродвигателях (при невозможности втягивания в синхронизм с полной нагрузкой) дополнительно должна предусматриваться защита от асинхронного режима согласно 7.2.7.5.

Для электродвигателей постоянного тока должны предусматриваться защиты от КЗ. При необходимости дополнительно могут устанавливаться защиты от перегрузки и от чрезмерного повышения частоты вращения.

7.2.7.2 Для защиты электродвигателей от КЗ должны применяться предохранители или автоматические выключатели.

Номинальные токи плавких вставок предохранителей и расцепителей автоматических выключателей должны выбираться таким образом, чтобы обеспечивалось надежное отключение КЗ на зажимах электродвигателей в соответствии с [9] (подраздел 15.1). Защита не должна срабатывать при технологических перегрузках, пуске или самозапуске механизма. С этой целью отношение пускового тока электродвигателя к номинальному току плавкой вставки должно быть:

– не более 2,5 для электродвигателей механизмов с легкими условиями пуска;

– равным 2,0−1,6 для электродвигателей механизмов с тяжелыми условиями пуска (большая длительность разгона, частые пуски, технологические перегрузки).

Для электродвигателей ответственных механизмов с целью особо надежной отстройки предохранителей от толчков тока допускается принимать это отношение равным 1,6 независимо от условий пуска электродвигателя, если кратность тока КЗ на зажимах электродвигателя составляет не менее указанной в [9] (подраздел 15.1).

Допускается осуществление защиты от КЗ одним общим аппаратом для группы электродвигателей при условии, что эта защита обеспечивает термическую стойкость пусковых аппаратов и аппаратов защиты от перегрузок, примененных в цепи каждого электродвигателя этой группы.

На электростанциях для защиты от КЗ электродвигателей собственных нужд, связанных с основным технологическим процессом, должны применяться автоматические выключатели. При недостаточной чувствительности электромагнитных расцепителей автоматических выключателей в системе собственных нужд электростанций могут применяться выносные токовые реле с действием на независимый расцепитель выключателя.

Для надежного обеспечения селективности защит в питающей сети собственных нужд электростанций в качестве защиты электродвигателей от КЗ рекомендуется применять электромагнитные расцепители-отсечки.

7.2.7.3 Защита электродвигателей от перегрузки должна устанавливаться в случаях, если возможна перегрузка механизма по технологическим причинам, а также если при особо тяжелых условиях пуска или самозапуска необходимо ограничить длительность пуска при пониженном напряжении. Защита должна выполняться с выдержкой времени и может быть осуществлена тепловым реле или другими устройствами, в частности соответствующими расцепителями автоматических выключателей.

Защита от перегрузки должна действовать на отключение, на сигнал или на разгрузку механизма, если разгрузка возможна.

Применение защиты от перегрузки не требуется для электродвигателей с повторно-кратковременным режимом работы.

7.2.7.4 Защита минимального напряжения должна устанавливаться в следующих случаях:

– для электродвигателей постоянного тока, которые не допускают непосредственного включения в сеть;

– для электродвигателей механизмов, самозапуск которых после останова недопустим по условиям технологического процесса или по условиям безопасности;

– для части прочих электродвигателей в соответствии с условиями, приведенными в 7.2.6.10.

Для ответственных электродвигателей, для которых необходим самозапуск, если их включение проводится при помощи контакторов и пускателей с удерживающей обмоткой, в цепи управления должны применяться механические или электрические устройства выдержки времени, обеспечивающие включение электродвигателя при восстановлении напряжения в течение заданного времени. Для таких электродвигателей, если это допустимо по условиям технологического процесса и условиям безопасности, можно также вместо кнопок управления применять выключатели, с тем чтобы цепь удерживающей обмотки оставалась замкнутой помимо вспомогательных контактов пускателя и этим обеспечивалось автоматическое обратное включение при восстановлении напряжения независимо от времени перерыва питания.

7.2.7.5 Для синхронных электродвигателей защита от асинхронного режима должна, как правило, осуществляться с помощью защиты от перегрузки по току статора.

7.2.7.6 Защита от КЗ в электродвигателях переменного и постоянного тока должна предусматриваться:

1) в электроустановках с заземленной нейтралью − во всех фазах или полюсах;

2) в электроустановках с изолированной нейтралью:

– при защите предохранителями − во всех фазах или полюсах;

– при защите автоматическими выключателями − не менее чем в двух фазах или одном полюсе, при этом в пределах одной и той же электроустановки защиту следует осуществлять в одних и тех же фазах или полюсах.

Защита электродвигателей переменного тока от перегрузок должна выполняться:

– в двух фазах при защите электродвигателей от КЗ предохранителями;

– в одной фазе при защите электродвигателей от КЗ автоматическими выключателями.

Защита электродвигателей постоянного тока от перегрузок должна выполняться в одном полюсе.

7.2.7.7 Аппараты защиты электродвигателей должны удовлетворять требованиям [9] (подраздел 15.1). Все виды защиты электродвигателей от КЗ, перегрузки, минимального напряжения допускается осуществлять соответствующими расцепителями, встроенными в один аппарат.

7.2.7.8 Специальные виды защиты от работы на двух фазах допускается применять в порядке исключения на электродвигателях, не имеющих защиты от перегрузки, для которых существует повышенная вероятность потери одной фазы, ведущая к выходу электродвигателя из строя с тяжелыми последствиями.

7.2.8 Защита электродвигателей от грозовых перенапряжений

7.2.8.1 При устройстве защиты электродвигателей от грозовых перенапряжений следует руководствоваться [8] (подраздел 10.6) и 6.2.9 настоящего технического кодекса.

8 Сети электрические распределительные сельские

8.1 Область применения

Положения настоящего раздела распространяются на внешние распределительные электрические сети сельскохозяйственного назначения напряжением 0,38-10 кВ (далее – сельские РС), расположенные в сельской местности (населенной и ненаселенной) и устанавливают правила устройства линий электропередачи (воздушных, кабельных, кабельно-воздушных), трансформаторных подстанций, электрооборудования и других элементов сельских РС с обеспечением требуемой надежности электроснабжения потребителей.

Положения раздела также применяют для объектов сельских РС с планируемым переходом на использование электрической энергии, при бытовом потреблении, для нужд отопления, горячего водоснабжения и пищеприготовления и значительным ростом в связи с этим электрических нагрузок.

8.2 Общие положения

8.2.1 Положениями настоящего раздела следует руководствоваться при:

- разработке схем развития электрических сетей 10 кВ района электрических сетей;

– выдаче ТУ на присоединение электроустановок сельскохозяйственных потребителей к электрической сети;

– разработке схем электроснабжения объектов сельскохозяйственного назначения;

– разработке мероприятий по повышению надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, выполняемых организациями, осуществляющими эксплуатацию сетей электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

8.2.2 Применяемые электротехническое оборудование и электротехнические материалы должны соответствовать требованиям ТР ТС 004.

8.2.2.1 Конструкция, исполнение, способ установки, класс изоляции и степень защиты электрооборудования должны соответствовать номинальному напряжению сети и условиям окружающей среды, характеристика которой установлена в ГОСТ 15150, (ГОСТ 15543.1 при необходимости), ГОСТ 14254 и настоящем разделе.

8.2.2.2 Все элементы ВЛ (опоры и их детали, самонесущие и защищенные провода, линейная и спиральная арматура, изоляторы, узлы крепления всех видов и назначений и др.) по климатическому исполнению должны быть I категории размещения и отвечать требованиям ГОСТ 15150, обеспечивая возможность их применения в районах с умеренным и холодным (УХЛ) или умеренным (У) климатом. Металлические конструкции, изделия и узлы ВЛ должны быть защищены от коррозии.

8.2.3 При выборе режима заземления нейтрали в сетях 6-10 кВ следует руководствоваться [82]. В пределах территорий жилой застройки рекомендуется режим заземления нейтрали через низкоомное резистивное сопротивление или компенсированная нейтраль.

8.2.4 Схемные решения и технические параметры электрических сетей должно приниматься исходя из обеспечения необходимого уровня надежности с наименьшими капитальными вложениями.

Выбор схем и параметров электрических сетей следует проводить по потокам мощности в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах.

Элементы электроустановок сельских РС (трансформаторы, коммутационные аппараты, провода, кабели, электроаппараты и другие электротехнические изделия) выбираются такой мощности или для такой длительной допустимой нагрузки, чтобы при нормальном функционировании и коммутационных переключениях исключить:

– их нагрев, превышающий допустимое значение;

– опасные воздействия на прочее оборудование.

Нормируемые перегрузки, в том числе и в послеаварийных режимах, не должны приводить к разрушению изоляции или нарушению работы электроустановки.

8.2.5 Распределение потерь напряжения между элементами электрической сети следует проводить на основании расчета, исходя из уровней напряжения на шинах центра питания с учетом допустимого отклонения напряжения у электроприемников. При этом потери напряжения не должны превышать 10 %.

8.2.6 Для регулирования напряжения и обеспечения качества электроэнергии в сельских РС рекомендуется применение вольтодобавочных устройств. Целесообразность установки вольтодобавочных устройств (бустеров) на опорах ВЛ можно рассматривать в следующих случаях:

– на ВЛ 0,38 кВ, не отработавших срок службы, когда не обеспечиваются нормативные значения уровней напряжения удаленных потребителей (как правило, с протяженностью фидера более 1,0 км);

– в исключительных случаях как решение проблемы низкого напряжения на ВЛ 0,38 кВ большой протяженности (больше 1,0 км) при отсутствии возможности реконструкции ТП 10/0,4 кВ;

– в стесненных условиях, где нет возможности установить дополнительную ТП или затраты на прокладку новой ВЛ 0,38 кВ в несколько раз превышают стоимость вольтодобавочных устройств и их установки;

– если силовой трансформатор на ПС не перегружен даже в часы максимума нагрузок, сеть протяженная, не имеющая перспективы дальнейшего развития;

– при явно выраженной сезонной нагрузке в протяженных сетях, не имеющих перспективы дальнейшего развития.

8.2.7 При расчете электрических нагрузок сельскохозяйственных потребителей сельских РС следует руководствоваться настоящим разделом, [77] и [83] (для многоквартирных жилых домов и общественных зданий).

8.2.7.1 Общие указания к расчету электрических нагрузок сельских РС приведены в [83] (приложение А).

При определении электрических нагрузок сельскохозяйственных потребителей РС должны быть учтены все приемники электроэнергии, в том числе производственных, непромышленных и бытовых потребителей, находящихся в зоне объекта сельских РС.

Электрические нагрузки следует принимать (по данным ЭСО) на перспективу 10 лет для выбора сечений проводов и жил кабелей и 5 лет для выбора мощности трансформаторов, считая от года ввода их в эксплуатацию.

8.2.7.2 Расчетные (удельные) электрические нагрузки, используемые при бытовом потреблении электрической энергии, определяются в соответствии с положениями настоящего раздела и [83] – для усадебных жилых домов (одноквартирных и блокированных) без комплексного использования

электроэнергии (далее – КИЭ) и/или с КИЭ, а также [77] – для возводимых усадебных жилых домов и многоквартирных жилых домов с I и/или II степенью уровня электрификации.

Расчетная электрическая нагрузка зданий и сооружений, расположенных на земельных участках, предоставленных гражданам для ведения личного подсобного хозяйства, строительства и обслуживания индивидуальных гаражей принимается в соответствии с договорами электроснабжения, но не менее 6 кВт и 4 кВт – для домиков на участках садоводческих товариществ.

8.2.7.3 Расчетная электрическая нагрузка для эксплуатируемых одноквартирных, блокированных и многоквартирных жилых домов (без КИЭ) принимается в соответствии с договорами электроснабжения, но не менее 6 кВт на квартиру;

8.2.7.4 Расчетная электрическая нагрузка эксплуатируемых коттеджей (рекомендуемая) принимается в соответствии с договорами электроснабжения, но не менее значений, установленных в зависимости от типа плит в коттедже (согласно таблице 7.1 [77]), а именно: 6,0; 7,5; 10,0 кВт на коттедж.

8.2.7.5 Расчетная электрическая нагрузка усадьбы определяется путем суммирования расчетной электрической нагрузки квартиры усадебного дома (рекомендуется принимать согласно 8.2.5.4) и расчетной электрической нагрузки хозяйственной и/или производственной постройки и другого электрооборудования, установленных на приквартирных участках. Расчетная нагрузка усадьбы должна быть обоснована проектом и согласована в ЭСО.

8.2.7.6 Расчетная электрическая нагрузка домиков на садоводческих участках и дачных домиков принимается согласно [77] (не менее 4 кВт на домик).

8.2.7.7 Расчетные электрические нагрузки для возводимых усадебных жилых домов с КИЭ (одноквартирных и блокированных жилых домов) определяются по методике, рассмотренной в [83] (приложение А, с применением формулы А.1, таблицы А.1, разных коэффициентов и т.д.).

8.2.7.8 Электрическая нагрузка существующих жилых домов (обособленных жилых домов согласно [84]) в случаях перевода их на КИЭ определяется аналогично 8.2.7.7.

Подключение электроустановок обособленных жилых домов к распределительным электрическим сетям ЭСО проводится данными организациями от ближайшей точки подключения, имеющей техническую возможность такого подключения ([84] (пункт 1.2))).

8.2.7.9 При расчете нагрузок от общественных и индивидуальных зарядных станций для электромобилей следует руководствоваться коэффициентами спроса $K_{сз}$, приведенными в таблице 9.1.

8.2.7.10 Выбранный по условиям расчетной нагрузки на вводе в дом (квартиру) номинальный ток теплового расцепителя защитно-коммутационного аппарата, устанавливаемого в ВУ электроустановки бытового абонента (одноквартирный, блокированный жилой дом), не должен превышать величины фазного тока разрешенной ЭСО к использованию мощности потребления электрической энергии.

8.3 Требования по надежности электроснабжения

8.3.1 Надежность электроснабжения сельскохозяйственных потребителей на объектах сельских РС должна быть обеспечена:

а) достаточной установленной мощностью ТП;

б) требуемой пропускной способностью электрических сетей;

в) установкой у потребителя АИП;

г) применением реклоузеров 10 кВ, в том числе, на ответвлениях ВЛ 10 кВ от магистрали к району жилой застройки с применением СТП (согласно схеме 16, последнее ответвление).

8.3.2 Требования по надежности электроснабжения устанавливаются применительно к ВУ (ВРУ) здания, в котором имеются электроприемники или группы электроприемников (потребители).

8.3.3 Сельскохозяйственные потребители и их электроприемники в отношении требований надежности электроснабжения разделяются на три категории. Перечень сельскохозяйственных потребителей и электроприемников по надежности электроснабжения приведен в [85] (приложения Д и Ж).

8.3.4 Сельскохозяйственные потребители, использующие электрическую энергию для бытового потребления, как правило, относятся к категории III по надежности электроснабжения.

Допускается, по согласованию с ЭСО, в районах с построением сети со столбовыми подстанциями (согласно [86] (пункты 6.15 и 4.1.12)), категорию по надежности электроснабжения повышать до категории II, при условии выполнения требования [1] (пункт 6.1).

8.4 Схемы электрических сетей напряжением 10 кВ

8.4.1 При выборе схем построения сельских РС руководствуются положениями [9] и настоящего технического кодекса.

8.4.2 Сельские РС напряжением 10 кВ должны быть переменного трехфазного тока (возможно в двухфазном исполнении) с изолированной, заземленной через дугогасящие реакторы или заземленной через резистор нейтралью напряжением 10 кВ.

8.4.3 Схема электрической сети напряжением 10 кВ должна устраиваться по принципу кольцевания магистральных линий, обеспечивающих взаимноерезервирование от независимых источников питания. К линиям подключаются опорные трансформаторные подстанции[1] ОТП 10/0,4 кВ и сетевые РП 10 кВ.

Питание энергоемких потребителей категорий I и II может быть выполнено по двухлучевой схеме.

8.4.4 РУ 10 кВ ОТП предназначено также для установки устройств автоматического секционирования и резервирования линий, размещения устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики.

8.4.5 ОТП устанавливаются для секционирования разветвленных линий в центрах электрических нагрузок энергоемких потребителей категорий I и II и присоединяются в рассечку магистрали линий электропередачи.

8.4.6 Примеры выполнения схем электроснабжения потребителей приведены на рисунках 8.1-8.14.

Схема 1 на рисунке 8.1 применяется для электроснабжения особой группы потребителей категории I. Подключение независимого источника питания осуществляется к шинам 0,4 кВ в ОТП (вариант 1) либо непосредственно у электроприемника категории I в ВРУ-0,4 кВ с АВР (вариант 2).

Для электроснабжения потребителей категории I применяются схемы ТП 10/0,4 кВ, приведенные на рисунках 8.2, 8.3, 8.4 и 8.5.

Схема 1 на рисунке 8.1 и схема 2 на рисунке 8.2 позволяют осуществлять автоматическое сетевое резервирование на секционном выключателе и автоматическое отключение поврежденных участков линий 10 кВ. Применяется при необходимости автоматизации разветвленной сети с протяженными (более 5 км) ответвлениями от магистрали.

Схема 3 на рисунке 8.3 позволяет осуществлять местное и сетевое резервирование. Применяется при необходимости осуществления местного резерва, при незначительной протяженности ответвлений от магистрали. На отходящих линиях допускается установка выключателей нагрузки. На схеме показано подключение электроприемников категории I с АВР-0,4 кВ в ВУ(ВРУ).

Схема 4 на рисунке 8.4 и схема 5 на рисунке 8.5 применяются при двухлучевых схемах питания потребителя по сети 10 кВ.

Схема 5 на рисунке 8.5 используется для питания нескольких ТП 10/0,4 кВ, расположенных на небольшой территории, например, крупного сельскохозяйственного комплекса (объекта). На ней показано подключение электроприемников категории I с АВР-0,4 кВ и категории II в ВУ (ВРУ).

8.4.7 Для электроснабжения потребителей категории II применяются схемы, приведенные на рисунках 8.5–8.12.

На схемах 5 (см. рисунок 8.5), 6 (см. рисунок 8.6) и 10 (см. рисунок 8.10) показано подключение электроприемников категории II в ВУ (ВРУ).

Для схем 8 (см. рисунок 8.8), 9 (см. рисунок 8.9), 10 (см. рисунок 8.10) и 14 (см. рисунок 8.12) резервирование по сети 0,38 кВ организуется посредством подключения независимого источника к ТП 10/0,4 кВ или непосредственно у электроприемника категории II.

На рисунках 8.11, 8.12 приведены схемы сети 10 кВ с подключением ТП 10/0,4 кВ питающей потребителей категории II и неавтоматическим (ручным) вводом сетевого резерва.

Для электроснабжения потребителей категории III применяются схемы 11 (см. рисунок 8.11), 13 (см. рисунок 8.12).

На схеме 15 (см. рисунок 8.13) показана схема сети с подключением потребителей категорий I, II и III.

На схеме 16 (см. рисунок 14) приведены варианты присоединения СТП 10/0,4 кВ к сети 10 кВ.

8.4.8 Длину отходящих ЛЭП 10 кВ от РУ центра питания рекомендуется определять исходя из условий соблюдения показателей качества электроэнергии для наиболее удаленных потребителей и, как правило, она не должна превышать (без учета ответвлений): для ВЛ и КЛ следующих значений: для ВЛ 10 кВ − 15÷20 км; для КЛ 10 кВ – до 10 км.

В сельской местности протяженность ВЛ (КЛ) может меняться в зависимости от типа применяемой конструкции ТП.

[1] Опорная трансформаторная подстанция; ОТП: трансформаторная подстанция нпряжением 10/0,4 кВ с развитым РУ 10 кВ, к которому присоединяются более четырех ответвлений линий 10 кВ. Как правило, с ОТП дистанционно управляются другие подстанции электрической сети 10 кВ и контролируется их работа.

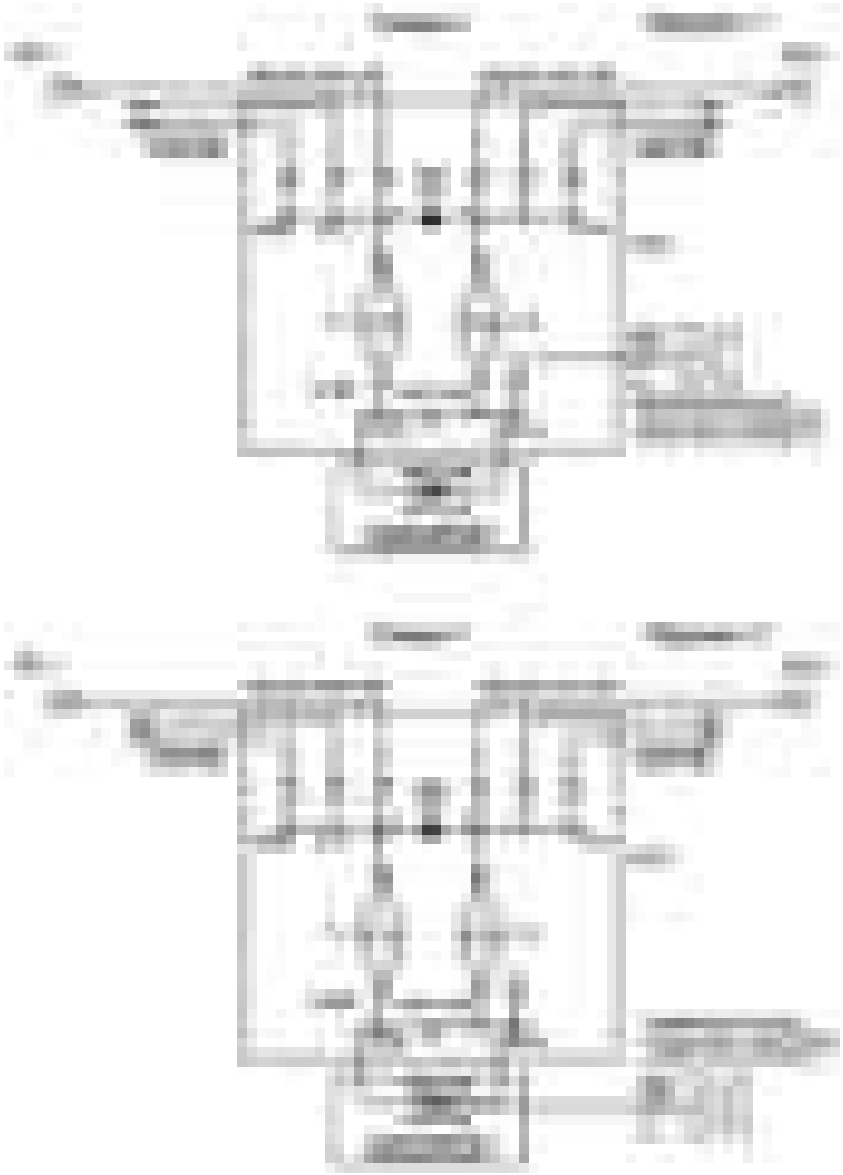


Рисунок 8.1 — Схемы вариантов присоединения ОТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей особой группы категории I

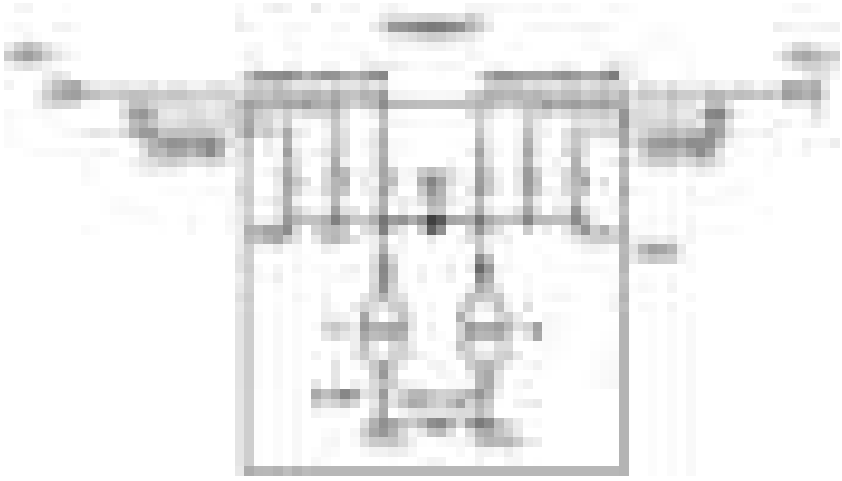


Рисунок 8.2 — Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории I

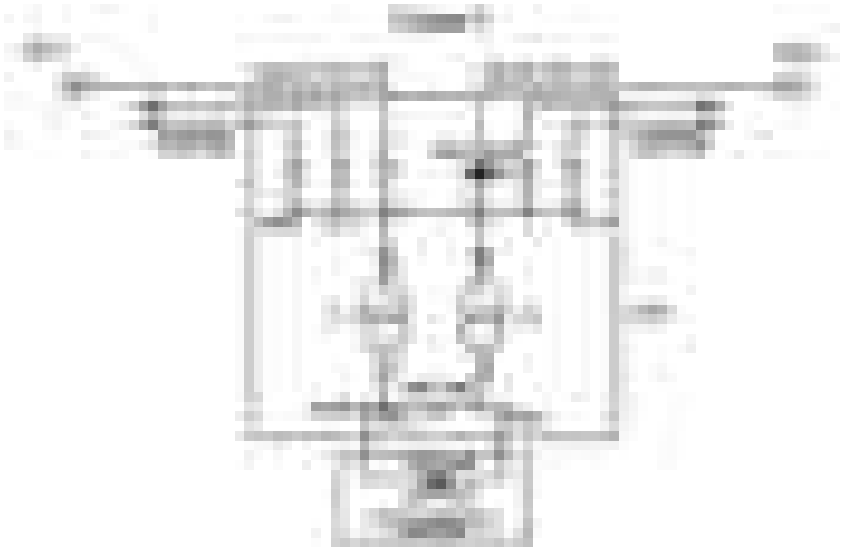


Рисунок 8.3 — Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории I

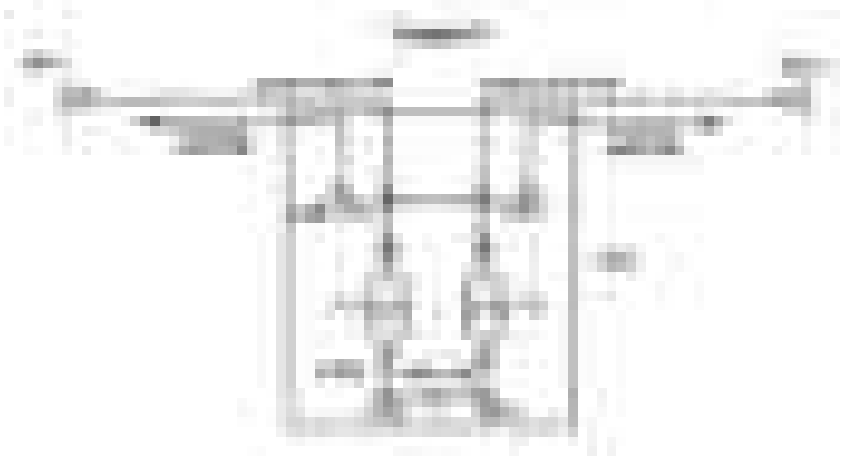


Рисунок 8.4 — Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории I

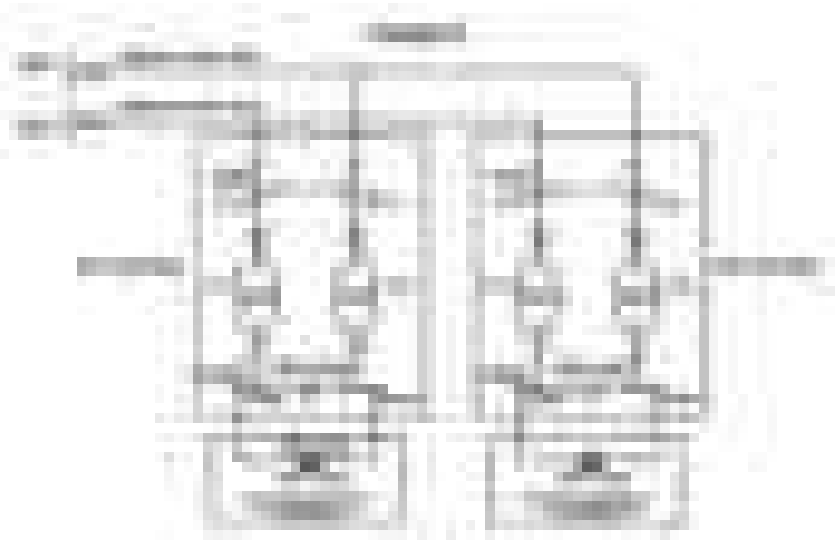


Рисунок 8.5 — Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории I и II

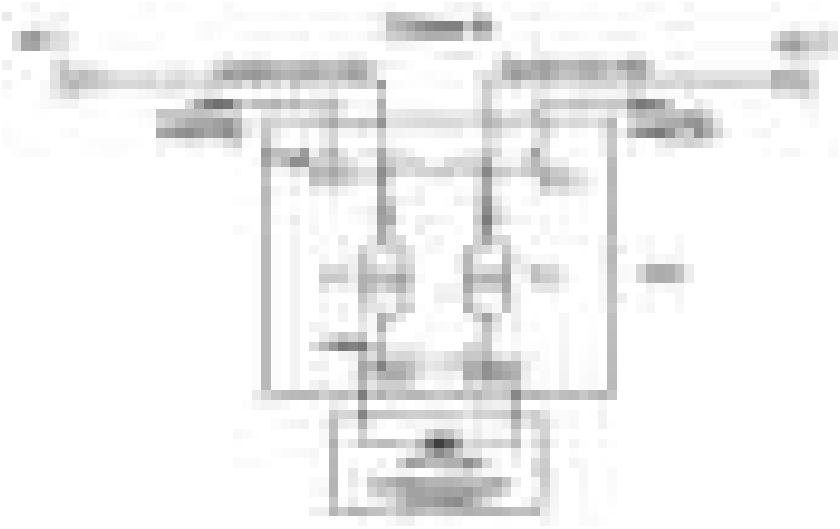


Рисунок 8.6 — Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории II

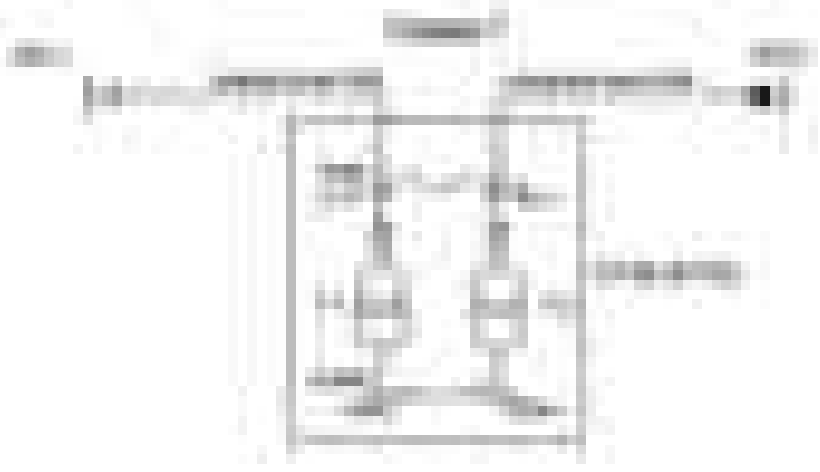


Рисунок 8.7 — Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории II

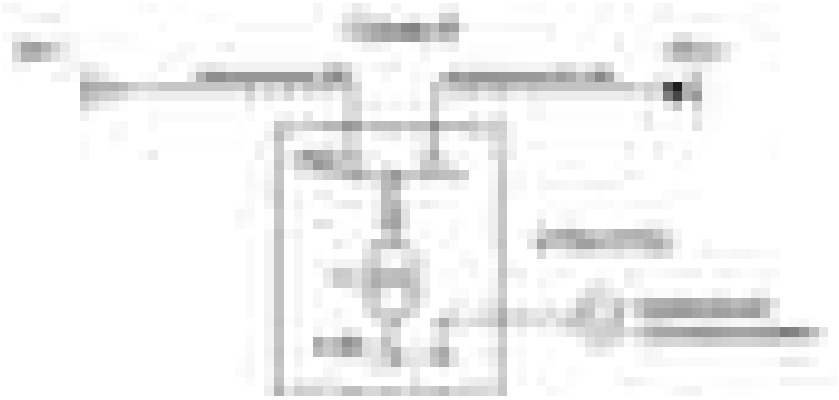


Рисунок 8.8 — Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории II

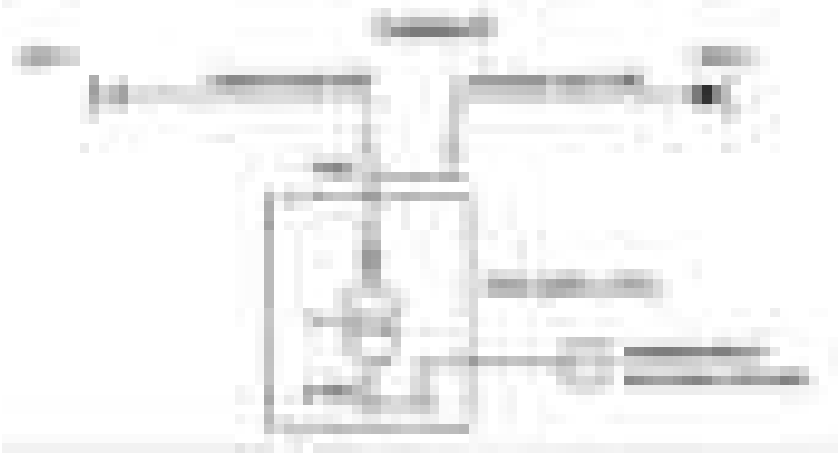


Рисунок 8.9 - Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории II

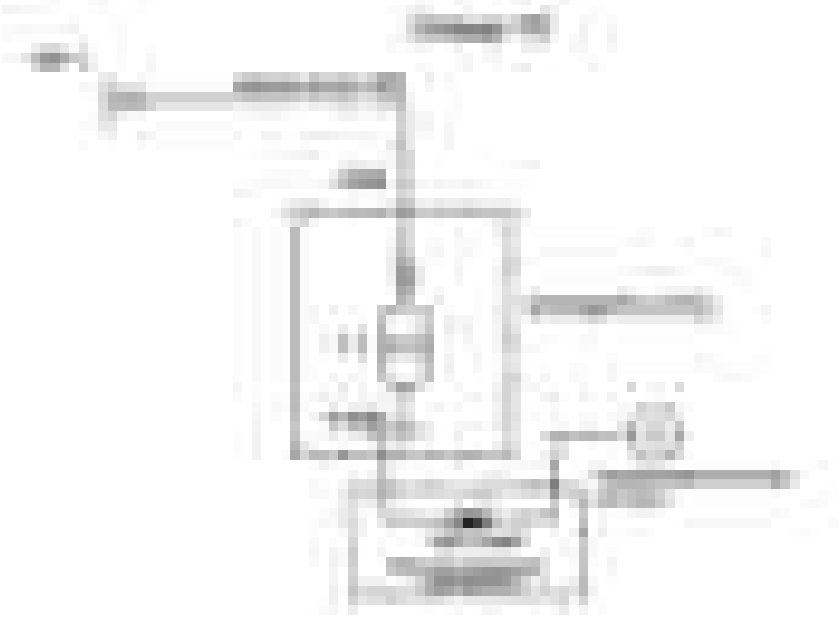


Рисунок 8.10 — Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории II

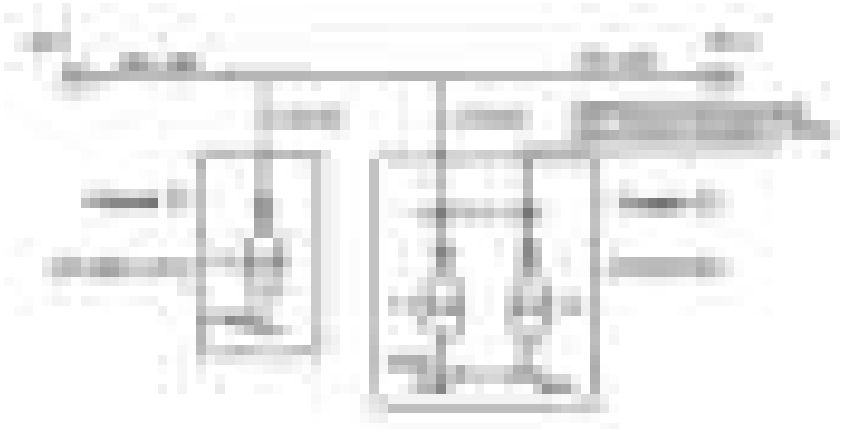


Рисунок 8.11 — Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории II и III

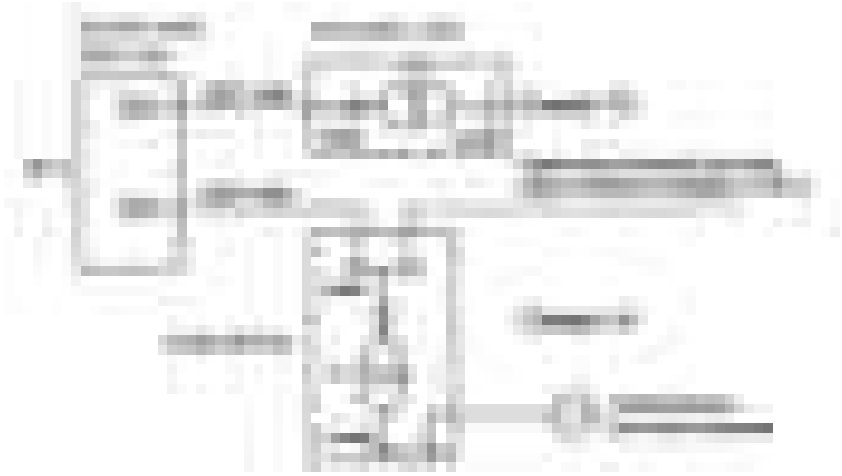


Рисунок 8.12 — Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории II и III

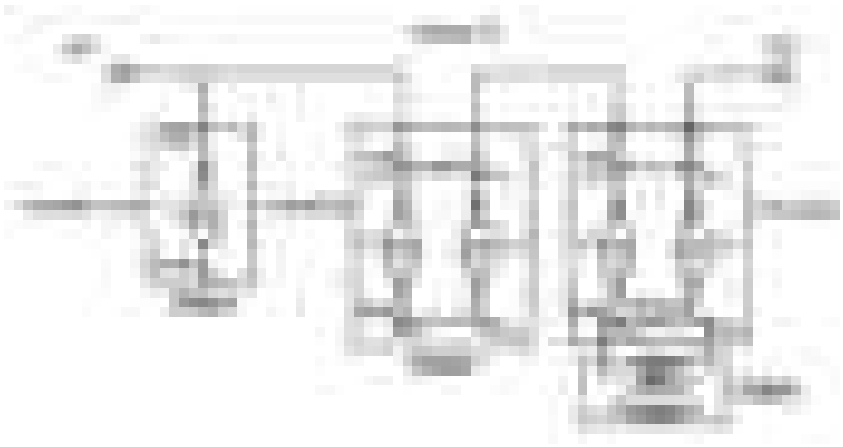


Рисунок 8.13 — Схема сети 10 кВ с подключением потребителей категории I, II и III

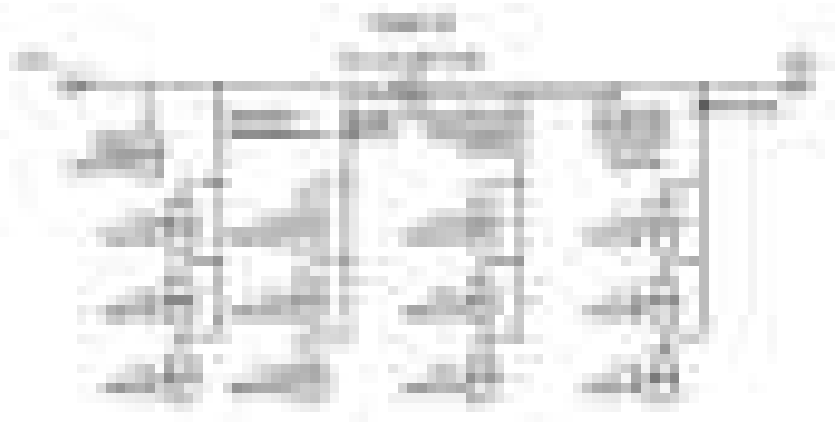


Рисунок 8.14 — Схема сети сельской РС с переносом источников трансформации (СТП 10/0,4 кВ) к потребителю в сельских населенных пунктах

8.4.9 Для электроснабжения потребителей категории II мощностью выше 160 кВ·А следует применять двухтрансформаторные подстанции 10/0,4 кВ, как правило, ЗТП и КТПБ.

При меньших нагрузках следует применять однотрансформаторные подстанции с организацией резервирования по сети 0,38 кВ посредством подключения независимого источника к ТП 10/0,4 кВ или непосредственно у электроприемника категории II (схема 8 на рисунке 8.8, схема 10 на рисунке 8.10, схема 14 на рисунке 8.12).

По конструктивному исполнению рекомендуется применение двух- и однотрансформаторных ЗТП и КТПБ, допускается применение КТПП, МТП и СТП.

8.4.10 Для питания потребителей категории III мощностью до 100 кВ·А рекомендуется применять МТП и СТП, для потребителей мощностью выше 100 кВ·А – КТП и МТП.

В сетях 10 кВ рекомендуется применять реклоузеры (устройства с выключателями 10 кВ).

Ответвления от магистрали должны выполняться от шин 10 кВ ОТП (РП).

При невозможности подключения к РУ 10 кВ или дополнительном удлинении трассы более 1,0 км допускается выполнять ответвления непосредственно от самой магистрали.

В месте ответвления рекомендуется устанавливать линейный разъединитель или реклоузер.

8.4.11 В узлах электрической сети 10 кВ, где в перспективе намечается сооружение подстанции 35 – 110/10 кВ, рекомендуется сооружать РП.

8.4.12 Устройство автоматического секционирования и резервирования рекомендуется совмещать с ОТП или РП.

8.4.13 Вводные ячейки в РУ-10 кВ и ячейки отходящих линий ОТП, ЗТП рекомендуется выполнять с применением вакуумных выключателей. Допускается для электроснабжения потребителей категории II применять выключатели нагрузки, как правило, с моторным приводом.

8.4.14 Линейные разъединители или реклоузеры на ВЛП (ВЛ) 10 кВ могут устанавливаться:

– на первых опорах от подстанций 35 кВ и выше (только для разъединителей 10 кВ);

– на магистрали − для ограничения длины участка линии (с ответвлениями) от 2,0 км до 4,0 км (в зависимости от сложности трассы ВЛП (ВЛ));

– на ответвлении от линии длиной более 0,3 км;

– для возможности выделения сложных, аварийно-опасных участков линий;

– в местах оптимального разделения электрической сети;

– для выделения участков линий потребителей категории I и II и отделения от основного транзита менее ответственных потребителей категории III.

Место установки разъединителя выбирается с учетом условий его обслуживания. Разъединитель на магистрали должен иметь два комплекта заземляющих ножей, на ответвлении – заземляющие ножи в сторону ответвления.

На кабельных вставках на первой опоре от опоры с кабельной муфтой (или на общей опоре) следует устанавливать разъединитель с заземляющими ножами в сторону кабельной вставки.

Заземляющие разъединители рекомендуется устанавливать на ВЛП (ВЛ) 10 кВ:

– на пересечениях с инженерными сооружениями;

– в местах пересечения с другими ВЛП (ВЛ) 10 кВ;

– на ВЛП 10 кВ через каждые 2 км.

8.4.15 При разработке схемы развития района электрических сетей 10 кВ должны рассматриваться мероприятия по обеспечению надежности электроснабжения потребителей:

– уточняться номинальная мощность и количество трансформаторов для планируемых к сооружению и действующих подстанций 35-110/10 кВ;

– выбираться направления магистралей линий 10 кВ;

– определяться наиболее целесообразная связь магистралей с другими линиями 10 кВ;

– выбираться схемы питания намечаемых потребителей категории I и II и места размещения ОТП для их питания;

– приниматься набор средств автоматизации сети 10 кВ;

– определяться целесообразность, количество и места установки аппаратов автоматического секционирования и резервирования;

– предусматриваться перевод питания близлежащих потребителей, присоединенных ответвлениями к магистрали, на питание от ОТП;

– проверяться и при необходимости корректируются схемы питания существующих потребителей категории I и II;

– определяться места установки линейных разъединителей с указателями поврежденных участков и реклоузеров;

– определяться количество и протяженность линий нового строительства (в том числе для разукрупнения существующих линий и новых связных участков) и реконструкции.

– разрабатываться рекомендации для потребителей по установке и мощности АИП;

– выбираться режим заземления нейтрали.

При выборе схем электрических сетей необходимо учитывать безусловное обеспечение необходимой надежности электроснабжения в аварийном, послеаварийном и ремонтном режимах работы электросетевых объектов. При этом должно быть обеспечено минимальное количество транзитных элементов электросетевого оборудования в электрической сети ЭСО.

Во внешних сетях электроснабжения к возводимым районам индивидуальной жилой застройки с расчетной электрической мощностью более 160 кВ·А, бытовые потребители которых оборудованы индивидуальными газовыми отопительными приборами и (или) газовыми водонагревателями (газовыми отопительными приборами для нагрева воды с электрическим автоматическим управлением), допускается применять двухлучевые схемы питания потребителей по сети 10 кВ со строительством ТП.

Должны рассматриваться и другие мероприятия по повышению надежности электроснабжения потребителей.

8.4.16 Возведение объектов РС в населенных пунктах рекомендуется осуществлять за счет переноса трансформаторных подстанций (нескольких СТП 10/0,4 кВ мощностью до 100 кВ·А с однофазными и трехфазными трансформаторами) непосредственно к потребителю (см. рисунок 8.14) в соответствии с требованиями ТНПА.

Устройство распределенной сети с СТП выполняется в соответствии с [86]. Требования по надежности электроснабжения на объектах индивидуальной жилой застройки – согласно 8.3.3.

При построении распределенной сети с СТП, как правило, применяют принцип кольцевания сетей 10 кВ для резервирования от независимых источников питания. Допускается одностороннее питание, при условии наличия у бытовых потребителей, использующих электроэнергию для отопления, АИП. Перерыв в электроснабжении в этом случае должен составлять не более 24 ч.

8.4.17 При устройстве линий 10 кВ решения по обеспечению требований надежности, предусмотренные в схемах районов электрических сетей, уточняются по имеющимся исходным данным и конкретизируются при их реализации.

При отсутствии схемы развития района электрических сетей решения по обеспечению надежности принимаются как и при разработке схем. При этом рассматривается полностью линия 10 кВ или сети от подстанций 35-110/10 кВ.

8.4.18 При невозможности выполнения воздушного пересечения ВЛП (ВЛ) 10 кВ с ВЛ более высокого напряжения с соблюдением необходимых расстояний согласно [9] для ВЛП (ВЛ) 10 кВ рекомендуется выполнять кабельные вставки.

8.5 Схемы электрических сетей напряжением 0,38 кВ

8.5.1 Электрические сети напряжением 0,38 кВ должны быть трехфазного переменного тока с глухозаземленной нейтралью.

В электрических сетях 0,38 кВ, как правило, применяется система заземления TN по [9]. В воздушных сетях с преимущественно бытовым потреблением электроэнергии рекомендуется пименять подсистему TN – C с PEN-проводником. Применение других систем (подсистем) заземления (TN – S, TN – C – S, TT по [9] должно быть обосновано.

8.5.2 Питание потребителей категории I должно осуществляться по двум воздушным (отдельным), двум кабельным (в разных траншеях) или одной воздушной и одной кабельной линиям от независимых источников с автоматическим включением резерва.

8.5.3 Питание потребителей категории II следует выполнять по двум воздушным, двум кабельным или одной воздушной и одной кабельной линиям.

При наличии двухтрансформаторных ТП кабели подключаются к разным секциям РУ 0,4 кВ.

8.5.4 Для питания потребителей категории III в основном используются воздушные или кабельные линии без сетевого резерва.

8.5.5 Комплектование низковольтных щитов в ЗТП рекомендуется выполнять с применением автоматических выключателей с независимыми расцепителями и реле нулевой последовательности.

8.5.6 При присоединении объектов распределенной (малой) генерации до 5 кВт не допускается их работа в параллельном режиме.

Примечание — Параллельный режим работы – это состояние, при котором установки распределенной генерации работают одновременно и синхронно с внешней централизованной электрической сетью на общие шины нагрузки.

8.5.7 Сокращение общей протяженности распределительных сетей напряжением 0,38 кВ осуществляется, как правило, посредством применения СТП 10/0,4 кВ.

8.6 Линии электропередачи напряжением 10 кВ в сельских распределительных сетях

8.6.1 Общие положения

8.6.1.1 ЛЭП напряжением 10 кВ сельских РС выполняются в воздушном (ВЛП) или кабельном исполнении (КЛ).

Проектирование возведения (реконструкции) ВЛП сельских РС должно выполняться согласно [8] и с учетом [9].

Пересечение и сближение ВЛП сельских РС с автомобильными дорогами выполняется согласно [8] и с учетом [9].

Пересечение небольших водных пространств ВЛП сельских РС выполняется согласно [8].

На улицах и дорогах в условиях исторически сложившейся застройки городов, поселков и сельских населенных пунктов опоры ВЛП допускается располагать:

– при наличии ограждения проезжей части бортовым камнем на расстоянии не менее 0,3 м от лицевой грани бортового камня до наружной поверхности опоры;

– при отсутствии ограждения проезжей части бортовым камнем на расстоянии не менее 0,6 м от кромки проезжей части до наружной поверхности опоры;

При проведении строительно-монтажных работ на КЛ и ВЛП сельских РС следует руководствоваться [9].

8.6.1.2 Конструктивное исполнение ВЛП выполняется для:

одноцепных – согласно [87];

двухцепных – согласно [64].

Допускается совместная подвеска на опорах проводов ВЛП и ВЛИ – согласно [64].

8.6.1.3 Расчет ВЛП и их элементов должен проводиться с учетом климатических условий, приведенных в [10].

Допускается прокладка КЛ при прохождении ЛЭП 10 кВ по:

– землям лесного фонда (лесным насаждениям);
– населенным пунктам;
– территориям второго района по гололеду и выше.

8.6.1.4 Рекомендуется применять КЛ:

- для питания потребителей категории I (обе линии, или одна из линий);
- в районах по гололеду выше III;
- в районах с землями, на которых воздушные линии могут мешать полноценному их использованию.

При прохождении КЛ по лесным массивам и зеленым насаждениям ширина просек должны приниматься, м:

- 6 – на период возведения;
- 3 – на период эксплуатации.

В парковых зонах и заповедниках при строительстве ЛЭП без вырубки просек рекомендуется подвеска на опорах воздушных линий высоковольтного самонесущего кабеля с изоляцией сшитого полиэтилена.

Взаимно резервируемые кабельные линии для РП (ОТП, ЗТП) должны прокладываться в разных траншеях на расстоянии друг от друга не менее 1,0 м, в стесненных условиях не менее 0,5 м.

Взаимно резервируемые КЛ схемы внешнего электроснабжения потребителей особой группы категории I следует прокладывать в разных траншеях с расстоянием между осями указанных КЛ не менее трех метров.

8.6.1.5 Не следует предусматривать прохождение двух взаимнорезервируемых ВЛП (ВЛ) по одной просеке.

8.6.1.6 Нулевые пролеты от ТП, шлейфы разъединителей наружной установки и реклоузеров рекомендуется выполнять покрытыми проводами.

8.6.1.7 На ответвлениях 10 кВ, на которых не обеспечиваются установленные ТНПА показатели качества электроэнергии потребителей, допускается устанавливать вольтодобавочные трансформаторы.

8.6.1.8 Защита ВЛП сельских РС от грозовых перенапряжений (индуктированных и прямых ударов молнии) выполняется согласно [58].

8.5.2 Опоры

8.5.2.1 На ВЛП, как правило, применяются железобетонные вибрированные стойки (по СТБ 1247) и центрифугированные стойки.

Допускается применение металлических многогранных и деревянных опор.

Железобетонные вибрированные стойки рекомендуется применять:

- в I и II районах по гололеду с изгибающим моментом не менее 35 кН·м;
- в III и выше районах по гололеду с изгибающим моментом не менее 49 кН·м.

На заболоченных участках трассы ВЛП, как правило, применяют деревянные опоры с лежневым закреплением их в грунте. Не рекомендуется установка анкерных и угловых опор на болотных массивах с мощностью слоя торфа более 0,5 м.

Переход ВЛП через заторфованные участки с мощностью слоя торфа более 1,0 м рекомендуется выполнять на центрифугированных опорах с большим пролетом.

8.5.2.2 Для электроснабжения вновь сооружаемых животноводческих комплексов и птицефабрик, а также при возведении магистральных ВЛП от ТП 35 кВ и выше к существующим комплексам, во всех климатических районах применяются опоры с изгибающим моментом не менее 70 кН·м с подвесной изоляцией.

Допускается применение в первом, втором и третьем районах по гололеду железобетонных вибрированных стоек с изгибающим моментом не менее 49 кН·м.

8.5.2.3 На участках трасс ВЛП в стесненных условиях согласно [8] допускается применять двухцепные опоры.

Также допускается применять двухцепные опоры при прохождении по пахотным землям, занятым ценными сельскохозяйственными культурами, по садам, паркам и лесам категорий (по [88]): природоохранным, рекреационно-оздоровительным и защитным.

8.5.2.4 Для переходных или специальных опор, служащих, как правило, для соблюдения необходимых расстояний при прохождении через инженерные сооружения, допускается применение железобетонных центрифугированных стоек и металлических опор.

В местах пересечения инженерных сооружений на опорах ВЛП рекомендуется использовать центрифугированные стойки типа СТ с конструктивным исполнением по [88].

8.5.2.5 Максимальное нормативное тяжение в одном проводе ВЛП, исходя из несущей способности переходных опор на приставках, не должно превышать 5,0 кН.

8.5.3 Провода и арматура

8.5.3.1 На ВЛП применяются провода типа АСИ с токопроводящими жилами (ТПЖ) из многопроволочного сталеалюминиевого провода по ГОСТ 839 и/или типа СИП-3 по ГОСТ 31946 с ТПЖ из многопроволочного провода термоупрочненного алюминиевого сплава.

8.5.3.2 Минимально допустимые сечения ТПЖ для ВЛП и по условиям механической прочности.

Сталеалюминиевые провода:

I и II районы по гололеду – 35/6,2 мм^2;

III и IV районы по гололеду – 50/8мм^2.

Провода из термоупрочненного алюминиевого сплава:

I, II, III и IV районы по гололеду– 50мм^2.

Допускается в I районе по гололеду и нормативном ветровом давлении до 500 Па (скорость ветра 29 м/с) применение алюминиевых проводов сечением не менее 70 мм^2.

Магистральные участки рекомендуется выполнять проводом одного сечения по всей длине сечением не менее 70 мм^2 (70/11 мм^2 для сталеалюминиевого провода).

На отдельных сложных участках прокладки ВЛП (большие переходы через водные пространства, через поймы рек, болота и т.д.) допускается применение марок и сечений проводов, отличных от принимаемых для всей магистрали ВЛП. Удельная электрическая проводимость проводов указанных участков должна быть не меньше удельной электрической проводимости проводов магистрали ВЛП.

8.5.3.3 Рекомендуемая для применения арматура на ВЛП приведена в 5.4.2.10 и [88].

8.5.4 Изоляторы

8.5.4.1 На ВЛП используются штыревые, опорные и подвесные изоляторы (согласно ГОСТ 1232, ГОСТ 6490, ГОСТ 8608). Применяются стеклянные, фарфоровые и полимерные изоляторы.

Подвесные стеклянные изоляторы применяются на ВЛП для электроснабжения животноводческих комплексов и птицефабрик, а также на опорах анкерного типа (концевых, анкерно-угловых, ответвительных и переходных).

Штыревые и опорные изоляторы должны быть на номинальное напряжение 20 кВ.

На ВЛП крепление проводов к штыревым и опорным изоляторам следует выполнять спиральными вязками, соответствующими сечению провода.

При использовании штыревых стеклянных изоляторов для линий 10 кВ полимерные колпачки, необходимые для установки изоляторов на металлоконструкции опор, должны быть устойчивыми к солнечной радиации и термостойкими.

В местах концевого (анкерного) крепления и соединения проводов ВЛП допускается снимать изолирующую оболочку покрытого (защищенного) провода и применять в данных местах для крепления и соединения ТПЖ линейную арматуру по ГОСТ 13276 (для соответствующего сечения ТПЖ).

Применяемые (рекомендуемые) типы изоляторов и линейной арматуры для подвески проводов ВЛП приведены в 5.4.2.8 и [87] и [64].

Рекомендуется использование на ВЛП изолирующих траверс.

8.5.5 Габариты, пересечения и сближения

Пересечение ЛЭП 6-10 кВ с электрифицированными и подлежащими в перспективе электрификации железнодорожными путям и следует выполнять кабелем (подземной кабельной вставкой в ВЛП 6-10 кВ).

На неэлектрифицированных участках железной дороги допускается выполнять пересечение железнодорожных путей воздушными переходами, при этом опоры, ограничивающие переход ВЛП через железнодорожные пути, должны быть анкерными нормальной конструкции. На участках железной дороги с интенсивным и особо интенсивным движением поездов анкерные опоры должны быть металлическими.

Расстояние от основания опоры ВЛП (ВЛ) до габарита приближения строений (на неэлектрифицированных участках) или до оси опор контактной сети должно быть не менее высоты опоры плюс 3 м.

Пересечение с железнодорожными путями рекомендуется выполнять под углом 90 градусов.

8.6 Трансформаторные подстанции напряжением 10/0,4 кВ

8.6.1 В сельских РС для электроснабжения потребителей применяются ТП 10/0,4 кВ с заземленной нейтралью на стороне 0,4 кВ.

8.6.2 ТП 10/0,4 кВ должны размещаться в центре электрических нагрузок с учетом следующих факторов:

- близость подъездных дорог;
- обеспечение удобных подходов ВЛ и КЛ 0,38–10 кВ;
- на незатопляемых местах и на местах с уровнем грунтовых вод ниже заложения фундаментов.

8.6.3 Электроснабжение производственных, непромышленных, а также бытовых потребителей в сельских РС рекомендуется предусматривать от разных ТП.

8.6.4 Двухтрансформаторные ТП (3ТП и/или КТПБ при соответствующем обосновании) следует применять:

- при сооружении ОТП (3ТП);
- для электроснабжения потребителей категории I и категории II (с учетом 8.4.6) при суммарной расчетной мощности потребителей 160 кВ·А и более (3ТП или КТПБ);

Для потребителей категории III по надежности электроснабжения устанавливаются однотрансформаторные ТП.

8.6.5 3ТП с кабельными вводами должны применяться, когда прохождение ВЛ на подходах к ТП невозможно, а также вблизи школ, детских и спортивных сооружений и в других случаях, где это технико-экономически обосновано.

8.6.6 В стесненных условиях городов районного подчинения, поселков городского типа, агрогородков, в районах с многоквартирными жилыми домами целесообразно применять малогабаритные КТПБ с элегазовым КРУ полной заводской готовности. Допускается использование в КТПБ вакуумных выключателей 10 кВ.

8.6.7 Для электроснабжения потребителей мощностью 25–250 кВ·А в населенной сельской местности с преимущественно индивидуальной застройкой, как правило, применяют КТП различных модификаций (киоскового, проходного или закрытого типа), МТП или СТП.

При применении КТП следует руководствоваться ГОСТ 14695.

Для обслуживания МТП на высоте не менее 3 м должна быть устроена площадка с перилами. При подъеме на площадку, как правило, используются приставные лестницы. Допускается применять стационарные лестницы с устройством, запрещающим подъем по ней при включенном аппарате.

8.6.8 Конструкция СТП мощностью трансформатора 25-100 кВ·А должна позволять ее установку на опорах.

Типы опор и относительное размещение трансформатора по ГОСТ 11677 и шкафа низкого напряжения должны соответствовать конструкции ввода высокого напряжения и вывода низкого напряжения.

8.6.9 Электропроводка в МТП (СТП) между трансформатором и низковольтным щитом, а также между низковольтным щитом и ВЛИ должна быть защищена от механических повреждений.

8.6.10 На подстанциях без ограждения расстояние по вертикали от поверхности земли до неизолированных токоведущих частей при отсутствии движения транспорта под выводами должно быть не менее 3,50 м для напряжения 0,38 кВ, а для напряжения 10 кВ не менее 4,50 м.

На подстанциях с ограждением высотой не менее 1,8 м указанные расстояния до неизолированных токоведущих частей напряжением 10 кВ могут быть уменьшены. При этом в плоскости ограждения расстояния от ошиновки должны быть не менее 2,2 м.

8.6.11 Выбор мощности силовых трансформаторов рекомендуется выполнять с учетом их оптимальной загрузки в нормальном режиме (70 %-80 % от номинальной) и с учетов их перегрузки в аварийных режимах.

8.6.12 В сельских РС 0,38-10 кВ, как правило, применяют:

- герметичные масляные трансформаторы (ТМГ);
- ТМГ (типа ТМГ 11 или типа ТМГ 33) со схемой соединения обмоток «звезда-зигзаг с нулем» при мощности трансформатора до 250 кВ·А и схемой соединения обмоток «треугольник-звезда с нулем» - при мощности трансформатора 400 кВ·А;

– трансформаторы с другими схемами соединения обмоток и с симметрирующим устройством при соответствующем обосновании.

Допускается применение масляных трансформаторов (ТМ) и сухих трансформаторов (в КТПБ и ЗТП).

Рекомендуется применять ТМГ типа ТМГ 33, (см. [86] (приложение Г)).

8.7 Устройство линий электропередачи напряжением 0,38 кВ в сельских распределительных сетях

8.7.1 Общие положения

8.7.1.1 Электрические сети в сельских РС напряжением 0,38 кВ должны быть трехфазного переменного тока с глухозаземленной нейтралью.

ЛЭП 0,38 кВ выполняются в воздушном или кабельном исполнении по радиальной схеме.

8.7.1.2 При устройстве воздушных линий 0,38 кВ. как правило, применяют ВЛИ с СИП-4 (по ГОСТ 31946 и ТУ изготовителя) в соответствии с требованиями [8] и с учетом [9].

Допускается применение других исполнений СИП (СИП-1, СИП-2).

8.7.1.3 На КЛ применяются, как правило, бронированные кабели с пластмассовой изоляцией, с алюминиевыми жилами (по ГОСТ 31996). Рекомендуется использование бронированных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (по ГОСТ 31996), имеющих более высокую термическую стойкость.

При выборе конкретной марки кабеля в соответствии со способом его прокладки (в земле, помещении, тоннеле и т.д.) необходимо руководствоваться [8], [9] и рекомендациями изготовителя кабеля.

8.7.2 Опоры

8.7.1.4 Для ВЛИ, как правило, применяются железобетонные опоры со стойками из вибрированного железобетона (по СТБ 1247). Допускается применение металлических (стальных) и деревянных опор.

8.7.1.5 Для железобетонных опор нормального габарита должны использоваться стойки из вибрированного железобетона с расчетным изгибающим моментов не менее 20 кН·м, для специальных опор – не менее 35 кН·м.

8.7.1.6 Для соблюдения нормированных расстояний от проводов питающих линий ВЛИ до проезжей части улиц, тротуаров, пешеходных дорожек и поверхности земли необходимо предусматривать подставные (дополнительные) опоры или трубостойки.

8.7.3 Провода

8.7.3.1 По условиям механической прочности минимально допустимые сечения СИП на магистралях и линейных ответвлениях должны быть:

а) СИП–4:

– в I районе по гололеду ($b_э$ = 10 мм) – 25 мм^2;

– во II районе по гололеду ($b_э$ = 15 мм) и выше – 35 мм^2.

б) СИП с несущей жилой (СИП-1 и СИП-2 по ГОСТ 31946):

– в I районе по гололеду ($b_э$ = 10 мм) – сечение несущей жилы 35 мм^2;

– во II районе по гололеду ($b_э$ = 15 мм) и выше – сечение несущей жилы 50 мм^2.

8.7.3.2 Питающие линии 220 В и 380/220 В в производственные, административные и жилые здания следует выполнять в соответствии с [89].

Сечение изолированных проводов на питающих линиях должно быть не менее 16 мм^2.

Кабельную питающую линию в здание рекомендуется выполнять с сечением жил не менее 16 мм^2.

8.7.3.3 Длина пролета питающей линии от магистрали или линейного ответвления ВЛИ до здания должна быть не более 25 м.

Если расстояние питающей линии ВЛИ до здания превышает 25 м, должны устанавливаться дополнительные опоры.

8.7.3.4 Электроснабжение бытовых потребителей в территориальных границах сельских населенных пунктов, магистрали и линейные ответвления ВЛИ должно осуществляться в трехфазном исполнении с сечением фазных жил не менее 35 мм^2.

Ответвления к ВУ (ВРУ) электроустановок бытовых абонентов (одноквартирные, блокированные жилые дома) выполняются в однофазном или трехфазном исполнении в соответствии с положениями подраздела 8.2.

8.7.3.5 На ВЛИ, отходящих от одной ТП, предусматривается не более трех сечений СИП.

8.7.3.6 Выводы от КТП, МТП, СТП до первых опор ВЛИ («нулевой пролет») должны выполняться СИП или кабелем.

8.7.3.7 Выбранные провода и кабели должны быть проверены на:

– допустимые отклонения напряжения у потребителей;

– допустимые токовые нагрузки по условию нагрева в нормальном и послеаварийном режимах;

– обеспечение надежного срабатывания защиты при междуфазных и однофазных коротких замыканиях;

– пуск асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором;

– термическую стойкость к токам КЗ (кабели с пластмассовой изоляцией и СИП, защищаемые плавкими вставками или автоматическими выключателями с тепловыми расцепителями).

8.7.3.8 Проводимость нулевого провода линии должна быть не менее проводимости фазных проводов для всех потребителей.

Проводимость нулевого провода может быть больше проводимости фазного, если невозможно другими средствами обеспечить необходимую селективность защиты линий от однофазных КЗ.

8.7.4 Способ прокладки

8.7.4.1 ВЛИ, как правило, прокладываются по двум сторонам улиц. Допускается прохождение по одной стороне улицы при исключении помех движению транспорта и пешеходов, а также удобства выполнения ответвлений от ВЛИ к вводам в здания с соблюдением необходимых габаритных расстояний и сокращения числа пересечений с инженерными сооружениями.

8.7.4.2 На участках параллельного следования ВЛП (ВЛ) 10 кВ и ВЛИ 0,38 кВ следует рекомендуется рассмотреть применение совместной подвески проводов на общих опорах, с соблюдением требований [8].

Устройство воздушной линии с совместной подвеской СИП ВЛИ и СИП ВЛП по 5.4.3 и [64].

8.7.4.3 При подвеске на общих опорах СИП ВЛИ и СИП ВЛП должны выполняться следующие условия:

– ВЛИ должны выполняться по расчетным климатическим ВЛП;

– СИП ВЛП должны располагаться выше СИП ВЛИ;

– расстояние по вертикали между СИП ВЛП и СИП ВЛИ на общей опоре и в пролете при температуре воздуха плюс 15 °С без ветра должно быть не менее 0,4 м согласно [8].

– крепление СИП ВЛП на штыревых изоляторах должно быть усиленным, выполняющимся спиральными пружинными вязками с полимерным покрытием.

Для элементов ВЛ с совместной подвеской проводов устанавливают:

– разрывное усилие для проводов;

– механическую (электромеханическую) нагрузку для изоляторов;

– механическую разрушающую нагрузку для линейной арматуры.

Расчет элементов ВЛ с совместной подвеской проводов (механический) должен проводиться: по методу допускаемых напряжений для проводов, по методу разрушающих нагрузок для изоляторов и арматуры.

Конструктивное исполнение и обозначение опор ВЛ ссовместной подвеской проводов (между анкерными и/или концевыми опорами) должны соответствовать [64].

8.7.4.4 Расчетные пролеты на ВЛ с совместной подвеской проводов должны быть не более указанных в [64].

При расстановке опор ВЛ с совместной подвеской проводов в районах жилой застройки при определении пролетов следует учитывать:

– небольшую длину (до 350 м) отходящих линий 0,38 кВ;

– удобство выполнения ответвлений к вводам в жилой дом (без дополнительных опор);

– увеличение механической нагрузки на опоры от СИП ответвлений к вводам, установки оборудования и конструкций (ЩУЭ с трубостойками и т. д.);

– соблюдение нормативных габаритных расстояний от ВОЛС-ВЛ (с ОКСН) до земли в середине пролета (при необходимости прокладки ОКСН);

– возможность выполнения требуемого нормами уличного освещения (расстояние между светильниками, как правило, должно быть не более 40 м).

Рекомендуемые пролеты ВЛ с совместной подвеской проводов в жилой застройке между:

а) промежуточными опорами:

– не более 40 м (в I–IV районах по ветру и I–III районах по гололеду);

– не более 35 м (в I–IV районах по ветру и IV районе по гололеду);

б) промежуточными и сложными опорами:

– не более 35 м (в I–IV районах по ветру и I–III районах по гололеду);

– не более 30 м (в I–IV районах по ветру и IV районе по гололеду);

в) сложными опорами:

– не более 30 м (в I–IV районах по ветру и I–III районах по гололеду);

– не более 25 м (в I–IV районах по ветру и IV районе по гололеду).

8.7.4.5 При совместной подвеске на общих опорах проводов двух линий, подключенных к различным аппаратам, следует предусматривать самостоятельные нулевые провода для каждой линии.

8.7.4.6 На улицах и дорогах в условиях исторически сложившееся застройки городов, поселков и сельских населенных пунктов опоры ВЛИ следует располагать:

– при наличии ограждения проезжей части бортовым камнем на расстоянии не менее 0,3 м от лицевой грани бортового камня до наружной поверхности опоры;

– при отсутствии ограждения проезжей части бортовым камнем на расстоянии не менее 0,6 м от наружной поверхности опоры до кромки проезжей части.

8.7.5 Габариты, пересечения. сближения

8.7.5.1 Пересечение ЛЭП 0,38 кВ сельских РС с электрифицированным и подлежащим в перспективе электрификации железнодорожными путями, а также по которым осуществляется интенсивное и особо интенсивное движение поездов выполняется кабелем (кабельной вставкой во ВЛИ 0,38 кВ).

8.7.5.2 На неэлектрифицированных участках железной дороги допускается выполнять пересечение железнодорожных путей воздушными переходами, при этом опоры, ограничивающие переход ЛЭП через железнодорожные пути, должны быть анкерными.

8.7.5.3 Расстояние от основания опоры ВЛИ до габарита приближения строений (на неэлектрифицированных участках) или до оси опор контактной сети должно быть не менее высоты опоры плюс 3 м.

Пересечение с железнодорожными путями рекомендуется выполнять под углом 90 градусов

8.7.6 Совместная подвеска воздушных линий с линиями связи

8.7.6.1 При проектировании ВЛП 10 кВ и ВЛИ 0,38 кВ сельских РС с совместной подвеской ЛС следует руководствоваться [8] с учетом [9].

8.7.6.2 Совместная подвеска (на общих опорах) проводов ВЛП 10 кВ с проводами ЛС не допускается. Это требование не распространяется на ВОЛС, которые подвешиваются на конструкциях ВЛП 10 кВ в соответствии с требованиями ТНПА.

8.7.6.3 Совместная подвеска СИП ВЛИ и кабеля сельской телефонной сети (СТС) допускается при выполнении следующих требований:

- несущий элемент СИП должен быть изолированным;
- расстояние от СИП до подвесного кабеля СТС на опоре ВЛИ должно быть не менее 0,5 м;
- каждая опора ВЛИ должна иметь заземляющее устройство, при этом сопротивление заземления должно быть не более 10 Ом;
- на каждой опоре ВЛИ должно быть выполнено повторное заземление PEN-проводника;
- несущий трос телефонного кабеля вместе с металлическим сетчатым наружным покровом кабеля должен быть присоединен к заземлителю каждой опоры отдельным самостоятельным проводником (спуском).

8.7.6.4 На общих опорах допускается совместная подвеска СИП ВЛИ 0,38 кВ с неизолированными или изолированными проводами ЛС. При этом должны соблюдаться следующие условия:

- номинальное напряжение ЛС, расчетное механическое напряжение в проводах ЛС, расстояния от нижних проводов ЛС до земли, между цепями и их проводами должно соответствовать требованиям [90];
- СИП должны располагаться над проводами ЛС, при этом расстояние по вертикали от СИП до верхнего провода ЛС независимо от их взаимного расположения должно быть не менее 0,5 м на опоре и в пролете. Провода ВЛИ и ЛС рекомендуется располагать по разные стороны опоры.

8.7.6.5 Подвеску оптических кабелей на ВЛИ следует выполнять согласно [8].

Допускается прокладка волоконно-оптической линии связи на опорах с совместной подвеской проводов ВЛП 10 кВ и ВЛИ 0,38 кВ согласно [91].

8.8 Электромагнитная совместимость применяемых технических средств

8.8.1 Положения настоящего подраздела распространяются на электроустановки, оборудованные ТС, выполненными на микроэлектронной и микропроцессорной элементных базах. К таким ТС относятся устройства релейной защиты и автоматики, система пожарной автоматики, телемеханики, АСУТП и АСКУЭ.

8.8.2 Выбор классов и степеней жесткости испытаний ТС на помехоустойчивость осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ IEC 61000-6-5.

8.8.3 В зданиях ТП и РП необходимо предусматривать систему уравнивания потенциалов.

8.8.4 Цепи ТС должны выполняться экранированным кабелем. Экраны кабелей необходимо заземлять с двух сторон.

8.8.5 В пределах зданий ТП и РП все кабели напряжением до 1 кВ необходимо прокладывать в металлических коробах. Короба по концам присоединяются к ЗУ электроустановки.

8.8.6 Заземляющие проводники системы молниезащиты не допускается прокладывать по внешней стороне стены, возле которой устанавливаются шкафы с техническими средствами.

В случае наружной установки шкафов с ТС, как правило на стенах ТП (ЗТП, КТП) и РП, их заземление осуществляется присоединением корпуса шкафа к ЗУ электроустановки и к внутреннему заземлению электроустановки.

8.9 Защита от перенапряжений, заземляющие устройства, электробезопасность

8.9.1 Заземляющие устройства воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ

8.9.1.1 При проектировании возведения (реконструкции) ВЛИ заземление и защита от перенапряжений выполняется согласно [8] и с учетом [9].

8.9.1.2 ЗУ для защиты от грозовых перенапряжений ВЛИ выполняются:

- через 120 м;
- на опорах, от которых запитаны (питающими линиями 220 В и 380/220 В) здания, с возможным сосредоточением в них большого количества людей (школы, ясли, больницы и др.) или представляющие хозяйственную ценность (животноводческие помещения, склады, мастерские и др.);
- на концевых опорах, имеющих ответвления к вводам;

- на подставной опоре с ответвлением к вводу, если расстояние от этой опоры до ближайшего заземления превышает 40 м;
- за 50 м от конца линии, как правило, на предпоследней опоре;
- на опорах в створе пересечения с ВЛП (ВЛ) более высокого класса напряжения.

8.9.1.3 На концах ВЛИ или ответвлений от них длиной более 200 м, а также на вводах ВЛИ к электроустановкам, в которых в качестве защитной меры при косвенном прикосновении применено автоматическое отключение питания, выполняются повторные заземления PEN-проводника. При этом в первую очередь, как правило, используются естественные заземлители, например, подземные части опор, а также грозозащитные заземления.

Требования к повторному заземлению PEN-проводника установлены в [8] (пункт 7.8).

8.9.1.4 На железобетонных опорах, имеющих ЗУ, корпуса светильников уличного освещения, ящиков, щитков и шкафов, арматура опор, крюки и штыри фазных проводов, установленные на опорах, тросы, на которых укреплены кабели и провода, должны быть занулены и заземлены и занулены на опорах, не имеющих ЗУ (требование применяется для системы заземления TN).

Металлические узлы крепления подкоса, крепежные детали железобетонных приставок и ригелей не заземляются.

8.9.1.5 ЩУЭ и ящики учета, установленные на железобетонных опорах, зануляются и заземляются на опорах, имеющих ЗУ, и зануляются на опорах, не имеющих ЗУ. Для чего необходимо заземляющий зажим ящика присоединить к нижнему заземляющему выпуску опоры, при этом верхний заземляющий выпуск должен быть присоединен к PEN-проводнику ВЛИ.

8.9.1.6 На деревянных опорах крюки и штыри не заземляются, за исключением опор, где выполнено повторное (грозозащитное) заземление PEN-проводника.

8.9.1.7 Кабельные вставки в ВЛИ защищаются по обоим концам устройствами ограничения перенапряжений.

Заземляющие зажимы разрядников, корпуса кабельных муфт, металлические оболочки кабелей и металлоконструкции железобетонных опор должны быть по кратчайшему пути соединены между собой и с ЗУ.

На опорах анкерного типа для связи с ЗУ во всех случаях следует использовать арматуру стойки и подкоса.

8.9.1.8 Устройства грозозащиты и заземления на ВЛИ, выполненные самонесущими изолированными проводами с неизолированной нулевой жилой, выполняются по требованиям для ВЛ с неизолированными проводами.

8.9.1.9 Кабельные линии должны иметь повторные заземления PEN-проводника на концах линий и ответвлений длиной более 200 м, а также на вводах в помещения, электроустановки которых подлежат заземлению. При этом в первую очередь используются естественные заземлители.

8.9.1.10 Металлические оболочки и броня кабелей, кабельные конструкции, а также распределительные ящики (щиты), в которых разделываются кабели, должны быть присоединены к ЗУ или занулены.

8.9.2 Заземляющие устройства воздушных линий электропередачи напряжением 10 кВ

8.9.2.1 При проектировании возведения (реконструкции) ВЛП заземление и защита от перенапряжений выполняется согласно [8] и с учетом [9].

8.9.2.2 Для выполнения ЗУ железобетонных опор ВЛП 10 кВ используются имеющиеся в их стойках нижний и верхний заземляющие выпуски, связанные с арматурой стойки.

При необходимости к нижнему заземляющему выпуску привариваются дополнительные заземлители (лучевые заземлители), которые выполняются из круглой стали: вертикальные диаметром 12 мм и длиной 2,5 или 5 м и горизонтальные диаметром 10 мм и длиной, как правило, равной длине вертикального заземлителя. Соединение заземлителей следует выполнять сваркой внахлестку.

Заземление стальных элементов опор ВЛП 10 кВ осуществляется присоединением к верхнему заземляющему выпуску стойки сваркой или зажимом типа ПС-2-1.

8.9.2.3 При отсутствии в железобетонной стойке нижнего заземляющего выпуска, для присоединения заземлителя к закладным деталям стойки, приваривается круглая сталь диаметром 10 мм.

8.9.3 Заземляющие устройства кабельных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ

8.9.3.1 При проектировании КЛ напряжением 0,38 кВ в сельских РС следует руководствоваться требованиями [8] с учетом положений [9].

8.9.3.2 КЛ должны иметь повторные заземления PEN-проводника на концах линий и ответвлений длиной более 200 м, а также на вводах в помещения, электроустановки которых подлежат заземлению. При этом в первую очередь используются естественные заземлители.

8.9.3.3 Металлические оболочки и броня кабелей, кабельные конструкции, а также распределительные ящики (щиты), в которых разделываются кабели, должны быть присоединены к ЗУ или занулены.

8.9.4 Электробезопасность

8.9.4.1 При проектировании электроустановок в сельских РС в части требований обеспечения

электробезопасности следует руководствоваться [8] (раздел 7) с учетом [9] (раздел 7), ГОСТ 12.1.030 и ТКП 427.

8.9.4.2 Для ТП и РП, питаемых через КЛ непосредственно от шин ПС 110 кВ и выше, необходимо выполнение системы выравнивания потенциалов в случае, если напряжение на ЗУ питающей ПС 110 кВ и выше в режиме ОКЗ превышает 5 кВ. Для этого вокруг здания (территории) ТП (РП) выполняется контурный заземлитель на глубине 0,3–0,5 м и на расстоянии 0,8–1 м от стен здания (края территории). Контурный заземлитель присоединяется к ЗУ ТП (РП).

8.10 Защита и автоматика

8.10.1 При проектировании сельских РС в части требований к защите электрических сетей (электроустановок) следует руководствоваться [8] (раздел 15) с учетом [9] (раздел 15), ГОСТ 12.1.030 и ТКП 427.

8.10.2 Устройства релейной защиты и автоматики должны, как правило, выполняться на микропроцессорной элементной базе с возможностью интеграции в телемеханику ТП с использованием цифрового интерфейса.

8.10.3 Питание релейной защиты и автоматики должно выполняться выпрямленным или постоянным оперативным током. Допускается применение, в обоснованных случаях, автономного питания микропроцессорных защит от трансформаторов тока и напряжения.

8.10.4 Для защиты радиальных линий 6–10 кВ с односторонним питанием от многофазных замыканий должна предусматриваться двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой должна выполняться в виде токовой отсечки, а вторая — в виде максимальной токовой защиты с выдержкой времени.

Уставки устройств РЗА выбираются при расчетах с целью их селективной работы с другими элементами защиты электрооборудования.

8.10.5 Для защиты радиальных линий 6–10 кВ с односторонним питанием от однофазных замыканий предусматривается защита, действующая на принципах, обеспечивающих либо селективное отключение, либо сигнализацию поврежденного присоединения.

8.10.6 Автоматическое повторное включение, как правило, предусматривается на воздушных и смешанных линиях.

8.10.7 В сетях 6–10 кВ, как правило, применяются два типа АВР – сетевой и местный.

Сетевой АВР выполняется для взаиморезервирования двух линий, отходящих от разных подстанций, и устанавливается, как правило, на РП, пунктах секционирования (реклоузерах) и в ТП 10/0,4 кВ.

Местный АВР выполняется для включения резервного питания ТП или РП после исчезновения напряжения от основного источника питания.

8.10.8 На секционных выключателях РУ 10(6) кВ устанавливается максимальная токовая защита с ускорением действия защиты при АВР. При необходимости сокращения выдержек времени в сети допускается предусматривать на секционном выключателе защиту, вводимую на время действия АВР.При наличии в ячейках РУ 10 (6) кВ дуговой защиты устройство АВР должно быть выполнено с блокировкой, предотвращающей включение секционного выключателя на секцию, имеющую внутреннее повреждение.

8.10.9 Для защиты трансформаторов в ТП со стороны 10(6) кВ, как правило, применяются предохранители при условии обеспечения селективности их работы с защитами смежных элементов.

8.10.10 Для обнаружения мест междуфазных и однофазных повреждений на линиях 6–10 кВ применяются фиксирующие приборы и ОМП. Допускается для этих целей применять встроенные функции цифровых терминалов релейной защиты.

8.10.11 Для защиты секций РУ 0,4 кВ, как правило, применяются селективные автоматические выключатели.

8.10.12 Для защиты отходящих от ТП и РП элементов электрических сетей напряжением до 1 кВ применяются автоматические выключатели или закрытые плавкие предохранители (рубильники с предохранителями).

8.10.13 При параллельной работе трансформаторов через сеть 0,38 кВ в точках потокораздела петлевых линий устанавливаются селективные автоматические выключатели или предохранители с номинальным током на одну-две ступени меньше в зависимости от значения тока КЗ, чем номинальный ток головных автоматических выключателей или предохранителей петлевых линий в ТП.

8.10.14 При двухлучевых (многолучевых) схемах сетей с АВР на напряжении 0,38 кВ или 6–10 кВ параллельная работа трансформаторов через сеть 0,38 кВ не допускается.

8.10.15 В электрических сетях 10 кВ генераторы малой мощности подключаются к РП или ТП. Применение малой генерации требует обеспечения работы релейной защиты и автоматики в режимах как при параллельной, так и при автономной работе. Для синхронизации с электрической сетью генератор должен быть оснащен устройством автоматического включения и системой контроля синхронизма.

8.10.16 Применяемые для защиты секций РУ 0,4 кВ автоматические выключатели (вводные и секционный), как правило, должны иметь возможность дистанционного управления.

8.10.17 Средства автоматизации должны быть оснащены источником резервного электропитания, обеспечивающим работу всех технических средств в течение двух часов после исчезновения основного

питания.

8.11 Автоматизация сельских распределительных сетей

8.11.1 Проектирование автоматизации сельских РС осуществляется согласно [8] и с учетом положений [9].

8.11.2 В сельских РС в первую очередь подлежат телемеханизации:

- пункты секционирования (реклоузеры, выключатель нагрузки интеллектуальный внутренней установки, выключатель нагрузки интеллектуальный наружной установки и др.);
- генераторные установки;
- ОТП, ТП 10(6)/0,4 кВ и РП, участвующие в электроснабжении потребителей категории I.

Необходимость телемеханизации остальных объектов сельских РС 0,38–10 кВ определяется для каждого РЭС индивидуально, исходя из технической и экономической целесообразности. Все РП и ТП должны быть оснащены устройствами сигнализации проникновения посторонних лиц в электроустановки.

8.11.3 Для телеизмерений, как правило, применяются многофункциональные цифровые измерительные преобразователи с цифровым интерфейсом и классом точности не менее 0,5. Для телеизмерений в составе систем дистанционного телеуправления реклоузеров допускается применение измерительных преобразователей с аналоговым выходом 4–20 мА.

8.11.4 Вся собираемая информация должна быть привязана к астрономическому времени ее образования.

8.11.5 Автоматизацию сельских РС 0,38–10 кВ рекомендуется предусматривать в следующем объеме:

- телесигнализация положения основного коммутационного оборудования 0,4–10 кВ;
- телесигнализация срабатывания предохранителей 0,4–10 кВ для отходящих линий 0,4 кВ (при необходимости);
- телеизмерение токов, активной и реактивной мощности и энергии линий 6–10 кВ и понижающих трансформаторов;
- телеизмерение токов, активной и реактивной мощности и энергии линий 0,38 кВ (при необходимости);
- телеизмерение токов, активной и реактивной мощности и энергии генераторных установок;
- телеизмерение напряжения на шинах 6–10 и 0,4 кВ;
- аварийно-предупредительная сигнализация, в том числе допускается передача сигнала о несанкционированном проникновении посторонних лиц в электроустановки (ТП 0,4-10 кВ, РП 6–10 кВ);
- телесигнализация срабатывания системы пожарной автоматики и охранных датчиков и систем;
- телеуправление выключателями 6–10 кВ, вводными и секционным выключателями 0,4 кВ;
- телеуправление генераторными установками;
- телеуправление выключателями 0,4 кВ (при необходимости);
- информация фиксирующих приборов и определителей мест повреждений.

8.11.6 Средствами автоматизации должна осуществляться регистрация и хранение в энергонезависимой памяти достоверных, хронологически связанных данных за заданный период, предшествующий аварии, и после ее возникновения предоставляться информация о работе следующего оборудования и систем:

- основного коммутационного оборудования;
- защит и автоматики;
- охранных датчиков и систем;
- информации фиксирующих приборов и ОМП;
- пожарной автоматики.

8.11.7 Средства автоматизации должны оснащаться источником резервного электропитания, обеспечивающим работу всех технических средств в течение двух часов после исчезновения основного питания.

8.12 Информационная безопасность в сельских сетях

8.12.1 К защищаемой информации в сельских РС относятся:

- обрабатываемая на объектах информация, в том числе команды телеуправления, данные телеизмерений, данные телесигнализации;
- значения программных настроек технических средств, включая значения уставок и других условно-постоянных данных;
- системное и прикладное ПО;
- значения настраиваемых параметров средств защиты от несанкционированного доступа (НСД).

8.12.2 Информационная безопасность должна обеспечивается путем:

- применения специализированных программно-аппаратных или программных средств (файерволов, межсетевых экранов, роутеров и т. д.), имеющих сертификат соответствия или положительное экспертное заключение, выданные ОАЦ;
- соответствующих настроек операционных систем, клиентского ПО, ПО баз данных;

– применения ПО, реализующего функции управления доступом к обрабатываемым данным, идентификации и аутентификации пользователей;
– применения средств защиты от вредоносных программ;
– наличия организационно-распорядительной документации и иных требований, указанными в приказах ОАЦ.

8.13 Система связи в сельских сетях

8.13.1 При разработке проектной документации для организации системы связи в сельских РС руководствуются [8] с учетом положений [9].

8.13.2 Для эксплуатационного обслуживания сельских РС предусматривается технологическая связь между ремонтными бригадами и соответствующими диспетчерскими пунктами по всей протяженности ВЛП (ВЛ), базами, с которых осуществляется техническое обслуживание, а также между бригадами и отдельными электромонтерами. Технологическая связь предусматривается и для пунктов временного пребывания персонала на трассе ВЛП (ВЛ). В качестве основных средств для технологической связи должны использоваться средства радиосвязи на ультракоротких волнах.

8.14 Учет электроэнергии в сельских сетях

8.14.1 Учет электроэнергии в сельских РС проектируют согласно [8] и с учетом положений [9] и настоящего подраздела.

8.14.2 Приборами учета с возможностью дистанционного (из ЦСОД) сбора данных должны оснащаться (с учетом указанных далее особенностей) следующие объекты:
– РП 10(6) кВ;
– ТП 10(6)/0,4 кВ;
– СТП 10(6)/0,4 кВ;
– бытовые абоненты районов частной/коттеджной застройки.

Предприятия и организации агропромышленного комплекса, общественные здания, объекты мелиорации и водного хозяйства, организаций здравоохранения, учреждений общего среднего образования, учреждения дошкольного образования, предприятия и организации, предназначенные для бытового и культурного обслуживания сельского населения, а также жилищно- и гаражно-строительные кооперативы.

8.14.3 Организация точек учета электрической энергии

8.14.3.1 Точки учета на объектах сельских РС должны позволять контролировать баланс электроэнергии и мощности.

Точки учета устраиваются на СТП с учетом их конструктивных особенностей, количества абонентов на отходящих фидерах, наличия учета на вводе силового трансформатора со стороны низшего напряжения.

Средства учета для РП, ТП, СТП могут размещаться вне указанных объектов при отсутствии технической возможности для размещения средств учета на объектах.

Расчетный учет электроэнергии следует организовывать на границе балансовой принадлежности электрических сетей.

8.14.3.2 На РП 10(6) кВ, ТП 10(6)/0,4 кВ, находящихся на балансе ЭСО, точки учета электроэнергии устраиваются:
– на вводах трансформаторов со стороны низшего напряжения (организация точек учета электроэнергии со стороны высшего напряжения требует обоснования);
– 2) на отходящих линиях 0,38 кВ, включая линии освещения и резервные – по согласованию с ЭСО;

Примечание — Для резервных линий должны быть выполнены сборки зажимов, а также предусмотрены места для установки счетчиков и измерительных трансформаторов.

– на отходящих линиях 6–10 кВ, если хотя бы одна из них питает потребителя (потребителей) или является линией связи с объектами электрических сетей смежных РЭС, других субъектов хозяйствования или соседних государств.

8.14.3.3 На СТП 10(6)/0,4(0,23) кВ, находящихся на балансе ЭСО, точки учета электроэнергии должны организовываться:
– на вводах трансформаторов со стороны низшего номинального напряжения;
– на отходящих линиях, питающих освещение мест общего пользования;
– на отходящих линиях, питающих несколько абонентов;
– на отходящих линиях, питающих отдельного абонента, приборы учета устанавливать не требуется при наличии у абонента прибора учета, опрашиваемого из центра сбора и обработки данных (ЦСОД).

8.14.3.4 На РП 10(6) кВ, ТП 10(6)/0,4 кВ, СТП 10(6)/0,4 кВ потребителей электроэнергии точки учета электроэнергии устраиваются:

а) на всех питающих линиях (участках линий) 6–10 кВ и линиях транзита с другими электрическими сетями ЭСО либо на присоединениях вводов трансформаторов на стороне высшего напряжения или по согласованию с ЭСО низшего напряжения;

б) на отходящих линиях 0,38–10 кВ, питающих субабонентов. В том случае если учет потребления электроэнергии субабонентами невозможен на потребительской РП (ТП, СТП) (к отходящему фидеру подключены нагрузки различных субабонентов), то точки учета электроэнергии должны организовываться в распределительных вводных устройствах субабонентов. Для субабонентов каждой тарифной группы следует устанавливать соответствующие средства расчетного учета:

1) на присоединениях генерирующих источников электроэнергии потребителей;

2) на отходящих линиях 0,38 кВ, являющихся линиями связи с объектами электрических сетей смежных РЭС, других субъектов хозяйствования или соседних государств.

8.14.3.5 У бытовых абонентов (одно-, двух-, трех-, четырехквартирные жилые дома и бытовые постройки):

а) средства учета электроэнергии устанавливаются согласно [77] (пункт 16.10). Установку ЩУЭ следует выполнять в соответствии с [89];

б) для каждой группы электроприемников, расход электроэнергии по которой учитывается по одному тарифу, предусматривается отдельное средство расчетного учета, устанавливаемое на отдельном вводе (ах);

в) при отсутствии отдельных вводных ответвлений для каждого абонента должны предусматриваться указанные ответвления до соответствующих домов и (или) построек абонентов. Решений по устройству электрических цепей внутри указанных домов (построек) в проектной документации по строительству и реконструкции сетей 0,38–10 кВ предусматривать не требуется.

8.14.3.6 Учет электроэнергии у бытовых абонентов многоквартирных жилых домов, в общежитиях осуществляется в соответствии с [77].

8.14.3.7 Не требуется установка отдельных приборов учета электроэнергии на линиях питания насосов противопожарного водоснабжения и средствах обеспечения пожарной безопасности и пожаротушения, предназначенных для использования при пожаре, приводов задвижек тепловых камер, электросирен гражданской обороны и аналогичных электроприемников, которые работают эпизодически и кратковременно при аварийных форс-мажорных ситуациях (см. [92] (пункт 138)).

8.14.4 Требования к счетчикам электроэнергии

8.14.4.1 Первичные средства учета электроэнергии (измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электроэнергии), предназначенные для расчетного учета, должны быть внесены и в Государственный реестр средств измерений Республики Беларусь и, если предполагается их использование в составе АСКУЭ, в Отраслевой рекомендуемый перечень средств коммерческого учета электроэнергии для целей применения в составе АСКУЭ.

8.14.4.2 Требования к счетчикам электроэнергии, применяемым в сельских РС, и их типовые характеристики приведены в [9].

8.15 Охрана окружающей среды

8.15.1 Конструктивные и технические решения ВЛИ, ВЛП (ВЛ), КЛ и ТП в части охраны окружающей среды должны соответствовать требованиям [93].

8.15.2 При изъятии земель в постоянное пользование для строительства ТП и во временное пользование для сооружения КЛ и ВЛ следует руководствоваться актом выбора места размещения земельного участка, утвержденным в соответствии с НПА.

8.15.3 Благоустройство, а также мероприятия по озеленению территорий должны осуществляться в соответствии с положениями [94].

8.15.4 При размещении объекта сельских РС должны быть определены объемы образования строительных отходов, а также дальнейшее обращение с ними (передача на использование, обезвреживание, захоронение и (или) хранение) в соответствии с требованиями [95], [96], [97].

8.15.5 При размещении новых ТП на территории жилой застройки необходимо выполнить мероприятия, обеспечивающие допустимый уровень факторов физического воздействия (шум, электромагнитное излучение) на территории жилой застройки, в соответствии с [57], [72], [74].

8.15.6 Следует предусматривать технически организованный сбор и отведение дождевых и талых вод с кровли зданий ТП.

8.15.7 При прокладке ВЛ, КЛ и размещении подстанций на особо охраняемых природных территориях согласно [98], природных территориях, подлежащих специальной охране, следует:

– использовать земли, прилегающие к существующей инженерной инфраструктуре (существующие ВЛ, дороги, квартальные просеки и т. п.), для прокладки КЛ и строительства ВЛ;

– прокладывать трассы КЛ и ВЛ с учетом режима охраны и использования на особо охраняемых природных территориях и природных территориях, подлежащих специальной охране;

– уточнять наличие мест произрастания дикорастущих растений, относящихся к видам, включенным в Красную книгу Республики Беларусь, в местах проведения строительных работ и прилегающих к ним территориях;

– прокладывать трассы ВЛ и КЛ в обход мест произрастания дикорастущих растений, относящихся к видам, включенным в Красную книгу Республики Беларусь согласно [99];

– уточнять наличие мест обитания диких животных, относящихся к видам, включенным в Красную книгу Республики Беларусь, в местах проведения строительных работ и прилегающих к ним территориях;

– при наличии мест обитания диких животных, относящихся к видам, включенным в Красную книгу Республики Беларусь, планировать и осуществлять мероприятия, обеспечивающие охрану объектов животного мира и (или) их обитания, согласно [100];

– не допускать удаления, повреждения или уничтожения деревьев и кустарников за пределами охранной зоны ВЛ и КЛ;

– не допускать засорение земель отходами в местах проведения работ;

– складировать строительные материалы на землях, не покрытых лесом;

– использовать существующие дороги для доставки стройматериалов и оборудования.

При прокладке и размещении объектов сельских РС выполняется комплекс мероприятий:

а) по сохранению плодородного слоя почвы и его дальнейшему использованию при снятии плодородного слоя почвы под планируемыми объектами и коммуникациями;

б) по технической рекультивации территории (вертикальная планировка участка, восстановление почвенного покрова; выполнение противоэрозионных мероприятий и т. д.);

в) по сохранности объектов растительного мира (в том числе таксационный план с указанием сохраняемых, подлежащих пересадке и удалению объектов растительного мира).

До начала работ должны выполняться мероприятия для сохранности объектов растительного мира в соответствии с требованиями [94] (пункт 5.3).

В случае необходимости удаления объектов растительного мира в проектной документации должны быть предусмотрены компенсационные мероприятия в соответствии с требованиями законодательства об охране и использовании растительного мира.

При сносе гнезд птиц, размещенных на воздушных линиях электропередачи, необходимо выполнять работы по их восстановлению в соответствии с [101].

На отдельных сложных участках прокладки ВЛП (ВЛ) и КЛ, в том числе больших переходах через водные пространства, через поймы рек, болота и т. д., должны быть предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды в разработанных согласно [102] (пункты 5.8 и 7.8) технологических картах и (или) проектах производства работ, учитывающих применяемые технологии производства работ.

8.16 Применение систем накопление электрической энергии

8.16.1 В сельских РС при технико-экономическом обосновании могут быть применены системы накопления электрической энергии (СНЭЭ) при решении следующих технических задач:

- обеспечение надежности электроснабжения;
- электроснабжение потребителей в малонаселенных пунктах;
- повышение пропускной способности линий электропередачи;
- повышение показателей качества электроэнергии.

8.16.1.1 Варианты применения СНЭЭ для обеспечение надежности электроснабжения:

1) в комплексе или вместо ДГУ путем замены ДГУ (снижения мощности) за счёт установки СНЭЭ для нужд резервного и аварийного электроснабжения и тем самым снизить затраты на энергоснабжение таких объектов;

2) в качестве второго независимого источника питания вместо возведения второй ВЛ 0,38 кВ при необходимости появления потребителей, требующих повышения категории надежности электроснабжения.

8.16.1.2 Применение СНЭЭ для повышение качества электроснабжения потребителей в малонаселенных пунктах, электроснабжение которых в основном осуществляется через тупиковые нерезервируемые (одноцепные) линии электропередачи вместо возведения или комплексной реконструкции действующих сетевых объектов в составе автономной генерации или в составе комплексных источников электрической энергии.

8.16.1.3 Применение СНЭЭ для повышение пропускной способности существующих линий электропередачи достигается путем снижения потребности потребителя в сетевой мощности и уменьшения величины перетоков мощности потребителям до нормированных значений в часы пикового потребления электрической энергии. Это позволит пересмотреть вопрос о возведения новых линий электропередачи с целью увеличения пропускной способности электрических сетей, а в отдельных случаях, возможно, и отказаться от этих мероприятий.

8.16.1.4 Для повышения показателей качества электроэнергии у потребителей путем применения СНЭЭ в сочетании с небольшими переносными стабилизаторами, выполненные по технологии вольтодобавочных трансформаторов небольшой мощности.

Для корректировки показателей качества электроэнергии в сети применяются сетеобразующие СНЭЭ со следующими характеристиками:

- пофазная установка уставок по напряжению на включение и отключение накопителя с учетом напряжения на вводах потребителей;
- пофазное регулирование выдачи и потребления мощности накопителем;
- отключение накопителя при возникновении в сети аварийных режимов;
- с системой регулирования потребляемой мощности, которую должна иметь СНЭЭ в целях

предотвращения значительного падения напряжения на линии при зарядке устройства, то есть накопитель электрической энергии должен реализовывать автоматическое регулирование зарядного тока в зависимости от уровня напряжения в электрической сети 0,38 кВ для ограничения зарядного тока при снижении напряжения в сети.

8.16.2 Структурная схема СНЭЭ включает следующие основные подсистемы (рисунок 8.15):

- управления СНЭЭ, обеспечивает настройку СНЭЭ, двусторонний информационный обмен с системой АСУ ТП;
- преобразования, содержит двунаправленный инвертор, выполняющий преобразование постоянного тока от АКБ в переменный для сети и преобразование входящего переменного тока в постоянный для заряда АКБ; выполняет также функцию синхронизации с сетью;
- распределения, осуществляет мониторинг, управление режимами работы и связь с внешними сетями;
- управления АКБ (BMS), мониторинг состояния, защита от перенапряжения, пониженного напряжения, перегрузки по току и теплового разгона;
- хранения, содержит комплектные модули АКБ, суперконденсаторы, BMS. Напряжение модуля обычно находится в диапазоне от 48 В до 1,500 В постоянного тока.

Рисунок 8.15 — Структурная схема СНЭЭ

Контейнер или помещение, где располагается СНЭЭ, должны быть оснащены дополнительными подсистемами, в том числе поддержания оптимальной температуры и влажности (отопление/кондиционирование); пожаротушения, аварийного отключения. Также контейнер или помещение для ССНЭ должны иметь соответствующие класс защиты, уровень минимизации шума и вибраций и оснащаются вспомогательным оборудованием, включающим распределительные щиты, системы заземления, освещения, пожарной сигнализации;.

При выборе СНЭЭ для решения технических задач, в том числе обозначенных в 8.11.1 основным техническим параметром является мощность используемого инвертора электрической энергии, она будет различной и зависит от величины разрешенной мощности потребителя P_p.

Для возможности покрытия СНЭЭ нагрузки в объеме P_p в течение утреннего и вечернего максимумов расчетная мощность инвертора СНЭЭ должна быть рассчитана с учетом корректирующих коэффициентов:

0,7 – коэффициент, учитывающий уменьшение емкости при циклах заряда-разряда за весь период срока службы СНЭЭ (не менее 20 лет);

0,9 – коэффициент полезного действия накопителя;

0,8 – коэффициент, учитывающий старение батарей накопителя электроэнергии, приводящее к потери емкости за 20 лет срока службы. Установлено, что каждые 10 лет батареи теряют порядка 10 % своей емкости.

Примечание — для нагрузки мощностью 15 кВт и возможности выдачи СНЭЭ 15 кВт·ч, расчетная энергоемкость накопителя составит: 15 кВт·ч / (0,7·0,9·0,8) = 29,8 кВт·ч.

8.16.3 Оптимальная энергоемкость СНЭЭ выбирается в соответствии рекомендациями, приведенными ниже и с учетом предельных значений, приведенных в таблице 8.15.

Примечание — Энергоемкость показывает потенциальную возможность аккумулятора энергии СНЭЭ, т.е. сколько времени он сможет питать нагрузку, если будет полностью заряжен.

8.16.4 Расход электрической энергии $\Delta C_{\text{нэ}}$ аккумулятора СНЭЭ за время $\Delta t_{\text{нв}}$ определяется как

$$\Delta \mathrm{C}_{\text{нэ}} = \frac{P_{\text{н}}}{U_{\text{н}}} \Delta t_{\text{нв}}, \tag{8.1}$$

где $P_н$ – номинальная мощность СНЭЭ;

$U_н$ – номинальное напряжение СНЭЭ.

8.16.5 Для литий-ионных аккумуляторных батарей (АБ$_{ли}$) производители АБ$_{ли}$ устанавливают конечное напряжение разряда, при достижении которого АБ$_{ли}$ необходимо отключать от нагрузки и начинать заряжать. Степень или глубина разряда АБ$_{ли}$ (*DOD*) у разных производителей может находиться в диапазоне 70 – 95 % от номинального значения энергоемкости, что соответствует минимально допустимому напряжению на АБ$_{ли}$. Для расчетов значение *DOD* должно уточняться у производителя выбранной АБ$_{ли}$.

8.16.6 Степень разряда АБ$_{ли}$ СНЭЭ определяется по формуле

$$DOD = \frac{C^{н}_{нэ} - C^{min}_{нэ}}{C^{н}_{нэ}}\ 100\ \% = \frac{\Delta C_{нэ}}{C^{н}_{нэ}}\ 100\ \%, \tag{8.2}$$

где $C^{н}_{нэ}$ – номинальная энергоемкость АБ$_{ли}$ СНЭЭ;

$C^{min}_{нэ}$ – минимально допустимая энергоемкость АБ$_{ли}$ СНЭЭ.

Номинальная энергоемкость АБ$_{ли}$ СНЭЭ определяется из (8.2) с учетом формулы (8.1) как

$$C^{н}_{нэ} = \frac{P_н}{DOD \cdot U_н}\ \Delta t_{нв}, \tag{8.3}$$

С учетом коэффициента старения АБ$_{ли}$ $K_{ст}$ за расчетный период $T_{рас}$ номинальная энергоемкость определится как

$$C^{н}_{нэ} = K_{ст}\frac{P_н}{DOD \cdot U_н}\ \Delta t_{нв}, \tag{8.4}$$

где $K_{ст} = k_{ст} \cdot T_{рас}$, здесь $k_{ст}$ − удельный коэффициент старения.

Примечание — Величина потери энергоёмкости АБ$_{ли}$ СНЭЭ в течение года, выраженная в единицах относительно установленной мощности АБ$_{ли}$ СНЭЭ. Определяется производителем АБ$_{ли}$. Принимается равным 10 % за 10 лет.

Таблица 8.1 — Предельные значения энергоемкости СНЭЭ

Отношение энергоемкости к нормированной активной мощности СНЭЭ	Мощность СНЭЭ, %	Техническое решение
1,0 – 4,0 (в зависимости от длительности перерывов энергоснабжения)	100 % разрешенной мощности потребителя	Повышение надежности электроснабжения, в том числе, обеспечения резервного питания
2,0	-//-	Сглаживание пиковых значений потребления
1,0 – 14,0 (в зависимости от количества часов превышения дополнительной мощности над разрешенной на границе балансовой принадлежности)	100 % дополнительной мощности потребителя	Снижение потребности в сетевой мощности при присоединении к сетям электроснабжения
0,1 – 1,0	100 % разрешенной мощности потребителя	Повышение качества потребляемой электроэнергии
1,0 – 14,0 (в зависимости от наблюдаемого количества часов перегрузки фидера)	-//-	Решения проблем с перегруженными фидерами подстанций
12,0 – 24,0 (в зависимости от категории)	-//-	Повышение категорийности электроснабжения
1,0 – 4,0 (в зависимости от количества часов превышения мощности локальной генерации над мощностью потребления)	От 100 % разрешенной мощности потребителя до суммы разрешенной мощности потребителя и мощности локальной генерации генератора	Повышение эффективности использования собственной локальной генерации, в том числе с использованием ВИЭ

Окончание таблицы 8.1

Примечание — Дополнительная энергоёмкость может потребоваться в случае если: 1) показатели качества электроэнергии у потребителей выходят за пределы, определенные стандартом, даже после проведения мероприятий (выравнивание нагрузок фаз, проверка исправности нулевого провода, обеспечение нормативного напряжения на шинах питающей подстанции); 2) достигнут предел пропускной способности ВЛ и отсутствует техническая возможность её увеличения без модернизации ВЛ, например, путём замены существующих проводов на провода с большим поперечным сечением; 4) необходимо обеспечить повышенную категорию надежности энергоснабжения потребителя или увеличить показатели SAIDI (см. [8] (Л.2.3)) без изменения категории.

8.16.7 В общем случае накопитель электроэнергии может работать в режимах:

1) заряда, в процессе которого электрическая энергия из внешней сети переменного тока преобразуется в энергию постоянного тока и поступает в АБ$_{ЛИ}$;

2) разряда, при котором запасенная энергия постояннного тока пребразуется в энергию переменного тока и поступает в сеть.

Возможность работы в режимах заряда-разряда на временном интервале (t-1) определяется путем сравнения текущего состояния с максимальным и минимальным значением емкости, с учетом коэффициента саморазряда $k_{ср}$:

$C_{нэ}\ (t-1)\ k_{ср} < C^{max}_{нэ} \rightarrow$ заряд возможен;

$C_{нэ}\ (t-1)\ k_{ср} = C^{max}_{нэ} \rightarrow$ заряд невозможен ;

$C_{нэ}\ (t-1)\ k_{ср} > C^{min}_{нэ} \rightarrow$ разряд возможен ;

$C_{нэ}\ (t-1)\ k_{ср} = C^{min}_{нэ} \rightarrow$ разряд невозможен.

В режиме заряда: величина энергии, доступной для заряда, сравнивается с установленной мощностью инвертора с учетом его коэффициента полезного действия:

$W_{ch}\ (t) = C^{max}_{нэ} - C_{нэ}\ (t-1)\ k_{ср}$;

$W_{ch}\ (t) \le \eta\ P_н \rightarrow$ вся доступная энергия в АБ$_{ЛИ}$ равна $W_{ch}\ (t)$;

$W_{ch}\ (t) > \eta\ P_н \rightarrow$ заряд АБ$_{ЛИ}$ ограничивается инвертором, $W_{ch}\ (t) = \eta\ P_н$.

Если заряд невозможен, состояние АБ$_{ЛИ}$ остается неизменным.

В режиме разряда: если разряд возможен определяется энергия, которая может быть отдана в сеть, для чего проводится сравнение с максимальной установленной мощностью инвертора с учетом его коэффициента полезного действия η:

$W_{dc}\ (t) = C_{нэ}\ (t-1)\ k_{ср} - C^{min}_{нэ}$;

$W_{dc}\ (t) \le \eta\ P_н \rightarrow$ вся доступная энергия, выдаваемая в сеть равна $W_{dc}\ (t)$;

$W_{dc}\ (t) > \eta\ P_н \rightarrow$ разряд АБ$_{ЛИ}$ ограничивается инвертором, $W_{dc}\ (t) = \eta\ P_н$.

Если разряд невозможен, состояние АБ$_{ЛИ}$ остается неизменным;

3) холостого хода.

8.16.8 Если имеется возможность работы СНЭЭ по заданному суточному графику (в этом режиме инвертор СНЭЭ должен иметь способность автоматически синхронизировать частоту и фазовый угол с сетью), то интервалы циклов заряда могут планироваться в периоды минимальных нагрузок (примерно с 0 до 6 час, с 10 до 12 ч, с 14 до 18 ч); интервалы циклов разряда − в периоды максимальных нагрузок (примерно с 6 до 10 ч, с 12 до 14 ч, с 18 до 0 ч). В этом случае накопитель электроэнергии выдает мощность в сеть только в то время суток, которое, которое совпадает с циклами разряда.

Рекомендуется выбирать СНЭЭ с возможностью работы в любое время суток без ограничений по циклам заряда-разряда. При этом заряд должен осуществляться в то время, когда потребление мощности в сети является минимальным.

8.16.9 Учитывая, что отсчет времени, реализуемый СНЭЭ перед выдачей мощности в сеть может превышать время отключения ОКЗ, в точке установки СНЭЭ должна осуществлять контроль значений напряжения и тока, что позволит выявить аварийный режим работы сети и реализовать алгоритм отключения СНЭЭ. Другим вариантом решения – является оснащение средствами сетевого секционирования линий электропередачи, что позволит своевременно отключать КЗ.

9 Требования к электроустановкам зарядных станций

9.1 При устройстве зарядной инфраструктуры следует учитывать наличие доступной электросетевой инфраструктуры и необходимой для подключения мощности (либо возможности реконструкции распределительных объектов для выделения необходимой мощности). Для зарядки электромобилей применяются специализированные устройства − зарядные станции (общественные и индивидуальные).

9.1.1 Зарядные станции для электромобилей относятся к III категории по надежности электроснабжения.

9.1.2 Зарядные станции для электромобилей, устраиваемые в зданиях (парковках) подразделяются по характеристикам на следующие типы:

1) номинальный переменный ток не превышает 16 А, номинальное напряжение 250 В при однофазном и 480 В при трехфазном подключении (бытовые зарядные станции);

2) номинальный переменный ток не превышает 32 А, номинальное напряжение 250 В при

однофазном и 480 В при трехфазном подключении (медленные зарядные станции);

3) номинальный переменный ток не превышает 63 А, номинальное напряжение 480 В при трехфазном подключении (стандартные зарядные станции);

4) номинальный переменный ток превышает 63 А, номинальное напряжение 480 В при трехфазном подключении (быстрые зарядные станции);

9.1.3 Подключение зарядных станций электромобилей типов 3, 4 следует осуществлять непосредственно от ВРУ, ГРЩ здания или РУ-0,4 кВ ТП.

Для зданий с зарядной инфраструктурой и зарядными станциями типов 3 и 4 в помещении ВРУ следует предусматривать возможность устройства дополнительной панели для подключения зарядных станций по мере увеличения доли электротранспорта.

9.1.3 Размещение зарядных станций для электромобилей типа 4 во встроенных, пристроенных и встроенно-пристроенных помещениях жилых и общественных зданий не допускается.

Допускается подключение зарядных станций для электромобилей типов 1, 2 от групповых осветительных или силовых щитков.

9.1.4 Зарядные станции для электромобилей типов 2 и 3 следует предусматривать для стоянок персонала общественных зданий. Зарядные станции типов 1-3 следует предусматривать для частных парковочных мест в многоквартирных жилых зданиях и отдельно стоящих многоуровневых стоянках автомобилей.

Для гостевых стоянок автомобилей общественных зданий следует предусматривать зарядные станции для электромобилей типов 3 и 4.

Зарядные станции для электромобилей типа 1 могут предусматриваться для индивидуальных и блокированных жилых домов.

9.2 При устройстве зарядной станции следует учитывать: габаритные размеры электромобиля; возможные способы постановки на зарядку; длину кабелей зарядного устройства различных марок электромобилей.

Зарядная станция должна находиться не далее 1 м от площадки, предназначенной для постановки электромобиля в целях зарядки.

9.3 Требования к вилкам, штепсельным розеткам, переносным розеткам и вводам транспортных средств со штырями и контактными гнездами стандартизованных конфигураций, рассчитанные на паспортное номинальное рабочее напряжение не более 500 В по ГОСТ 29322 переменного тока частотой 50-60 Гц и номинальный ток не более 63 А для трехфазной сети или 70 А − для однофазной, применяемые в кондуктивной (проводной) зарядке электромобилей, должны соответствовать ГОСТ IEC 62196-2.

9.4 Соединение электромобиля с оборудованием источника питания должно быть таковым, чтобы в нормальных условиях эксплуатации кондуктивная передача электроэнергии выполнялась безопасно в соответствии с ГОСТ IEC 61851-1.

9.5 Защита от поражения электрическим током предусматривается путем принятия соответствующих мер как при нормальной эксплуатации, так и в условиях повреждения:

- для бортовых систем или оборудования электромобиля − по СТБ ISO 6469-1;
- для систем или оборудования, внешних для электромобиля, по [103] (раздел 411).

9.6 При соединении электромобиля с оборудованием источника питания не должно быть доступных открытых токоведущих частей, даже после снятия частей, которые снимаются без помощи инструмента в соответствии с ГОСТ 14254.

9.7 Зарядные устройства могут устраиваться с использованием интеллектуального управления со следующими сценариями:

- удаленный мониторинг и удаленное управление процессом зарядки;
- прерывание зарядной сессии и (или) снижение доступной мощности в случае реализации сценария выравнивания нагрузки;
- возможность перераспределения мощности между зарядными станциями в зависимости от запрограммированного времени зарядки электромобиля (например, в ночное время, т.е. в период минимальных спроса и цен на электроэнергию);
- отключение зарядного оборудования при аварийных режимах.

9.8 Зарядные устройства должны обесточиваться при срабатывании системы пожарной сигнализации и (или) АУПТ.

9.9 Доступ к зарядным устройствам и активирование зарядной станции должно быть возможно только с помощью специальной карты доступа, мобильного устройства посредством Wi-Fi подключения в режиме "Ad-hoc" (режим "точка-точка") или посредством технологии Plug and Charge (СТБ ISO 15118-1).

9.10 Система управления и контроля электропотребления должна обеспечивать учет следующих:

- дата, время и место зарядки;
- объем потребленной электроэнергии;
- продолжительность зарядки.

9.11 Зарядные устройства на стоянках открытого типа должны быть защищены от влаги и проникновения твердых предметов не ниже IP54 по ГОСТ 14254. Конструкция зарядных устройств и мест

размещения зарядных станций должна обеспечивать их безопасное функционирование в условиях попадания дождя, снега, сильного ветра.

9.12 При устройстве на стоянке автомобилей, в том числе при хранении автомобилей в боксах, мест для зарядки электромобилей (зарядных колонок, станций) необходимо учитывать следующие положения:

- места для зарядки следует располагать вдоль проездов для автомобилей и проходов для людей;
- степень защиты оболочки электрооборудования, применяемого для зарядки электромобилей, должна быть не менее IP44;
- электрические сети следует оснащать автоматическими выключателями и устройствами защитного отключения, управляемыми дифференциальным током;
- электрооборудование, применяемое для зарядки батарей электромобилей, следует автоматически обесточивать при получении сигнала о срабатывании систем противопожарной защиты.

9.13 При устройстве зарядных станций для транспортных средств следует руководствоваться ГОСТ IEC 61851-1, ГОСТ IEC 62196-1. В системе электроснабжения следует предусматривать устройства защитного отключения.

9.14 При определении расчетных нагрузок зданий общественные и индивидуальные зарядные станции для электромобилей следует относить к силовому оборудованию.

При расчете нагрузок от общественных и индивидуальных зарядных станций для электромобилей следует руководствоваться коэффициентами спроса $K_{сз}$, приведенными в таблице 9.1.

Таблица 9.1 — Коэффициенты спроса общественных и индивидуальных зарядных станций для электромобилей для зданий

Тип зарядных станций	$K_{сз}$ зарядных станций при числе электроприемников					
	1-3	4-8	9-15	16-25	26-40	Свыше 40
Тип 1	1	0,9	0,8	0,68	0,6	0,55
Тип 2	1	0,88	0,73	0,64	0,55	0,47
Тип 3	1	0,78	0,64	0,52	0,43	0,36
Тип 4	0,9	0,64	0,49	0,37	0,28	0,2

9.15 Рекомендуется предусматривать индивидуальные приборы коммерческого учета для зарядных станций в электроустановках зданий (парковках) с использованием многотарифных приборов учета (счетчиков электрической энергии), оснащенных реле отключения нагрузки, астрономическими реле, а также GSM модулями для дистанционного сбора информации о потреблении электроэнергии, контроля и управления.

9.16 При наличии средств автоматизации, регулирующих отпуск свободной мощности на нужды зарядной инфраструктуры согласно графику пиковых нагрузок зданий, при определении расчетных нагрузок зданий нагрузку от зарядной инфраструктуры допускается принимать коэффициент несовпадения максимумов *К* равным 0,25 к основной нагрузке зданий.

9.17 Индивидуальная зарядная станции должна поддерживать режим зарядки типа 3, которой определен в ГОСТ IEC 61851-1 (пункт 6.2.3) и иметь сертификат соответствия ТР ТС 004/2011.

Примечание — Под типом 3 зарядки понимается режим зарядки, когда транспортное средство подключено к устройству системы электроснабжения электромобиля (например, зарядной станции, настенному зарядному устройству), которое обеспечивает запитку транспортного средства переменным током при наличии коммуникации между транспортным средством и зарядной станцией (через сигнальные/управляющие линии и/или через линии проводной сети).

Приложение А
(рекомендуемое)

Варианты применения арматуры и характеристики аналогов арматуры СИП

Таблица А.1 — Варианты применения арматуры

Варианты	Марки зажимов*	Назначения, преимущества и особенности применения
1 Крепление провода на магистрали и линейных ответвлениях		
1.1 На промежуточных опорах 1.2 На угловых промежуточных опорах	Поддерживающие зажимы, типы: ЗПП, ЗКН-2 SO130.02	Назначение: 1) Используются для подвески проводов на промежуточных и угловых опорах с углом поворота до 60 °. Особенности: 1) Благодаря компактной конструкции при помощи этих зажимов легко монтировать линию. 2) Корпус зажимов изготовлен из коррозионностойкого алюминиевого сплава и из атмосферостойкой пластмассы, болты стальные горячей оцинковки. 3) Зажимы для удобства монтажа снабжены болтами с барашками.
1.3 На промежуточных опорах 1.4 На угловых промежуточных опорах	Поддерживающие зажимы, типы: SO 136	Назначение: 1) Предназначены для подвески на промежуточных и угловых опорах с углом поворота до 90 градусов. Особенности: 1) Благодаря компактной конструкции при помощи этих зажимов легко монтировать линию. 2) Корпус зажимов изготовлен из коррозионностойкого алюминиевого сплава и из атмосферостойкой пластмассы, болты стальные горячей оцинковки. 3) Зажимы для удобства монтажа снабжены болтами с барашками.
1.5 На промежуточных опорах 1.6 На угловых промежуточных опорах	Поддерживающий зажим, типы; SO270 SO239	Назначение: 1) Зажим SO 239 используют для подвески СИП на промежуточных опорах с углом поворота до 30 °. 2) Зажим SO 270 применяется для подвески на промежуточных и угловых опорах до 30 ° (от 2х25 до 4х35 мм^2) и угловых опорах до 15 ° (от 4х50 до 4х70 мм^2). Особенности: 1) Зажим SO 239 изготовлен из коррозионностойкого алюминиевого сплава и из атмосферостойкой пластмассы.

Продолжение таблицы А.1

Варианты	Марки зажимов*	Назначения, преимущества и особенности применения
1.7 На опорах анкерного типа	Клиновые натяжные зажимы для магистрали, типы: SO 250.01 PA 1500 ЗАН 50-70	Назначение: 1) Зажимы применяются для крепления провода СИП на угловых, промежуточных и концевых опорах ВЛИ для обеспечения натяжения самонесущего изолированного проводника на анкерных опорах. Зажимы используются под различное сечение проводника и в разных исполнениях имеют различное значение предельной нагрузки. 2) Монтаж возможен без применения динамометрического ключа. 3) Широкий диапазон сечений несущего проводника Особенности: 1) Обеспечивает фиксацию проводника путем срабатывания простого призматического механизма, рабочие поверхности которого сходятся под острым углом. На опоре ВЛИ зажим фиксируется с помощью тросика. 2) Не требуется снятие изоляции с несущего проводника.
	Плашечные натяжные зажимы для магистрали, типа SO65.1	Назначение: 1) Зажимы применяются для анкерного крепления провода СИП на угловых, промежуточных и концевых опорах ВЛИ. 20 Монтаж возможен без обрезки несущего проводника. Особенности: 1) Ограниченный диапазон сечений; 2) При монтаже необходим динамометрический ключ. 3) На месте фиксации необходимо снять изоляцию с нулевого проводника.
1.8 На промежуточных опорах 1.9 На угловых промежуточных опорах	Поддерживающие зажимы для крюков, типы: SO265, S0265.1 ЗПН 1500	Назначение: 1) Предназначены для подвески провода СИП на угловых и промежуточных опорах. Особенности: 1) Эффективная конструкция поддерживающего зажима включает пластины из прочных алюминиевых сплавов и клиновидную изоляционную вставку из прочного пластика. Дужка кронштейна из высокопрочной оцинкованной стали в зажатом положении страхуется наличием специальных фиксаторов. Таким образом, использование анкерных зажимов для крепления СИП исключает возможность разрушения конструкции под влиянием коррозии, агрессивных сред, нарушения защиты нулевого провода 2) Монтаж проводится без применения гаечных ключей. Зажим для удобства монтажа снабжен фиксатором. 3). Зажим SO 265.1 имеет металлическую вставку в отверстии под крюк.

Продолжение таблицы А.1

Варианты	Марки зажимов*	Назначения, преимущества и особенности применения
2. Концевое крепление провода на ответвлениях к вводам		
2.1 Со стороны ВЛИ и со стороны ввода	Натяжные зажимы для ответвлений к вводам, типы: SO157.1, SO158.1	Назначение: 1) Используются для крепления проводов на ответвлениях к вводам. Особенности: 1) При монтаже требуется обрезка несущего проводника. 2) Широкий диапазон сечений.
	Анкерный зажим, тип SO243	Назначение: 1) Зажим используется для крепления абонентских ответвлений подходящих сечений. Особенности: 1) Зажим легкий и не имеет разбираемых во время монтажа частей. 2) Корпус зажима и петля изготовлены из атмосферостойкой пластмассы. 3) Не требует снятия изоляции и применения ключей
3. Крепление провода на стенах зданий и сооружениях		
3.1 На любых поверхностях	Поддерживающие дистанционные фиксаторы, тип SO 76	Назначение: 1) Используется для фасадного крепления СИП. 2) Возможна фиксация на деревянных и бетонных поверхностях. Особенности: 1) Фиксаторы предотвращают прикосновение проводов или кабелей к поверхности стен или опор. 2) Обеспечивается расстояние от провода до стены 60 мм. 3) Крепление фиксатора к стене и фиксация в нем провода осуществляется одним крепежным элементом.
3.2 На деревянных поверхностях	Поддерживающие дистанционные фиксаторы, тип SO 71	Назначение: 1) Используются для крепления кабелей и проводников на опоре или фасаде. Включает одну перфорированную ленту SO71.1, может также использоваться с двумя лентами. Расстояние от проводника до стены 90 мм. Особенности: 1. Возможна фиксация только деревянных поверхностях. 2. Крепление фиксатора к стене и фиксация в нем провода осуществляется одновременно одним крепежным элементом.
3.3 На бетонных, кирпичных и других твердых поверхностях	Дистанционный бандаж, тип SO 90.1	Назначение: 1) Используется для крепления, на кирпичных и бетонных стенах. Особенности: 1) Раздельное крепление фиксатора к стене и провода. 2) Нет возможности фиксации на деревянных поверхностях.

Продолжение таблицы А.1

Варианты	Марки зажимов*	Назначения, преимущества и особенности применения
4. Соединение нулевого несущего проводника на магистрали и линейных ответвлениях		
4.1 В пролете линии	Автоматические соединительные зажимы, тип CIL	Назначение: 1) Соединительный зажим применяется для соединения неизолированных и изолированных несущих проводников. Концы соединяемых жил должны быть зачищены. Особенности: 1) Монтируются без применения инструментов. 2) Соединительные комплексы CIL 6, CIL 7, CIL 8 включают изолирующую термоусаживаемую трубку и абразивную бумагу.
4.2 В петлях опор анкерного типа	Ответвительные (соединительные) плашечные зажимы, тип SL37 Защитный кожух для плашечных зажимов, тип SP 15	Назначение: 1) Ответвительные зажимы применяются для соединения алюминиевого провода с алюминиевым, где отсутствует разрывное воздействие на провода. Плашки зажимов имеют продольное параллельное рифление. Нижняя часть корпуса защищает болты от коррозии. Особенности: 1) Возможность применения для малых сечений проводников; 2) Широкий диапазон сечений (10-95 мм^2); 3) Наличие модификации со срывными головками. 4) Рекомендуется применение кожуха SP 15 для защиты контактного соединения от атмосферной влаги.
	Ответвительные (соединительные) плашечные зажимы, тип SL4	Назначение: 1) Ответвительные зажимы (соединительные) плашечные зажимы (SL 4.21, SL 4.25) применяются для соединения алюминиевого провода с алюминиевым или стальным проводом, где нет разрывного воздействия на провода. 2) Губки зажимов имеют продольное параллельное рифление. Нижняя часть корпуса защищает болты от коррозии, а установка на этой части держателя зажима ST 34 облегчает затяжку болтов. Особенности: 1) Возможность применения для больших сечений проводников; 2) Широкий диапазон сечений (16-240 мм^2); 3) Наличие модификаций с подпружиненной верхней плашкой для удобства монтажа.
5. Соединение фазных проводников на магистрали и линейных ответвлениях		
5.1 В пролете	Прессуемые соединительные зажимы, тип SJ	Назначение: 1) Соединительные зажимы SJ 8.16, SJ 8.25, SJ 8.35, SJ 8.50, SJ 8.70, SJ 8.95, SJ 8.120, SJ 8.501, SJ 8.701, SJ 8.951 предназначены для соединения алюминиевых проводников опрессовкой. Особенности: 1) Имеют цветную маркировку для типоразмеров различных сечений. 2) Необходим инструмент для опрессовки.

Окончание таблицы А.1

Варианты	Марки зажимов*	Назначения, преимущества и особенности применения
5.2 В петлях опор анкерного типа	Прокалывающие зажимы SLIP, тип SLIP 22.1	Назначение: 1) Зажимы прокалывающие SLIP 12.1, SLIP 22.1 используются для подключения потребителя под напряжением. Особенности: 1) Шестигранная срывная головка зажима изолирована от болта затяжки и от металлического корпуса зажима. 2) Зажимы изготовлены из коррозионностойкого алюминиевого сплава. Усилие сдавливания 300 Н/кв.мм. Зубцы изготовлены из чистого или луженого алюминия. Форма зубца препятствует проникновению влаги в жилу и предотвращает коррозию. 3) Изолирующий корпус сделан из водонепроницаемого и светозащищенного термопластика.
6. Соединение заземляющих проводников		
6.1 Между собой 6.2 С нулевым несущим проводником	См. пункт 4.2	См. пункт 4.2
7. Ответвление от магистрали фазных проводников осуществляется		
7.1 При выполнении линейного ответвления 7.2 При выполнении ответвлений к вводам	Прокалывающие зажимы SLIP, тип SLIP 22.1	См. пункт 5.2 настоящей таблицы
7.3 При выполнении нескольких ответвлений от одной точки	Ответвительные прокалывающие зажимы для нескольких присоединений, тип SL29	Назначение: 1) Изолированный прокалывающий мультизажим SL 29.4 применяется для одновременного подключения двух, а SL 29.8 – четырех потребителей с одной точки ответвления. Особенности: 1) Данные типы зажимов используются только вместе с прокалывающими зажимами SLIP22.1, или SL16.24, или SL24. 2) Возможность подключения 2-х или 4-х ответвлений в одной точке.
* Приводится примеры использования арматуры компании ENSTO, могут применяться аналоги, приведенные в таблице А.2		

Таблица А.2 — Характеристики аналогов арматуры СИП различных производителей

NILED	ВК	ВК А	ENSTO	IEK	SICAME	TYCO	FEMAN	МЗВА	PLAMEN
Ответвительные зажимы									
P 4	CT 25P	CT 25 A	SLIW 11.1	ЗОИ 16-70/1,5-10	TTD 051 FJA	EP 95-13	PC 95-10	OP 6	PC 95-10
P 616R	CT 25P/CT 70 P	CT 25 A	SLIW 50	ЗОИ 16-70/1,5-10	TTD 051 FJA	EP 95-13	PC 95-10	OP 616	PC 95-10
P 645	CT 70 P	CT 70 A	SLIW 15.1, SLIW 54	ЗОИ 16-95/2,5-35	TTD 171 FJA	P2x95	PS 4-150	OP 645	IOS-26T

Продолжение таблицы А.2

NILED	ВК	ВК А	ENSTO	IEK	SICAME	TYCO	FEMAN	МЗВА	PLAMEN
P 70	CT 25-150 P	CT1S 95 A	SLIW 57, SLIW 17.2	ЗОИ 25-95/25-95	TTD 271 FJA	P3x95	PC 35-150	ОР 95	IOS-7
N 640	CTN 70 A	CTN 70 A	SLIP 22.12, SLIP 22.127	ЗСГП 35-95/6-35	NTD 151 AF	RDP 25/CN		ОН 640	IOS-9
N 70	CTN 95 A		SLIP 22.12, SLIP 22.127	ЗСГП 35-120/25-95	NTD 401 AF	CDR		ЗПВ(м)	IOS-10
PC 481	CMCC + CT 70 P		SLIW 15.1 +SE 40	ЗОИ 16-70/1,5-10 + А33-25	TTD1-CC TTD2-CC TTD3-CC		PC 481	ZVZ 481	IOS-14
Анкерные кронштейны									
CS 10.3	CA 1500		SO 253	КАМ 4000	CS 10-3	CA 1500	CA 1500	CA 2000.1	CA 2000
CA 16	CA 25			КАБ 200	PA 69F	CAB 25	CA 16	CA 25	AL CA 25
CF 16	CF 16			КМ-1800					
Анкерные и поддерживающие зажимы для СИП-2									
PA 1500	PA 1500 P		SO 250.01	ЗАН 50-70/1500	PA 54-1500	PA 1500	PA 1500	PA 1500	PA 1500
DN 35	PA 1000 P		SO 252.01	ЗАН 16-35/1000	PA 35-1000	PA 1000	PA 1000	PA 1000	PA 1000
DN 80	PA 2000 P		SO 251.01	ЗАН 70-95/2200	PA 95-2000	PA 2000	PA 2000	PA 2200	PA 2000
ES 1500	ES 54-14 P		SO 260	КОПМ 1500	ES 54-14	ES 1500	ES 1500	ES 1500	ES 1500
PS 1500	PS 1500 P		SO 265	ЗПН 1500	PSQ 54	PS 54	PS 1500	PS 1500	PS 1500
	PS 25-95		SO 69.95	ЗПН 2200					PSP 600
Анкерные и поддерживающие зажимы для СИП-4									
RPA 425/70	RPA 425/50		SO 247S	ЗАС 4x16-50	GUKo1	HEL-5505 HEL-5504	PA 416-35	PA 4×16-35 PA 4×35-95	PA 470
RPA 450/120	RPA 470/95		SO 234	ЗАС 4x95-120				ЗКН-1	PA 4120
PAS 216/450	PAS 216/435		SO 80.225 SO 80	ЗАБ 4x10-35	GUKp2 GUKp4	HEL-5505-2 HEL-5505	PA/PS 216/35	PA 2×10-50 PA 4×10-50	
DN 1	PA 2/25 S		SO 157.1		PC 63F27	PA 25×100		PA 25×100	PA 235
DN 123	PA 25 S		SO 243 SO 25	ЗАБ 16-25	PC 63F27	PA 25×100	PA 25	PA 25×100	PA 200

Окончание таблицы А.2

NILED	ВК	ВК А	ENSTO	IEK	SICAME	TYCO	FEMAN	МЗВА	PLAMEN
PSP 25/120.M	PSP 120		SO 136	ЗПС 2х25-4х120/1800/30			PS 2×25	PS 4×35-120	PSP 4120
PS 16/120	PSP 25/120		SO 136.02	ЗПС 4х120/10000					PS 4120
Крепежные изделия									
SF 50			SO 70.13	КФК 12-47.6	SC 93-6PC	BRPF-70-150-6F	FZN 40	BRPF-6	BRPF 6
E 778	CSL 180		PER 15	ХС-180	CCI 9-180	CSB	FKV 180	KR 1	E 200
E 260	CSL 260		PER 15	ХС-260	CCI 9-265	CSL 260	FKV 260	KR 2	E 250
F 207	F 20.7		COT 37	ЛМ-50	IF 207	F 2007	F 207	F 20	F 20.07
NC 20 / NB 20	C 20 / B 20		COT 36	СГ 20	CF 20	A 200	A 20 / A 13 / A 19	C 20	C 19
CE 6-35	CE 6-35 ВК		PK 99.025	КИ 6-35	CPE 3	CECT 6-35	КИ 16-25	CI 6-35	ZIK-1
CE 25-150	CE 16-150 ВК		PK 99.2595	КИ 16-150	CPE 5	CECT 16-150	КИ 50-70	CI 25-150	ZIK-2
Соединительные зажимы (гильзы) и изолированные наконечники									
MJPT	MJPT		SJ, CIL	ГИФ	MJPT	MJPT	MJPT	MJPT	
MJPB	MJPB		SJ	ГИФ	MJPB	MJPB	MJPB	MJPB	
CPTA R	CPTAU		SAL	НИМ	CPTA (U)	CPTAU	CPTAU	CPTAU	
Ограничитель перенапряжения									
OP 600/28	OCT 600/28		SE 45.328-10	ОПН 280	BOR-R 0,28/5	LVA 280B-F		LVA-260	MIOP 005/0,28
OP 600/50	OCT 600/50		SE 45.344-10	ОПН 440	BOR-R 0,44/5	LVA 440B-F		LVA-450	MIOP 005/0,5
OP 600/66			SE 45.366-10						MIOP 005/0,66

Приложение Б
(рекомендуемое)

Типовые узлы крепления проводов ВЛИ (СИП-2) и рекомендуемый комплект арматуры

Б.1 Типовой узел крепления проводов СИП для анкерного крепления и соединения СИП с силовым кабелем

Рекомендуемый комплект арматуры приведен в таблице Б.1.

Таблица Б.1

Наименование	Марка	Количество
Монтажная лента из нержавеющей стали	F 20.7 BK (F 207 NILED)	2 м
Скрепа для монтажной ленты	C 20 BK (NC 20 NILED)	2 шт.
Анкерный кронштейн	CA 2000	1 шт.
Анкерный зажим	PA-1500	1 шт.
Стяжной хомут (кабельный ремешок)	CSL BK	3 шт.
Кабельный ремешок	E 350 NILED	4 шт.
Механический соединитель	HEL 6893 ZAK (Tyco Electronics)	4 шт.
Герметизирующая трубка	WCSM 33/8	4 шт.
Изоляционная трубка	CGPT 18/6-0	4 шт.
Термоусаживаемая перчатка	502 K 016/S	1 шт.
Защитный профиль из ПВХ	GPC 60×60 L2750	1-3 шт.

Применяется для соединения СИП с кабелем на кабельных вводах в ТП, при кабельных переходах через дороги, мосты, железные дороги.

Критерии выбора: размер и количество опор, материал (дерево, сталь, бетон, кирпич), сечения соединяемых кабеля и самонесущего изолированного провода, их конструкция.

Применимо также для марок провода: от СИП-2 3×25+1×35 до СИП-2 3×95+1×70.

Б.2 Типовой узел соединения проводов СИП

Рекомендуемый комплект линейной арматуры:

1) изолированный соединитель для несущей нейтрали – гильза соединительная MJPT 54,6N – 1 шт.;

2) изолированные соединители для фазных проводов – гильзы соединительные MJPT 70 – 3 шт.;

3) кабельный ремешок CSL – 4 шт.

Примечания

1 Соединение жил СИП следует выполнять вразбежку, фиксируя кабельными ремешками пучок скрученных жил после установки соединителя.

2 Для изолированных соединителей применяются и аналогичные названия: зажим соединительный, соединительная гильза, гильза изолированная (фазная или нулевая).

Применяется для соединения двух проводов СИП-2 3×70+1×54,6 мм^2.

Критерии выбора: сечение соединяемых самонесущих изолированных проводов.

Б.3 Типовой узел: абонентское ответвление

Рекомендуемый комплект промежуточной арматуры СИП абонентского ответвления приведен в таблице Б.2.

Таблица Б.2

Наименование	Марка	Количество
Лента монтажная из нержавеющей стали	F 20.7 BK (F 207 NILED)	4 м
Скрепа для лент	C 20 BK или NC 20 NILED	4 шт.
Комплект промежуточной подвески	ES 1500	1
Ответвительный зажим прокалывающий	CT 70 A BK	4
Кабельный ремешок	CSL	7
Анкерный кронштейн	CA 2000	1
Анкерный зажим для проводов абонентов	DN 123 NILED, PA 25 S BK	1

Применяется для ответвления СИП к абоненту.

Критерии выбора: размеры опор, конструкция и сечение самонесущих изолированных проводов.

Характеристики основной линии – СИП-2 3×70+1×54,6 мм^2. СИП для абонентского ответвления – СИП-4 4×16 мм^2.

Б.4 Типовой узел крепления проводов СИП

Рекомендуемый комплект анкерной арматуры для СИП абонентской линии приведен в таблице Б.3.

Таблица Б.3

Наименование	Марка	Количество
Лента	F 20.7 ВК (F 207 NILED)	2 м
Скрепа для лент	C 20 ВК (NC 20 NILED)	2
Анкерный кронштейн	CA 2000	1
Анкерный зажим для абонентских проводов	DN 123 NILED, PA 25 S ВК	2
Кабельный ремешок	CSL	3

Применяется при необходимости отклонения направления трассы абонентской линии и в качестве промежуточного подвеса при большой длине пролета.

Критерии выбора: конструкция и сечение проводов, длина пролета и угол поворота.

Характеристики абонентской линии СИП-4 4×16 мм^2.

Б.5 Типовой узел прокладки проводов СИП по фасадам зданий

Рекомендуемый комплект арматуры приведен в таблице Б.4.

Таблица Б.4

Наименование	Марка	Количество
Анкерный кронштейн	CA 2000	1
Зажим анкерный для проводов абонентов	DN 123 NILED, PA 25 S ВК	1
Фасадное крепление	SF 50, BRPF 60	2

Применяется при использовании фасада, стены здания для прокладки СИП абонента.

Критерии выбора: сечение кабелей, длина линии вдоль стены, анкерное крепление.

Характеристики абонентской линии СИП-4 4×16 мм^2.

Б.6 Типовой узел оконцевания СИП абонентов

Рекомендуемый комплект арматуры: изолированные наконечники CPTAU 16 ВК, CPTA R 16 НИЛЕД, герметичные – 4.

Применяется для подключения счетчиков, автоматов и другой аппаратуре.

Критерии выбора: сечение СИП, материал контактов подключения.

Характеристики абонентской линии СИП-4 4×16 мм^2.

Б.7 Типовой узел крепления проводов СИП

Рекомендуемый комплект арматуры для промежуточной подвески СИП и повторного заземления приведен в таблице Б.5.

Таблица Б.5

Наименование	Марка	Количество
Лента из нержавеющей стали	F 207 NILED, F 20.7 ВК F 207 NILED, F 20.7 ВК	2 м
Скрепа для ленты	C 20 ВК или NC 20 NILED	2
Подвеска промежуточная: зажим с кронштейном	ES 1500	1
Прокалывающий зажим	CT 70 A ВК	2
Кабельный ремешок	CSL	4

Применяется для подвеса СИП на промежуточной опоре и присоединение нейтрали СИП к заземляющему спуску опоры.

Критерии выбора: сечение и конструкция СИП, сечение заземляющего спуска, конструкция (круглый, плоский), материал (сталь, медь, алюминий), материал опоры (бетон, дерево, сталь).

Характеристики: СИП-2 3×70+1×54,6 мм^2. Изолированный алюминиевый проводник – 6 мм^2. Заземляющий спуск опоры – стальная катанка диаметром 6 мм.

Б.8 Типовой узел крепления проводов СИП

Рекомендуемый комплект промежуточной и ответвительной арматуры для разветвлений основной линии СИП приведен в таблице Б.6.

Таблица Б.6

Наименование	Марка	Количество
Лента стальная нержавеющая	F 207 NILED, F 20.7 ВК	2 м
Скрепа для ленты	NC 20 NILED или C 20 ВК	4
Промежуточная подвеска	ES 1500	
промежуточный зажим	PS 1500	
с кронштейном	CS1500	1
Прокалывающий зажим	CT 70 A	4
Кабельный ремешок	CSL	8

Окончание таблицы Б.6

Наименование	Марка	Количество
Кронштейн анкерный	CA 2000.01	1
Анкерный зажим	PA 1500 NILED или PA 1500 P BK	1

Применяется для разветвления основной линии СИП, трансформаторного ответвления.

Критерии выбора: размер опоры, материал опоры (бетон, дерево, сталь), сечения СИП.

Характеристики основной линии – СИП-2 3×70+1×54,6 мм^2 и ответвляемой линии – СИП-2 3×70+1×54,6 мм^2.

Б.9 Типовой узел крепления проводов СИП

Рекомендуемый комплект арматуры для двойного анкерного крепления СИП при отклонении направления трассы на угол не более 100 ° с установкой ОПН приведен в таблице Б.7.

Таблица Б.7

Наименование	Марка	Количество
Лента из нержавеющей стали	F 207 NILED или F 20.7 BK	2 м
Скрепы для лент	NC 20 или C 20	2
Кабельный ремешок	CSL	8
Кронштейн	CA 2000	1
Анкерный зажим	PA 1500 (PAC 1500)	2
Ограничитель перенапряжения	ОПН-П 0,4 кВ	3
Прокалывающий зажим	CT 70 A BK	5

Применяется при отклонении направления трассы линии СИП на угол менее 100°, защиты от перенапряжений.

Критерии выбора: размер и конструкция опор, материал опор (бетон, дерево, сталь), сечение СИП.

Характеристики основной линии СИП-2 3×70+1×54,6 мм^2, абонентского ответвления СИП-4 4×16 мм^2.

Б.10 Типовой узел ввода СИП в ТП, подключение трансформатора

Рекомендуемый комплект арматуры для ввода СИП в ТП и подключения к трансформатору приведен в таблице Б.8.

Таблица Б.8

Наименование	Марка	Количество, шт.
Кабельный ремешок	CSL	2
Анкерный зажим	PA 1500	1
Кронштейн анкерный	CA 2000.01 BK (CS10.3 NILED)	1
Герметичный изолированный наконечник	CPTAU 70 или CPTA 70 R	3
Герметичный изолированный наконечник	CPTAU 54 или CPTA 54 R	1
Фасадное крепление	SF-50 NILED, BRPF-10, BRPF-60	1
Уплотнитель кабельных проходов	RDSS 75 + RDSS Clips 75 (Тайко Электроникс)	5

Применяется для ввода СИП в трансформаторную подстанцию и подключение к трансформатору.

Критерии выбора: габаритные размеры трансформаторной подстанции, количество вводимых линий СИП, сечение проводов.

Характеристики линии: СИП-2 3×70+1×54,6 мм^2.

Б.11 Типовой узел крепления проводов СИП

Рекомендуемый комплект арматуры СИП для подвеса на промежуточной опоре приведен в таблице Б.9.

Таблица Б.9

Наименование	Марка	Количество
Лента из нержавеющей стали	F 20.7 BK (F 207 NILED)	2 м
Скрепы для монтажной ленты	NC 20 или C 20	2 шт.
Промежуточная подвеска (промежуточный зажим с кронштейном)	ES 1500	1 шт.
Кабельный ремешок	CSL	3 шт.

Применяется для подвеса проводов СИП на промежуточной опоре.

Критерии выбора: конструкция и сечение СИП, размер опоры, материал опоры (бетон, дерево, сталь).

Характеристики: СИП-2 3×70+1×54,6 мм^2.

Б.12 Типовой узел крепления проводов СИП

Рекомендуемый комплект арматуры для подвеса СИП на промежуточной опоре и присоединения уличного освещения приведен в таблице Б.10.

Таблица Б.10

Наименование	Марка	Количество
Лента (нержавеющая сталь)	F 20.7 ВК (F 207 NILED)	2 м
Скрепы для лент	NC 20 или C 20	2 шт.
Промежуточная подвеска (промежуточный зажим с кронштейном)	ES 54-14 ВК или ES 1500	1 шт.
Кабельный ремешок	CSL	6 шт.
Герметичный ответвительный прокалывающий зажим	CT 25 P ВК	2 шт.

Применяется для подвеса СИП на промежуточной опоре и присоединение светильников уличного освещения.

Критерии выбора: конструкция и сечение СИП и зарядного провода светильника, размер опоры, материал опоры (бетон, дерево, сталь).

Характеристики: СИП 3×70+1×25 +54,6 мм^2. Зарядный провод светильника: 2×1,5-10 мм^2 Cu.

Б.13 Типовой узел крепления СИП при повороте трассы на 90°

Рекомендуемый комплект арматуры для двойного анкерного крепления СИП приведен в таблице Б.11.

Таблица Б.11

Наименование	Марка	Количество
Монтажная лента из нержавеющей стали	F 20.7 ВК или F 207 NILED	2 м
Скрепы для ленты	NC 20 или C 20	4 шт.
Кабельный ремешок	CSL	3 шт.
Анкерный кронштейн	CA 2000	2 шт.
Анкерный зажим	PAC 1500 или PA 1500	2 шт.

Применяется при изменении направления трассы линии СИП на угол 90°.

Критерии выбора: размер и конструкция опор, материал опор (бетон, дерево, сталь), сечение СИП.

Характеристики: СИП 3×70+1×25 +54,6 мм^2. При угле изменения направления трассы для одного анкерного зажима 50 ° и более.

Б.14 Типовой узел соединения СИП с неизолированными проводами

Рекомендуемый комплект анкерной арматуры для присоединения СИП к неизолированным проводам приведен в таблице Б.12.

Таблица Б.12

Наименование	Марка	Количество
Лента из нержавеющей стали	F 20.7 (F 207)	2 м
Скрепы для монтажной ленты	NC 20 или C 20	2 шт.
Кабельный ремешок	CSL	8 шт.
Анкерный кронштейн	CA 2000.01 ВК (CS10.3 NILED)	1 шт.
Анкерный зажим	PA 1500	1 шт.
Ответвительный прокалывающий зажим для присоединения СИП к неизолированным проводам	N 70 NILED	4 шт.
Ответвительный прокалывающий зажим для присоединения СИП к неизолированному проводу	CTN 95 ВК	1 шт.

Типовой узел применяется для соединения ВЛИ (СИП) с ВЛ, выполненной неизолированными (голыми) проводами.

Критерии выбора: размер и конструкция опор материал опор (бетон, дерево, сталь), сечение СИП и неизолированного провода.

Характеристики: СИП: 3×70+1×25 +54,6 мм^2. Неизолированный провод: 4×70+25 мм^2.

Приложение В
(рекомендуемое)

Типовые узлы крепления проводов ВЛИ (СИП-4) и рекомендуемый комплект арматуры

В.1 Типовой узел крепления проводов СИП на промежуточной опоре

Критерии выбора: конструкция и сечение СИП, конструкция и размер опоры, материал опоры (бетон, дерево, сталь), тип местности (застроеннная, незастроенная), район по ветру и гололеду.

Общие характеристики сети: СИП-4 сечением 35-95 мм^2 на магистрали и ответвлениях от магистрали, сечение неизолированного проводника 16-95 мм^2.

Рекомендуемый комплект арматуры для подвеса СИП (основная линия) на промежуточной опоре для различных вариантов устройства приведен в таблицах В.1–В.2.

Таблица В.1 — Одноцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Угольник натяжной	УН-2	1
Болт	Б1	1
Зажим поддерживающий промежуточный	ЗПП	1
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	1

Типовой узел применяется для подвеса проводов СИП сечением 35-95 мм^2 на промежуточной опоре (П41-1).

Таблица В.2 — Двухцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Хомут	Х-12	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
Зажим поддерживающий промежуточный	ЗПП	2
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	2
Зажим плашечный	ПС-1-1	1

Типовой узел применяется для подвеса проводов СИП сечением 35-95 мм^2 на промежуточной опоре (П42-2).

Таблица В.3 — Трехцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Угольник натяжной	УН-2	3
Болт	Б1	2
Проводник заземляющий	ПЗ-2	3
Зажим поддерживающий промежуточный	ЗПП	3
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	3
Зажим плашечный	ПС-1-1	2

Типовой узел применяется для подвеса проводов СИП сечением 35-95 мм^2 на промежуточной опоре (П43-2).

В.2 Типовой узел крепления СИП в месте поворота магистрали на угол до 30°

Критерии выбора: конструкция и сечение СИП, конструкция и размер опоры, материал опоры (бетон, дерево, сталь), угол поворота, тип местности (застроеннная, незастроенная), район по ветру и гололеду.

Общие характеристики сети: СИП-4 сечением 35-95 мм^2 на магистрали и ответвлениях от магистрали, сечение неизолированного проводника 16-95 мм^2.

Рекомендуемый комплект арматуры для крепления СИП на угловой промежуточной опоре для различных вариантов устройства приведен в таблицах В.4–В.6.

Таблица В.4 — Одноцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Угольник натяжной	УН-2	1
Болт	Б1	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	1

Окончание таблицы В.4

Наименование	Марка	Количество, шт.
Зажим поддерживающий промежуточный	ЗПП	1
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	1
Зажим плашечный	ПС-1-1	1

Типовой узел применяется на угловых промежуточных опорах (УП41-1) при изменении направления магистрали на угол до 30°.

Таблица В.5 — Двухцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Хомут	Х-12	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
Зажим поддерживающий промежуточный	ЗПП	2
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	2
Зажим плашечный	ПС-1-1	1
Зажим плашечный	ПС-2-1	1

Типовой узел применяется на угловых промежуточных опорах (УП42-2) при изменении направления магистрали на угол до 30°.

Таблица В.6 — Трехцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Угольник натяжной	УН-2	3
Болт	Б1	2
Проводник заземляющий	ПЗ-2	3
Зажим поддерживающий промежуточный	ЗПП	3
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	3
Зажим плашечный	ПС-1-1	3

Типовой узел применяется на угловых промежуточных опорах (УП43-2) при изменении направления магистрали на угол до 30°.

В.3 Типовой узел крепления СИП в месте поворота магистрали на угол до 90°

Критерии выбора: конструкция и сечение СИП, конструкция и размер опоры, материал опоры (бетон, дерево, сталь), угол поворота, тип местности (застроеннная, незастроенная), район по ветру и гололеду.

Общие характеристики сети: СИП-4 сечением 35-95 мм^2 на магистрали и ответвлениях от магистрали, сечение неизолированного проводника 16-95 мм^2. Магистральные СИП могут прокладываться без разрыва.

Рекомендуемый комплект арматуры для крепления СИП на угловой анкерной опоре для различных вариантов устройства приведен в таблицах В.7 и В.8.

Таблица В.7 — Одноцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Угольник натяжной	УН-2	1
Болт	Б1	1
Зажим поддерживающий промежуточный	ЗПП	1
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	1
Зажим плашечный	ПС-1-1	1
Зажим	ЗОПг-1	1
Зажим концевой натяжной	ЗКН-1	1
Лента бандажная	КГ-174	8
Колпачок изолирующий	–	4

Типовой узел применяется на угловых анкерных опорах (УА41-1) при изменении направления магистрали на угол до 90°.

Таблица В.8 — Двухцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Хомут	Х-12	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	2
Зажим плашечный	ПС-1-1	1
Зажим плашечный	ПС-2-1	1
Зажим	ЗОПг-1	8
Зажим концевой натяжной	ЗКН-1	4
Лента бандажная	КГ-174	8
Колпачок изолирующий	–	8

Типовой узел применяется на угловых анкерных опорах (УА42-2) при изменении направления магистрали на угол до 90°.

В.4 Типовой узел для ответвления

Критерии выбора: размер и конструкция опор, материал опор (бетон, дерево, сталь), сечение СИП, угол поворота.

Общие характеристики сети: СИП сечением 35-95 мм^2 на магистрали и на ответвлении, угол отклонения магистрали и ответвления не должен превышать 10 °. Ответвительная опора является концевой в сторону ответвления.

Рекомендуемый комплект арматуры для крепления СИП на ответвительной опоре для различных вариантов устройства приведен в таблицах В.9 и В.10.

Таблица В.9 — Одноцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Угольник натяжной	УН-2	1
Болт	Б1	1
Зажим поддерживающий промежуточный	ЗПП	1
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	1
Зажим	ЗОПг-1	1
Зажим плашечный	ПС-1-1	1
Зажим концевой натяжной	ЗКН-1	1
Лента бандажная	КГ-174	4

Типовой узел применяется на ответвительных опорах, (О41-1), устанавливаемых при ответвлении от магистрали.

Таблица В.10 — Трехцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Угольник натяжной	УН-2	2
Болт	Б1	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	3
Зажим	ЗОПг-1	4
Зажим плашечный	ПС-1-1	3
Зажим плашечный	ПС-2-1	1
Зажим концевой натяжной	ЗКН-1	7
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	3
Хомут	Х-12	1
Лента бандажная	КГ-174	4

Типовой узел применяется на ответвительных опорах, (О43-2), устанавливаемых при ответвлении от магистрали.

В.5 Типовой узел для ответвления с возможностью смены сечения или количества проводов магистрали на одну ступень

Критерии выбора: размер и конструкция опор, материал опор (бетон, дерево, сталь), сечение СИП, угол поворота.

Характеристики сети: СИП сечением 35-95 мм^2 на магистрали и на ответвлении, угол отклонения магистрали и ответвления не должен превышать 10 °. Магистральные СИП могут прокладываться без разрыва.

Рекомендуемый комплект арматуры для крепления СИП на ответвительной анкерной опоре для различных вариантов устройства приведен в таблицах В.11 и В.12.

Таблица В.11 — Одноцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Угольник натяжной	УН-2	1
Болт	Б1	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	1
Зажим поддерживающий промежуточный	ЗПП	1
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ)	1
Зажим	ЗОПг-1	1
Зажим плашечный	ПС-1-1	1
Зажим концевой натяжной	ЗКН-1	1
Лента бандажная	КГ-174	8
Колпачок изолирующий	–	4

Типовой узел применяется на ответвительных опорах (ОА41-1), устанавливаемых при ответвлении от магистрали.

Таблица В.12 — Двухцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Хомут	Х-12	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	2
Зажим плашечный	ПС-1-1	2
Зажим плашечный	ПС-2-1	1
Зажим	ЗОПг-1	12
Зажим концевой натяжной	ЗКН-1	5
Лента бандажная	КГ-174	12
Колпачок изолирующий	−	8

Типовой узел применяется на ответвительных опорах, (ОА42-2), устанавливаемых при ответвлении от магистрали.

в) трехцепной – не применяется.

Б.6 Типовой узел для крепления СИП на концевой опоре, устанавливаемой в конце ВЛИ и при ответвлении от магистрали, когда СИП-4 приходит на одну опору, а затем идет непосредственно к зданию, формируя ввод

Критерии выбора: размер и конструкция опор, материал опор (бетон, дерево, сталь), сечение СИП.

Характеристики сети: СИП сечением 35-95 мм^2.

Рекомендуемый комплект арматуры для крепления СИП на концевой опоре для различных вариантов устройства приведен в таблицах В.13–В.15.

Таблица В.13 — Одноцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Угольник натяжной	УН-2	1
Болт	Б1	1
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	1
Зажим плашечный	ПС-1-1	1
Зажим концевой натяжной	ЗКН-1	1
Лента бандажная	КГ-174	2
Колпачок изолирующий	–	3 (4)

Типовой узел применяется на концевых опорах (К41-1).

Таблица В.14 — Двухцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Хомут	Х-12	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	2
Зажим плашечный	ПС-1-1	1
Зажим плашечный	ПС-2-1	1
Зажим	ЗОПг-1	12
Зажим концевой натяжной	ЗКН-1	5
Лента бандажная	КГ-174	4
Колпачок изолирующий	–	6

Типовой узел применяется на концевых опорах (К42-2).

Таблица В.15 — Трехцепная линия

Наименование	Марка	Количество
Угольник натяжной	УН-2	1 шт.
Болт	Б1	1 шт.
Хомут	Х-12	1 шт.
Проводник заземляющий	ПЗ-2	3 шт.
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	3 шт.
Зажим плашечный	ПС-1-1	2 шт.
Зажим плашечный	ПС-2-1	1 шт.
Зажим концевой натяжной	ЗКН-1	3 шт.
Лента бандажная	КГ-174	6 шт.
Колпачок изолирующий	–	9 шт.

Типовой узел применяется на концевых опорах (К43-2).

В.7 Типовой узел для крепления СИП на концевой ответвительной опоре

Критерии выбора: размер и конструкция опор, материал опор (бетон, дерево, сталь), количество цепей, сечение СИП.

Характеристики сети: СИП сечением 35-95 мм^2. СИП, не требующие смены сечения проводов на опоре прокладываются без разрыва, в этом случае зажим ЗОПг-1 не применяется. В случае подвески на опоре двух цепей разного сечения должна быть предусмотрена установка анкерных опор на расстоянии не более 15 м от данной опоры в сторону ответвления каждой линии.

Рекомендуемый комплект арматуры для крепления СИП на концевой ответвительной опоре для различных вариантов устройства приведен в таблицах В.16 и В.17:

а) одноцепная – не применяется;

Таблица В.16 — Двухцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Хомут	Х-12	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	2
Зажим плашечный	ПС-1-1	1
Зажим плашечный	ПС-2-1	1
Зажим	ЗОПг-1	8
Зажим концевой натяжной	ЗКН-1	4
Лента бандажная	КГ-174	8
Колпачок изолирующий	–	8

Типовой узел применяется на концевых опорах (КО42-2).

Таблица В.17 — Трехцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Угольник натяжной	УН-2	2
Болт	Б1	1
Хомут	Х-12	1

Окончание таблицы В.17

Наименование	Марка	Количество, шт.
Проводник заземляющий	ПЗ-2	3
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	3
Зажим плашечный	ПС-1-1	2
Зажим плашечный	ПС-2-1	1
Зажим концевой натяжной	ЗКН-1	6
Зажим	ЗОПг-1	8
Лента бандажная	КГ-174	12
Колпачок изолирующий	–	12

Типовой узел применяется на концевых опорах (КО43-2).

В.8 Типовой узел для крепления СИП на анкерной опоре на прямых участках магистрали для перехода через инженерные сооружения или естественные преграды

На опоре допускается смена сечения и количества проводов на любую ступень.

Критерии выбора: размер и конструкция опор, материал опор (бетон, дерево, сталь), количество цепей, сечение СИП.

Характеристики сети: СИП сечением 35-95 мм^2. СИП могут прокладываться без разрыва.

Рекомендуемый комплект арматуры для крепления СИП на анкерной опоре для различных вариантов устройства приведен в таблицах В.18–В.20.

Таблица В.18 — Одноцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Угольник натяжной	УН-2	2
Болт	Б1	1
Зажим	ЗОПг	4
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ)	1
Зажим плашечный	ПС-1-1	1
Зажим концевой натяжной	ЗКН-1	2
Лента бандажная	КГ-174	4
Колпачок изолирующий	–	4 (5)

Типовой узел применяется на анкерных опорах (А41-1).

Таблица В.19 — Двухцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Хомут	Х-12	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
Зажим	ЗОПг	8
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	2
Зажим плашечный	ПС-1-1	1
Зажим плашечный	ПС-2-1	1
Зажим концевой натяжной	ЗКН-1	4
Лента бандажная	КГ-174	8
Колпачок изолирующий	–	8 (9)

Типовой узел применяется на анкерных опорах (А42-2).

Таблица В.20 — Трехцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Угольник натяжной	УН-2	2
Болт	Б1	1
Хомут	Х-12	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	3
Зажим	ЗОПг	12
Зажим переходной влагозащищенный	ЗПВ	3
Зажим плашечный	ПС-1-1	2

Окончание таблицы В.20

Наименование	Марка	Количество, шт.
Зажим плашечный	ПС-2-1	1
Зажим концевой натяжной	ЗКН-1	6
Лента бандажная	КГ-174	12
Колпачок изолирующий	–	12 (13)

Типовой узел применяется на анкерных опорах (А43-2).

В.9 Типовой узел для соединения СИП с силовым кабелем на концевой опоре

Критерии выбора: конструкция опор, материал (дерево, сталь, бетон, кирпич), сечения соединяемых кабеля и самонесущего изолированного провода.

Для крепления кабеля на опоре вместо хомута ХК-1 допускается использовать металлические бандажные ленты.

Применяется для соединения СИП с кабелем на кабельных вводах в ТП, при кабельных переходах через дороги, мосты, железные дороги.

Рекомендуемый комплект арматуры для крепления кабеля концевой опоре для различных вариантов устройства В.21–В.23.

Таблица В.21 — Одноцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Кронштейн	КМ-1И	1
Кронштейн	КР-1	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
Кожух защиты кабеля	КМ	1
Хомут	ХК-1	3
Зажим плашечный	ПС-1-1	2
Муфта термоусаживаемая	–	1
Разрядник или ОПН	–	3
Наконечник	–	3

Типовой узел применяется на концевых опорах (К41-1).

Таблица В.22 — Двухцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Кронштейн	КМ-2И	1
Кронштейн	КР-1М	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
Кожух защиты кабеля	КМ	1
Хомут	ХК-12	3
Зажим плашечный	ПС-2-1	2
Муфта термоусаживаемая	–	2
Разрядник или ОПН	–	6
Наконечник	–	6

Типовой узел применяется на концевых опорах (К42-2).

Таблица В.23 — Трехцепная линия

Наименование	Марка	Количество, шт.
Кронштейн	КМ-3И	1
Кронштейн	КР-1	1
Кронштейн	КР-1М	1
Кронштейн	КМ-1И	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	5
Кожух защиты кабеля	КМ	2
Хомут	ХК-12	3
Зажим плашечный	ПС-2-1	2
Муфта термоусаживаемая	–	3
Разрядник или ОПН	–	9
Наконечник	–	9

Типовой узел применяется на концевых опорах (К43-2).

В.10 Типовой узел для вывода от КТП, МТП, СТП к до первых опор ВЛИ

Нулевой пролет отходящих от КТП, МТП, СТП линий 0,38 кВ рекомендуется выполнять СИП. Расстояние между концевыми опорами всех отходящих от СТП (МТП) линий 0,38 кВ должно быть не менее 2 м. Расстояние от КТП до опор линий 0,38 кВ должно быть не более 5 м. Стрела провеса проводов линий 0,38 кВ в нулевом пролете должна быть не менее 0,5 м.

В секторе, образованном линиями под углом 35 ° в обе стороны от оси концевой опоры ВЛ 10 кВ с СТП (МТП), запрещается выход линий 0,38 кВ.

Рекомендуемый комплект арматуры вывода от КТП, МТП, СТП до первых опор ВЛИ приведен в таблице В.24.

Таблица В.24

Наименование	Марка	Количество, шт.
Угольник натяжной	УН-2	1
Зажим	ЗОПг	4
Зажим концевой натяжной	ЗКН-1	2
Изолятор	НП-18	4

Крепление СИП к шейке изолятора выполняется с помощью проволочной вязки.

В.11 Типовой узел – соединение двух проводов СИП в пролете

Критерии выбора – сечение проводов СИП.

Рекомендуемый комплект арматуры:

1) герметичные изолированные соединительные прессуемые зажимы-гильзы типа MJPT-95 Alus для соединения основных жил СИП-4 – 4 шт.;

2) герметичные изолированные соединительные прессуемые зажимы-гильзы типа MJPT (соединительные гильзы) для соединения в пролетах вспомогательных жил СИП-4 – 2 шт.

В.12 Типовой узел для установки светильника наружного освещения на промежуточной опоре

Критерии выбора: сечение и конструкция СИП и светильника; размер опоры, материал опоры (бетон, дерево, сталь.

Рекомендуемый комплект арматуры приведен в таблице В.25.

Таблица В.25

Наименование	Марка	Количество
Кронштейн	КР-2	1 шт.
Зажим	ЗОПг	2 шт.
Кабель	АВВГнг 2х2,5 (3х2,5)	2 м

В.13 Типовой узел для установки светильника наружного освещения на опоре анкерного типа

Критерии выбора: сечение и конструкция СИП и светильника; размер опоры, материал опоры (бетон, дерево, сталь.

Рекомендуемый комплект арматуры приведен в таблице В.26.

Таблица В.26

Наименование	Марка	Количество
1 Кронштейн	КС-1	1 шт.
2 Зажим	ЗОПг	2 шт.
3 Кабель	АВВГнг 2х2,5 (3х2,5)	2 м
4 Зажим плашечный	ПС-1-1	1 шт.
5 Проводник заземляющий	ПЗ-2	1 шт.
6 Хомут	ХК-12	1 шт.

В.14 Типовой узел для установки устройства заземления ВЛИ на опоре

Рекомендуемый комплект арматуры приведен в таблице В.27.

Таблица В.27

Наименование	Марка	Количество
Шлейфы проводов подключения к ВЛИ	(СИП 1х35)	5 м
Стяжка для крепления устройства заземления к опоре	–	5 шт.
Стяжка для крепления проводов к опоре	–	3 шт.
Шпилька для крепления устройства заземления к опоре	–	4 шт.
Шпилька для крепления проводов к опоре	–	6 шт.
Хомут	–	3 шт.
Заземляющий проводник (круглая сталь 10 ГОСТ 2590)	–	3,5 м

Окончание таблицы В.27

Наименование	Марка	Количество
Хомут	Х-18	1 шт.
Зажим	ЗОПг-1	4 шт.

Типовой узел применяется для стационарного заземления ВЛИ в начале и в конце каждой магистрали ВЛИ; длинных линейных ответвлений, в местах установки секционирующих пунктов, а также в местах пересечения с ВЛ выше 1 кВ. Устройство заземления рекомендуется устанавливать на первой опоре магистрали ВЛИ, запитанной от КТП или ЗТП.

Приложение Г
(рекомендуемое)

Типовые узлы крепления при устройстве четырехцепной ВЛИ-0,38 кВ

1) на промежуточной опоре П44 на стойке СВ 110-49(50):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49(50)	1
2 Угольник натяжной	УН-2	4
3 Болт	Б1	2
4 Проводник заземляющий	ПЗ-2	4
5 Зажим	ПС-1-1	2
6 Зажим	ЗПП	4
7 Зажим	ЗПВ	4
8 Провод	СИП-4	

2) на угловой промежуточной опоре УП44 на стойках СВ 110-49(50)

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49(50)	2
2 Угольник натяжной	УН-2	4
3 Болт	Б1	2
4 Проводник заземляющий	ПЗ-2	4
5 Узел крепления подкоса	У1М	1
6 Зажим	ЗПП	4
7 Зажим	ЗПВ	4
8 Зажим	ПС-1-1	2
9 Зажим	ПС-2-1	1
10 Провод	СИП-4	

Примечание — Опора УП44 устанавливается в месте поворота магистрали на угол до 30°.

3) ответвительная опора О44.1 на стойках СВ 110-49(50) с количеством ответвлений – 1:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49(50)	2
2 Угольник натяжной	УН-2	4
3 Болт	Б1	2
4 Проводник заземляющий	ПЗ-2	5
5 Узел крепления подкоса	У1М	1
6 Траверса	КХМ	1
7 Зажим	ЗКН-1	1
8 Зажим	ЗОПг-1	4(5)
9 Зажим	ЗПП	4
10 Зажим	ЗПВ	4
11 Зажим	ПС-1-1	3
12 Зажим	ПС-2-1	1
13 Лента бандажная	КГ-174	4(5)
14 Провод	СИП-4	

Примечание — Ответвительная опора устанавливается при ответвлении от магистрали и является концевой в сторону ответвления. Направления магистрали и ответвления может отклоняться от указанного на угол не более 10°.

4) ответвительная опора О44.2 на стойках СВ 110-49(50) с количеством ответвлений – 2

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49(50)	2
2 Угольник натяжной	УН-2	4
3 Болт	Б1	2
4 Проводник заземляющий	ПЗ-2	5
5 Узел крепления подкоса	У1М	1
6 Траверса	ТМ-19	1
7 Хомут	Х12	1
8 Зажим	ЗКН-1	2
9 Зажим	ЗОПг-1	8(10)

10 Зажим	ЗПП	4
11 Зажим	ЗПВ	4
12 Зажим	ПС-1-1	3
13 Зажим	ПС-2-1	1
14 Лента бандажная	КГ-174	8(10)
15 Провод	СИП-4	

См. примечание для О44.1

5) ответвительная опора О44.4 на стойках Св 110-49(50) с количеством ответвлений – 3

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49(50)	2
2 Угольник натяжной	УН-2	4
3 Болт	Б1	2
4 Проводник заземляющий	ПЗ-2	5
5 Узел крепления подкоса	У1М	1
6 Траверса	ТН-19	1
7 Траверса	ТН-20	1
8 Хомут	Х12	1
9 Зажим	ЗКН-1	3
10 Зажим	ЗОПг-1	12(15)
11 Зажим	ЗПП	4
12 Зажим	ЗПВ	4
13 Зажим	ПС-1-1	3
14 Зажим	ПС-2-1	1
15 Лента бандажная	КГ-174	12(15)
16 Провод	СИП-4	

6) ответвительная опора О44.4 на стайках СВ 110-49(50) с количеством ответвлений – 4

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49(50)	2
2 Угольник натяжной	УН-2	4
3 Болт	Б1	2
4 Проводник заземляющий	ПЗ-2	5
5 Узел крепления подкоса	У1М	1
6 Траверса	ТН-19	2
7 Хомут	Х12	1
8 Зажим	ЗКН-1	3
9 Зажим	ЗОПг-1	16(20)
10 Зажим	ЗПП	4
11 Зажим	ЗПВ	4
12 Зажим	ПС-1-1	3
13 Зажим	ПС-2-1	1
14 Лента бандажная	КГ-174	16(20)
15 Провод	СИП-4	

См. примечание для О44.1

1) анкерная опора А44 на стойках СВ 110-49(50)

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49(50)	2
2 Траверса	ТН-19	4
3 Хомут	Х12	2
4 Проводник заземляющий	ПЗ-2	5
5 Угол крепления подкоса	У1М	1
6 Зажим	ЗКН-1	8
7 Зажим	ЗОПг-1	16(20)
8 Зажим	ЗПВ	4
9 Зажим	ПС-1-1	3
10 Зажим	ПС-2-1	1
11 Лента бандажная	КГ-174	4(5)
12 Провод	СИП-4	

Примечания
1 Опора допускает смену сечения или количества проводов по магистрали на одну ступень.
2 СИП, не требующие смены сечения проводов на опоре прокладываются без разрыва, при этом уменьшается количество зажимов ЗОПг-1 и бандажных лент.
3 Анкерная опора допускает смену количества цепей с четырех до трех. При этом устанавливается одна траверса ТН-19 и одна траверса КХМ. Соответственно, уменьшается количество зажимов ЗОПг, ЗКН-1 и бандажных лент.

2) концевая опора К44 на стойках СВ 110-49(50)

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49(50)	2
2 Траверса	ТН-19	2
3 Хомут	Х12	2
4 Проводник заземляющий	ПЗ-2	5
5 Узел крепления подкоса	У1М	1
6 Зажим	ЗКН-1	4
7 Зажим	ЗПВ	4
8 Зажим	ПС-1-1	2
9 Зажим	ПС-2-1	1
10 Лента бандажная	КГ-174	-(8)
11 Колпачок изолирующий		16(20)
12 Провод	СИП-4	

3) концевая ответвительная опора КО44.1 на стойках СВ 110-49(50) с количеством ответвлений – 1

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49(50)	2
2 Траверса	ТН-19	2
3 Траверса	ТН-20	1
4 Хомут	Х12	2
5 Проводник заземляющий	ПЗ-2	5
6 Угол крепления подкоса	У1М	1
7 Зажим	ЗКН-1	5
8 Зажим	ЗОПг-1	4(5)
9 Зажим	ЗПВ	4
10 Зажим	ПС-1-1	2
11 Зажим	ПС-2-1	1
12 Лента бандажная	КГ-174	4(5)
13 Колпачок изолирующий		12(15)
14 Провод	СИП-4	

Примечания
1 СИП, не требующие смены сечения проводов на опоре, прокладываются без разрыва, при этом не применяются зажимы ЗОПг-1 и уменьшается количество бандажных лент.
2 В случае подвески на опоре цепей разного сечения предусматривается установка анкерных опор на расстоянии не более 15 м от данной опоры в сторону ответвления каждой линии.
3 Направления ответвлений могут отклоняться от указанного на угол не более 10°.

4) концевая ответвительная опора КО44.2 на стойках СВ 110-49(50) с количеством ответвлений – 2

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49(50)	2
2 Траверса	ТН-19	3
3 Хомут	Х12	2
4 Проводник заземляющий	ПЗ-2	5
5 Угол крепления подкоса	У1М	1
6 Зажим	ЗКН-1	5
7 Зажим	ЗОПг-1	8(10)
8 Зажим	ЗПВ	4
9 Зажим	ПС-1-1	2
10 Зажим	ПС-2-1	1
11 Лента бандажная	КГ-174	8(10)
12 Колпачок изолирующий		8(10)
13 Провод	СИП-4	

См. пункт 3 примечания для КО44.1

5) концевая ответвительная опора КО44.3 на стойках СВ110-49(50) с количеством ответвлений – 3

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49(50)	2
2 Траверса	ТН-19	3
3 Хомут	Х12	2
4 Проводник заземляющий	ПЗ-2	5
5 Угол крепления подкоса	У1М	1
6 Зажим	ЗКН-1	5
7 Зажим	ЗОПг-1	8(10)
8 Зажим	ЗПВ	4
9 Зажим	ПС-1-1	2
10 Зажим	ПС-2-1	1
11 Лента бандажная	КГ-174	8(10)
12 Колпачок изолирующий		8(10)
13 Провод	СИП-4	

См. примечания для КО44.1

6) концевая ответвительная опора КО44.4 на стойках СВ 110-49(50) с количеством ответвлений – 4:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49(50)	2
2 Траверса	ТН-19	4
3 Хомут	Х12	2
4 Проводник заземляющий	ПЗ-2	5
5 Угол крепления подкоса	У1М	1
6 Зажим	ЗКН-1	8
7 Зажим	ЗОПг-1	16(20)
8 Зажим	ЗПВ	4
9 Зажим	ПС-1-1	2
10 Зажим	ПС-2-1	1
11 Лента бандажная	КГ-174	16(20)
12 Провод	СИП-4	

См. примечания для КО44.1

7) устройство кабельной муфты на концевой опоре К44:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Кронштейн	КМ-3ш	2
2 Кронштейн	КР-1МИ	2
3 Проводник заземляющий	ПЗ-2	5
4 Зажим	ПС-2-1	1
5 Муфта термоусадочная		4
6 Разрядник		12
7 Наконечник		12
8 Хомут	ХК-1	3
9 Кожух защиты кабеля		2

Примечание — Допускается вместо разрядников устанавливать ОПН.

8) устройство УЗ ВЛИ:

Наименование	Марка	Количество, шт.
Коммутационный аппарат		
1 Устройство заземления	УЗ ВЛИ	4
2 Ручной привод	ПЗ-2	4
Провода		
3 Шлейфы проводов для подключения к ВЛИ 0,4 кВ СИП-4 1×35	-	20
Стальные конструкции		
4 Хомут	ХК-1	6
5 Шпилька		10
6 Накладка		16
7 Круг диаметром 10 по ГОСТ 2590		3,5м
8 Хомут	Х18	1
9 Швеллер		4

Линейная арматура		
10 Зажим	ЗОПг-1	20

Примечание — УЗ ВЛИ рекомендуется устанавливать на первой опоре магистрали ВЛИ 0,38 кВ, запитанной от КТП или ЗТП.

9) устройство светильника наружного освещения на кронштейне КР-2 (на промежуточной опоре):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Светильник		1
2 Кронштейн	КР-2	1
3 Зажим	ЗОПг-3	2(3)
4 Кабель ГОСТ 31996	АВВГ на 2×2,5(3×2,5)	2м

Примечание – При устройстве светильника в металлическом корпусе между корпусом и кронштейном должно быть установлено надежное электрическое соединение. При невозможности − необходимо соединить корпус светильника с нулевой жилой СИП-4 при помощи защитного проводника.

10) устройство светильника наружного освещения на кронштейне КС-1 (на анкерной опоре):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Светильник		1
2 Кронштейн	КС-1	1
3 Зажим	ЗОПг-3	2(3)
4 Хомут	Х12	1
5 Проводник заземляющий	ПЗ-2	1
6 Зажим	ПС1-1	1
7 Кабель ГОСТ 31996	АВВГ на 2×2,5(3×2,5)	2м

См. примечание для устройства светильника на кронштейне КР-2.

11) устройство светильника наружного освещения на кронштейне КО-1

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Светильник		1
2 Кронштейн	КО-1	1
3 Зажим	ЗОПг-3	2(3)
4 Кабель ГОСТ 31996	АВВГ на 2×2,5(3×2,5)	2м
5 Трубка ПВХ ГОСТ 19034	Ø12мм	1м

См. примечание для устройства светильника на кронштейне КР-2

12) устройство светильника наружного освещения на кронштейне КО-2

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Светильник		2
2 Кронштейн	КО-2	1
3 Зажим	ЗОПг-3	4(6)
4 Кабель ГОСТ 31996	АВВГ на 2×2,5(3×2,5)	8м
5 Трубка ПВХ ГОСТ 19034	Ø12мм	2м

См. примечание для устройства светильника на кронштейне КР-2.

13) устройство выхода ВЛ из КТП на концевую опору К44

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Траверса	ТН-19	2
2 Зажим	ЗОПг-1	16(20)
3 Зажим	ЗКМ-1	8
4 Изолятор [104]	НП-18	4
5 Лента бандажная	КГ-174	-(8)

Примечания

1. Нулевой пролет отходящих ВЛ 0,38 кВ выполняется самонесущим изолированным проводом (СИП-40). СИП рекомендуется заводить в шкаф РУНН без разрыва.
2. Отходящие ВЛ 0,38 кВ не допускается располагать в зоне входящей ВЛ 10 кВ.
3. Расстояние от КТП до опор ВЛ 0,38 кВ должно быть не более 5 м.
4. Расстояние между концевыми опорами всех отходящих ВЛ 0,38 кВ должно быть не менее 2 м.

Стрела провеса проводов ВЛ 0,38 кВ в нулевом пролете должна быть не менее 0,5 м.

14) устройство ответвлений к вводам в здания

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Угольник натяжной	УМ-2	1
2 Зажим	ЗОПг-2	4
3 Зажим	ЗКМ-2	2
Трехфазный ввод		
4 Угольник натяжной	УН-2	2
5 Зажим	ЗОПг-1	4
6 Зажим	ЗОПг-2	4
7 Зажим	ЗКМ-2	3

Примечания

1. При устройстве ВЛИ 0,38 кВ ввод в здание выполняется до вводного устройства. Зажимы ЗОПг-2 не вводе в здание не применяются.
2. Зажим ЗКН-2 имеет варианты исполнения:

а) для двух проводов;

б) для четырех проводов.

Приложение Д
(рекомендуемое)

Типовые узлы крепления проводов ВЛП 10 кВ

а) общие:

1) на анкерной опоре (А10-А, А10-Б) на стойках СВ 110-49, СВ110-35:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Траверса	ТМ1П	1
4 Траверса	ТМ2П	1
5 Накладка	ОГ2П	1
6 Хомут	Х1	2
7 Подвеска изолирующая с зажимом		6
8 Изолятор	ШФ 20Г	1
9 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	1
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	3
11 Зажим плашечный	ПА-_-_ ЗЛО-01	3
Примечание — Крепление провода к шейке изолятора в петлях анкерных опор с помощью проволочной вязки.		

2) на концевых опорах (К10-А, К10-Б) на стойках СВ 110-49:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	3
2 Узел крепления подкоса	У1М	2
3 Траверса	ТМ1П	1
4 Траверса	ТМ2П	1
5 Накладка	ОГ2П	1
6 Траверса	ТМ3П	1
7 Хомут	Х1	2
8 Подвеска изолирующая с зажимом		6
9 Изолятор	ШФ 20Г	3
10 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
11 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
12 Зажим плашечный	ПА-_-_ ЗЛО-01	3
Примечание — Крепление провода к шейке изолятора в петлях концевых опор с помощью проволочной вязки.		

3) на угловых анкерных опорах (УА10-А, УА10-Б) на стойках СВ 110-49, СВ110-35:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Траверса	ТМ1П	1
4 Траверса	ТМ2П	1
5 Накладка	ОГ2П	1
6 Хомут	Х1	2
7 Подвеска изолирующая с зажимом		6
8 Изолятор	ШФ 20Г	1
9 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	1
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	3
11 Зажим плашечный	ПА-_-_ ЗЛО-01	3

4) на анкерных повышенных опорах (АП10-А, АП10-Б) на стойках СВ 110-49, СВ110-35:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49	2

	СВ 110-35	
2 Приставка железобетонная	ПТ43-22-М	4
3 Хомут припасовочный	ХМ2	8
4 Узел крепления подкоса	У1М	1
5 Траверса	ТМ1П	1
6 Траверса	ТМ2П	1
7 Накладка	ОГ2П	1
8 Хомут	Х1	2
9 Ригель металлический	РМ-3	4
10 Подвеска изолирующая с зажимом		6
11 Изолятор	ШФ 20Г	1
12 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	1
13 Зажим плашечный	ПС-2-1	3
14 Зажим плашечный	ПА-_-_ ЗЛО-01	3

5) на угловых анкерных повышенных опорах (УАП10-А, УАП10-Б) на стойках СВ 110-49, СВ110-35:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	3
2 Приставка железобетонная	ПТ43-22-М	6
3 Хомут припасовочный	ХМ2	12
4 Узел крепления подкоса	У1М	2
5 Траверса	ТМ1П	1
6 Траверса	ТМ2П	1
7 Накладка	ОГ2П	1
8 Траверса	ТМ3П	1
9 Хомут	Х1	2
10 Ригель металлический	РМ-3	6
11 Подвеска изолирующая с зажимом		6
12 Изолятор	ШФ 20Г	3
13 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
14 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
15 Зажим плашечный	ПА-_-_ ЗЛО-01	3

6) устройство концевой опоры (К10-Ат, К10-Бт) с КТП-10/0,4 кВ:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	2
2 Траверса	ТМ1П	1
3 Узел крепления подкоса	У1М	1
4 Накладка	ОГ2с	1
5 Подрамник	ПГ	1
6 Подставной штырь	М12Б	1
7 Узел крепления привода	М5В	1
8 Кронштейн опорный под КТП	ОКМЕ	1
9 Болт/шайба	Б1/Ш1	1/1
10 Гайка	М16	1
11 Хомут	Х1	2
12 Тяга, труба Ду25, L=3800		1
13 Шинка нулевая	ШН	1
14 Изолятор	ШФ 20Г	4
15 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	4
16 Подвеска изолирующая с зажимом		3
17 Комплектная трансформаторная подстанция	КТП____-10/0,4	1
18 Разъединитель с приводом		1
19 Шайба аппаратная	ША	9
20 Зажим аппаратный	А2А-_____	9
21 Зажим	ЗОП-10	3

22 Зажим плашечный	ПС-2-1	5
23 Заземляющий проводник	ЗП1	1
24 Заземляющий проводник	ЗП2	3
25 Заземляющий проводник	ЗП3	1
26 Покрытый провод		18 м
27 Спиральная пружинная вязка одинарная	ВС____	4
Примечание — Если обеспечен надежный электрический контакт корпуса трансформатора с опорным кронштейном путем использования крепежных болтов, заземляющий проводник не требуется, в противном случае его следует соединить с опорным кронштейном сваркой.		

7) устройство концевой опоры (К10-А, К10-Б) с разъединителем (К10-Ар, К10-Бр):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Узел крепления подкоса	У1М	1
2 Подрамник	ПГ	1
3 Тяга, труба Ду25, L=5000		1
4 Подставной штырь	М12Б	1
5 Разъединитель		1
6 Привод разъединителя		1
7 Шайба аппаратная	ША	6
8 Изолятор	ШФ 20Г	4
9 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	4
10 Зажим аппаратный	А2А-_____	6
11 Зажим	ЗОП-10	6
12 Зажим плашечный	ПС-2-1	2
13 Заземляющий проводник	ЗП2	3
14 Покрытый провод		9 м
15 Спиральная пружинная вязка одинарная	ВС____	4

8) устройство концевой опоры (К10-Ам, К10-Бм) для монтажа кабелей напряжением 10 кВ, с установкой термоусаживаемых муфт:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	2
2 Траверса	ТМ6	1
3 Траверса	ТМ2П	1
4 Накладка	ОГ2П	1
5 Подставной штырь	М12Б	1
6 Узел крепления подкоса	У1М	1
7 Траверса	ТМ12	1
8 Траверса	ТМ13	1
9 Накладка	Н2	6
10 Накладка	Н3	6
11 Накладка	Н4	3
12 Накладка	Н5	2
13 Хомут	Х1	3
14 Хомут	Х10	2
15 Хомут	Х11	6
16 Хомут	Х12	2
17 Болт	М6х25	6
18 Болт	М6х50	12
19 Гайка/шайба	М6/6	18/18
20 Кожух защиты кабеля (уголок 110х110х7, L=2500		1
21 Изолятор	ШФ 20Г	4
22 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	4
23 Подвеска изолирующая с зажимом		3
24 ограничитель перенапряжения ОПН		3
25 Муфта концевая наружная		3
26 Заземляющий проводник	ЗП1	2
27 Круг 10, L=9500, ГОСТ 2590		1
28 Зажим плашечный	ПС-2-1	3

29 Спиральная пружинная вязка одинарная	ВС____	4

9) устрйство грозозащиты ГЗ 1, ГЗ 2:

Наименование	Количество, шт.
1 Кронштейн Полоса 4х40, L=340, ГОСТ 103-76	1
2 Электрод Круг 12, L=200, ГОСТ 2590	1
3 Защитный рог Круг 12, L=200, ГОСТ 2590	1
4 Зажим ЗГ-10, [105]	1
5 Гайка М12, ГОСТ 5915	3
6 Болт М12х45, ГОСТ 7798	1

б) в ненаселенной местности (применяется одинарная вязка):

10) на промежуточной опоре (П10гд-1А, П10гд-1Б) с горизонтальным расположением проводов на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с УЗПН:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	1
2 Оголовок	ОГ1П	1
3 Изолятор	ШФ 20Г	3
4 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
5 Зажим плашечный	ПС-2-1	1
6 Спиральная пружинная вязка одинарная	ВС____	3
7 Устройство дугозащиты	зажим ЗГ-10 – 2 шт.; защитный рог – 2 шт.; алюминиевый шунт	3

11) на промежуточной опоре (П10гр-1А, П10гр-1Б) с горизонтальным расположением проводов на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с РДИП:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	1
2 Оголовок	ОГ1П	1
3 Изолятор	ШФ 20Г	3
4 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
5 Зажим плашечный	ПС-2-1	1
6 Спиральная пружинная вязка одинарная	ВС____	3
7 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

12) на промежуточной опоре (П10тд-1А, П10тд-1Б) с расположением проводов треугольником на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с УЗПН:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	1
2 Траверса	ТМ5П	1
3 Хомут	Х1	1
4 Изолятор	ШФ 20Г	3
5 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
6 Зажим плашечный	ПС-2-1	1
7 Устройство грозозащиты	ГЗ 1	2
8 Устройство грозозащиты	ГЗ 2	1
Примечание — Крепление провода к шейке изолятора с помощью проволочной вязки.		

13) на промежуточной опоре (П10тр-1А, П10тр-1Б) с расположением проводов треугольником на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с РДИП:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49	1

	СВ 110-35	
2 Траверса	ТМ5П	1
3 Хомут	Х1	1
4 Изолятор	ШФ 20Г	3
5 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
6 Зажим плашечный	ПС-2-1	1
7 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
Примечание — Если обеспечен надежный электрический контакт корпуса трансформатора с опорным кронштейном путем использования крепежных болтов, заземляющий проводник не требуется, в противном случае его следует соединить с опорным кронштейном сваркой.		

14) на ответвительной анкерной опоре (ОА10гд-1А, ОА10гд-1Б) с горизонтальным расположением проводов на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с УЗПН:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Оголовок	ОГ1П	1
4 Траверса	ТМ1П	1
5 Траверса	ТМ2П	1
6 Хомут	Х1	2
7 Изолятор	ШФ 20Г	4
8 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	4
9 Подвеска изолирующая с зажимом		3
10 Зажим	ЗГ-10	3
11 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
12 Спиральная пружинная вязка одинарная	ВС____	3
13 Устройство дугозащиты	зажим ЗГ-10 – 2 шт.; защитный рог – 2 шт.; алюминиевый шунт	3

15) на ответвительной анкерной опоре (ОА10гр-1А, ОА10гр-1Б) с горизонтальным расположением проводов на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с РДИП:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Оголовок	ОГ1П	1
4 Траверса	ТМ1П	1
5 Траверса	ТМ2П	1
6 Хомут	Х1	2
7 Изолятор	ШФ 20Г	4
8 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	4
9 Подвеска изолирующая с зажимом		3
10 Зажим	ЗГ-10	3
11 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
12 Спиральная пружинная вязка одинарная	ВС____	3
13 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

16) на ответвительной анкерной опоре (ОА10тд-1А, ОА10тд-1Б) с расположением проводов треугольником на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с УЗПН:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Траверса	ТМ5П	1
4 Траверса	ТМ1П	1
5 Траверса	ТМ2П	1
6 Накладка	ОГ2П	1
7 Хомут	Х1	3

8 Болт М16, L=250 мм с шайбой		1
9 Гайка М16		1
10 Изолятор	ШФ 20Г	4
11 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	4
12 Подвеска изолирующая с зажимом		3
13 Зажим	ЗГ-10	3
14 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
15 Устройство грозозащиты	ГЗ 1	2
16 Устройство грозозащиты	ГЗ 2	1

17) на ответвительной анкерной опоре (ОА10тр-1А, ОА10тр-1Б) с расположением проводов треугольником на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с РДИП:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Траверса	ТМ5П	1
4 Траверса	ТМ1П	1
5 Траверса	ТМ2П	1
6 Накладка	ОГ2П	1
7 Хомут	Х1	3
8 Болт М16, L=250 мм с шайбой		1
9 Гайка М16		1
10 Изолятор	ШФ 20Г	4
11 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	4
12 Подвеска изолирующая с зажимом		3
13 Зажим	ЗГ-10	3
14 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
15 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

18) устройство ответвления на промежуточной опоре с горизонтальным расположением проводов (П10г-1):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Траверса	ТМ4П	1
2 Хомут	Х1	1
3 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
4 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
5 Зажим плашечный	ПС-2-1	1
6 Зажим	ЗГ-10	3
7 Зажим	ПА-_-_ ЗЛО-01	3

19) устройство ответвления на промежуточной опоре с расположением проводов треугольником (П10т-1):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Траверса	ТМ5П	1
2 Оголовок	ОГ9	1
3 Хомут	Х1	2
4 Изолятор	ШФ 20Г	3
5 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
6 Зажим плашечный	ПС-2-1	2
7 Зажим	ЗГ-10	3
8 Зажим	ПА-_-_ ЗЛО-01	3

в) в населенной местности (применяется двойная вязка или двойное крепление):

20) на промежуточной опоре (П10гд-2А, П10гд-2Б) с горизонтальным расположением проводов на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с УЗПН:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49	1

	СВ 110-35	
2 Оголовок	ОГ1П	1
3 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
4 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
5 Зажим плашечный	ПС-2-1	1
6 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС____	3
7 Устройство дугозащиты	зажим ЗГ-10 – 2 шт.; защитный рог – 2 шт.; алюминиевый шунт	3

21) на промежуточной опоре (П10гр-2А, П10гр-2Б) с горизонтальным расположением проводов на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с РДИП:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	1
2 Оголовок	ОГ1П	1
3 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
4 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
5 Зажим плашечный	ПС-2-1	1
6 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС____	3
7 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

22) на промежуточной опоре (П10тд-2А, П10тд-2Б) с расположением проводов треугольником на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с УЗПН:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	1
2 Траверса	ТМ6П	1
3 Оголовок	ОГ 9	1
4 Хомут	Х1	2
5 Изолятор	ШФ 20Г	6
6 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
7 Зажим плашечный	ПС-2-1	2
8 Зажим	ЗОП-10	6
9 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

23) на промежуточной опоре (П10тр-2А, П10тр-2Б) с расположением проводов треугольником на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с РДИП:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	1
2 Траверса	ТМ6П	1
3 Оголовок	ОГ 9	1
4 Хомут	Х1	2
5 Изолятор	ШФ 20Г	6
6 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
7 Зажим плашечный	ПС-2-1	2
8 Зажим	ЗОП-10	6
9 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

24) на угловой промежуточной опоре (УП10гд-2А, УП10гд-2Б) с горизонтальным расположением проводов на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с УЗПН:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Оголовок	ОГ1П	1
4 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
5 Колпачок полиэтиленовый	К-9	3
6 Зажим плашечный	ПС-2-1	2

7 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС____	3
8 Устройство дугозащиты	зажим ЗГ-10 – 2 шт.; защитный рог – 2 шт.; алюминиевый шунт	3

25) на угловой промежуточной опоре (УП10гр-2А, УП10гр-2Б) с горизонтальным расположением проводов на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с РДИП:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Оголовок	ОГ3П	1
4 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
5 Колпачок полиэтиленовый	К-9	3
6 Зажим плашечный	ПС-2-1	2
7Спиральная пружинная вязка двойная	ВС____	3
8 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

26) на промежуточной опоре (УП10тд-1А, УП10тд-1Б) с расположением проводов треугольником на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с УЗПН:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Траверса	ТМ5	1
4 Оголовок	ОГ1	1
5 Хомут	Х1	2
6 Изолятор	ШФ 20Г	6
7 Колпачок полиэтиленовый	К-9	6
8 Зажим плашечный	ПС-2-1	3
9 Зажим	ЗОП-10	4
10 Устройство грозозащиты	ГЗ 1	2
11 Устройство грозозащиты	ГЗ 2	1

27) на промежуточной опоре (УП10тр-2А, УП10тр-2Б) с расположением проводов треугольником на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с РДИП:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Траверса	ТМ5	1
4 Оголовок	ОГ1	1
5 Изолятор	ШФ 20Г	6
6 Колпачок полиэтиленовый	К-9	6
7 Зажим плашечный	ПС-2-1	3
8 Зажим	ЗОП-10	4
9 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

28) на ответвительной анкерной опоре (ОА10гд-2А, ОА10гд-2Б) с горизонтальным расположением проводов на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с УЗПН:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Оголовок	ОГ1П	1
4 Траверса	ТМ1П	1
5 Траверса	ТМ2П	1
6 Хомут	Х1	2
7 Изолятор	ШФ 20УО ШФ 20Г1	3

	ШФ 20Г	
8 Изолятор	ШФ 20Г	1
9 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	4
10 Подвеска изолирующая с зажимом		3
11 Зажим	ЗГ-10	3
12 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
13 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС____	3
14 Устройство дугозащиты	зажим ЗГ-10 – 2 шт.; защитный рог – 2 шт.; алюминиевый шунт	3

29) на ответвительной анкерной опоре (ОА10гр-2А, ОА10гр-2Б) с горизонтальным расположением проводов на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с РДИП:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Оголовок	ОГ1П	1
4 Траверса	ТМ1П	1
5 Траверса	ТМ2П	1
6 Хомут	Х1	2
7 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
8 Изолятор	ШФ 20Г	1
9 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	4
10 Подвеска изолирующая с зажимом		3
11 Зажим	ЗГ-10	3
12 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
13 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС____	3
14 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

30) на ответвительной анкерной опоре (ОА10тд-2А, ОА10тд-2Б) с расположением проводов треугольником на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с УЗПН:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Траверса	ТМ6П	1
4 Оголовок	ОГ 9	1
5 Траверса	ТМ1П	1
6 Траверса	ТМ2П	1
7 Накладка	ОГ2П	1
8 Хомут	Х1	4
9 Болт М16, L=250 мм с шайбой		1
10 Гайка М16		1
11 Изолятор	ШФ 20Г	7
12 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	7
13 Подвеска изолирующая с зажимом		3
14 Зажим	ЗГ-10	3
15 Зажим	ЗОП-10	6
16 Зажим плашечный	ПС-2-1	5
17 Устройство грозозащиты	ГЗ 1	2
18 Устройство грозозащиты	ГЗ 2	1

31) на ответвительной анкерной опоре (ОА10тр-2А, ОА10тр-2Б) с расположением проводов треугольником на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с РДИП:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Траверса	ТМ6П	1

4 Оголовок	ОГ 9	1
5 Траверса	ТМ1П	1
6 Траверса	ТМ2П	1
7 Накладка	ОГ2П	1
8 Хомут	Х1	4
9 Болт М16, L=250 мм с шайбой		1
10 Гайка М16		1
11 Изолятор	ШФ 20Г	7
12 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	7
13 Подвеска изолирующая с зажимом		3
14 Зажим	ЗГ-10	3
15 Зажим	ЗОП-10	6
16 Зажим плашечный	ПС-2-1	5
17 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

32) на повышенной промежуточной опоре (ПП10гд-2А, ПП10гд-2Б) с горизонтальным расположением проводов на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с УЗПН:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	1
2 Приставка железобетонная	ПТ43-22-М	2
3 Хомут припасовочный	ХМ2	4
4 Оголовок	ОГ1П	1
5 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
6 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
7 Зажим плашечный	ПС-2-1	1
8 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС____	3
9 Устройство дугозащиты	зажим ЗГ-10 – 2 шт.; защитный рог – 2 шт.; алюминиевый шунт	3

33) на повышенной промежуточной опоре (ПП10гр-2А, ПП10гр-2Б) с горизонтальным расположением проводов на стойках СВ 110-49, СВ110-35 с РДИП:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ 110-49 СВ 110-35	1
2 Приставка железобетонная	ПТ43-22-М	2
3 Хомут припасовочный	ХМ2	4
4 Оголовок	ОГ1П	1
5 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
6 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
7 Зажим плашечный	ПС-2-1	1
8 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС____	3
9 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	3

34) устройство ответвления на промежуточной опоре с расположением проводов треугольником (П10т-2):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Траверса	ТМ6П	1
2 Подставной штырь	М12Б/М13Б	1/1
3 Хомут	Х1	1
4 Хомут	Х8	1
5 Изолятор	ШФ 20Г	6
6 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
7 Зажим плашечный	ПС-2-1	2
8 Зажим	ЗГ-10	3
9 Зажим	ПА-_-_ ЗЛО-01	3

35) устройство ответвления на повышенной промежуточной опоре с горизонтальным расположением

проводов (ПП10г-2):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Траверса	ТМ4П	1
2 Хомут	Х1	1
3 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
4 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
5 Зажим плашечный	ПС-2-1	1
6 Зажим	ЗГ-10	3
7 Зажим	ПА-_-_ ЗЛО-01	3

36) устройство промежуточной опоры с горизонтальным расположением проводов (П10г-2А, П10г-2Б) с разъединителем (П10г-2Ар, П10г-2Бр):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Угол крепления привода	М5В	1
2 Подрамник	ПГ	1
3 Тяга, труба Ду25, L=5000		1
4 Подставной штырь	М12Б	1
5 Разъединитель		1
6 Привод разъединителя		1
7 Шайба аппаратная	ША	6
8 Изолятор	ШФ 20Г	4
9 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	4
10 Спиральная пружинная вязка одинарная	ВС____	4
11 Зажим	ЗОП-10	3
12 Зажим аппаратный	А2А____	6
13 Покрытый провод		9 м
14 Зажим плашечный	ПС-2-1	2
15 Заземляющий проводник	ЗП2	2

в) в стесненных условиях и при пересечении инженерных сооружений:

37) на промежуточной конической опоре с горизонтальным расположением проводов (ПК10гр-2В) с применением двойной вязки (двойного крепления) провода (с РДИП), стойка СТ136.6-3.3:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка коническая железобетонная	СТ136.6-3.3	1
2 Ригель железобетонный	АР-7-б-1	1
3 Оголовок	ОГ-4П	1
4 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
5 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
6 Зажим плашечный	ПС-2-1	1
7 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
8 Спиральная вязка двойная	ВС____	3
9 Спуск заземления ø10, L=11000		1
10 Хомут ленточный 1300х30х1,5		3
11 Хомут	Х1у	1

Примечания
1 Крепление провода к шейке изолятора с помощью двойной спиральной вязки.
2 Допускается угол поворота на опоре ПК10гр-2В – 10 °.
3 На опоре ПК10гр-2В также может применяться в качестве устройства грозозащиты УЗПН.

38) на угловой промежуточной конической опоре с горизонтальным расположением проводов (УПК10гр-2В) с применением двойной вязки (двойного крепления) провода (с РДИП), стойка коническая СТ136.6-3.3:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка коническая железобетонная	СТ136.6-3.3	1
2 Ригель железобетонный	АР-7-б-1	1
3 Оголовок	ОГ-4П	1
4 Изолятор	ШФ 20Г	3
5 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
6 Зажим плашечный	ПС-2-1	1
7 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

8 Спиральная вязка двойная	ВС____	3
9 Спуск заземления ø10, L=11000		1
10 Хомут ленточный 1300х30х1,5		3
11 Хомут	Х1у	1
Примечания 1 Крепление провода к шейке изолятора с помощью двойной спиральной пружинной вязки. 2 Допускается угол поворота на опоре УПК10гр-2В – 30 °. 3 На опоре УПК10гр-2В также может применяться в качестве устройства грозозащиты УЗПН.		

39) на анкерной (концевой) конической опоре с горизонтальным расположением проводов (АК10гр-2В, КК10гр-2В) с применением двойной вязки (двойного крепления) провода (с РДИП), стойка коническая СТ136.6-3.3:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка коническая железобетонная	СТ136.6-3.3	2
2 Ригель	АР-7в	1
3 Траверса	ТМ-1Пп	1
4 Хомут	Х1у	2
5 Зажим плашечный	ПС-2-1	1
6 Подвеска изолирующая с зажимом		6
7 Зажим плашечный	ПА-_-_ ЗЛО-01	6
8 Спуск заземления ø10, L=11000		1
Примечание — Опора АК10гр-2В допускает угол поворота до 40°. Также на опоре возможен переход на неизолированные провода, смена сечения покрытого провода.		

40) на ответвительной анкерной конической опоре с горизонтальным расположением проводов (ОАК10гр-2В) с применением двойной вязки (двойного крепления) провода (с РДИП), стойка коническая СТ136.6-3.3:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка коническая железобетонная	СТ136.6-3.3	2
2 Ригель	АР-7в	1
3 Траверса	ТМ-1Пп	1
4 Хомут	Х1у	2
5 Зажим плашечный	ПА-_-_ ЗЛО-01	6
6 Оголовок	ОГ-5П	1
7 Подвеска изолирующая с зажимом		6
8 Хомут ленточный 1300х30х1,5		3
9 Спуск заземления ø10, L=11000		1
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	2
Примечание — Опора ОАК10гр-2В допускает угол поворота ответвления до 40°. Расстояния до ближайшей опоры ответвления составляют 25 м.		

41) на ответвительной промежуточной конической опоре с горизонтальным расположением проводов (ОПК10гр-2В) с применением двойной вязки (двойного крепления) провода (с РДИП), стойка коническая СТ136.6-3.3:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка коническая железобетонная	СТ136.6-3.3	1
2 Ригель железобетонный	АР-7-б-1	1
3 Оголовок	ОГ-4П	1
4 Траверса	ТМ4По	1
5 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	4
6 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	4
7 Зажим плашечный	ПС-2-1	2
8 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
9 Спиральная вязка двойная	ВС____	3
10 Спуск заземления ø10, L=11000		1
11 Хомут ленточный 1300х30х1,5		3
12 Хомут	Х1у	1
13 Зажим	ЗГ-10	3

14 Подвеска изолирующая с зажимом		3

Примечания
1 Крепление провода к шейке изолятора с помощью двойной спиральной пружинной вязки.
2 Допускаемое расстояние ответвления от опоры до анкерной опоры составляет 25 м.
3 Допустимый угол ответвления составляет 20 °.
4 На опоре ОПК10гр-2В также может применяться в качестве устройства грозозащиты УЗПН.

42) на промежуточной перекрестной конической опоре с горизонтальным расположением проводов (ППК10гр-2В) с применением двойной вязки (двойного крепления) провода (с РДИП), стойка коническая СТ136.6-3.3:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка коническая железобетонная	СТ136.6-3.3	1
2 Ригель железобетонный	АР-7-б-1	1
3 Оголовок	ОГ-4П	1
4 Траверса	ТМ-7П	1
5 Зажим плашечный	ПС-2-1	2
6 Хомут ленточный 1300х30х1,5		3
7 Спуск заземления ø10, L=11000		1
8 Хомут	Х1у	1
9 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
6 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
8 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	2
9 Спиральная вязка двойная	ВС____	6

Примечания
1 Крепление провода к шейке изолятора с помощью двойной спиральной вязки.
2 Допускается угол поворота на опоре ППК10гр-2В − 10 °.
3 Угол пересечения двух ВЛ напряжением 10 кВ на опоре составляет 80-100°.
4 На опоре ППК10гр-2В также

Приложение Е
(рекомендуемое)

Типовые узлы крепления при совместной подвеске ВЛП 10 кВ и ВЛИ 0,38 кВ

1) на промежуточной опоре СП-1д (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	1
2 Оголовок	ОГ1П	1
3 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
4 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
5 Зажим плашечный	ПС-2-1	2
6 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	6
7 Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1
8 Болт	Б1	1
9 Угольник	УН-2	1
10 Зажим	ЗПП	1
11 Зажим	ЗПВ	1
12 Провод ВЛИ	СИП-4	
13 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
14 Проводник заземляющий	ПЗ-2	1

2) на промежуточной опоре СП-1р (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	1
2 Оголовок	ОГ1П	1
3 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
4 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
5 Зажим плашечный	ПС-2-1	2
6 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	6
7 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
8 Болт	Б1	1
9 Угольник	УН-2	1
10 Зажим	ЗПП	1
11 Зажим	ЗПВ	1
12 Провод ВЛИ	СИП-4	
13 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
14 Проводник заземляющий	ПЗ-2	1

3) на промежуточной опоре СП-2д (с УЗПН) и с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ:

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	1
2 Оголовок	ОГ1П	1
3 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
4 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
5 Зажим плашечный	ПС-2-1	2
6 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	6
7 Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1
8 Болт	Б1	1
9 Угольник	УН-2	2
10 Зажим	ЗПП	2
11 Зажим	ЗПВ	2
12 Провод ВЛИ	СИП-4	
13 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
14 Проводник заземляющий	ПЗ-2	2

4) на промежуточной опоре СП-2р с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.

1 Стойка железобетонная	СВ110-49	1
2 Оголовок	ОГ1П	1
3 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
4 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
5 Зажим плашечный	ПС-2-1	2
6 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	6
7 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
8 Болт	Б1	1
9 Угольник	УН-2	2
10 Зажим	ЗПП	2
11 Зажим	ЗПВ	2
12 Провод ВЛИ	СИП-4	
13 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
14 Проводник заземляющий	ПЗ-2	2

5) на угловой промежуточной опоре СУП-1д (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Оголовок	ОГЗП	1
4 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
5 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
6 Зажим плашечный	ПС-2-1	3
7 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	6
8 Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1
9 Болт	Б1	1
10 Угольник	УН-2	2
11 Зажим	ЗПП	2
12 Зажим	ЗПВ	2
13 Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
14 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
15 Провод ВЛИ	СИП-4	

6) на угловой промежуточной опоре СУП-1р (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Оголовок	ОГЗП	1
4 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
5 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
6 Зажим плашечный	ПС-2-1	3
7 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	6
8 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
9 Болт	Б1	1
10 Угольник	УН-2	1
11 Зажим	ЗПП	1
12 Зажим	ЗПВ	1
13 Проводник заземляющий	ПЗ-2	1
14 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
15 Провод ВЛИ	СИП-4	

7) на угловой промежуточной опоре СУП-2д с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Оголовок	ОГЗП	1
4 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
5 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
6 Зажим плашечный	ПС-2-1	3

7 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	6
8 Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1
9 Болт	Б1	1
10 Угольник	УН-2	2
11 Зажим	ЗПП	2
12 Зажим	ЗПВ	2
13 Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
14 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
15 Провод ВЛИ	СИП-4	

8) на угловой промежуточной опоре СУП-2р с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Оголовок	ОГЗП	1
4 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
5 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
6 Зажим плашечный	ПС-2-1	3
7 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	6
8 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
9 Болт	Б1	1
10 Угольник	УН-2	2
11 Зажим	ЗПП	2
12 Зажим	ЗПВ	2
13 Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
14 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
15 Провод ВЛИ	СИП-4	

9) на концевой опоре СК-1д (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	1
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Траверса	ТМ1П	1
4 Траверса	ТМ2П	1
5 Оголовок	ОГЗП	1
6 Хомут	Х1	2
7 Подвеска изолирующая с зажимом		6
8 Изолятор	ШФ 20Г	1
9 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	1
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	5
11 Траверса	ТН-20	1
12 Зажим	ЗКН-1	1
13 Зажим	ЗПВ	1
14 Лента бандажная	КГ-174	-(2)
15 Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
16 Хомут	Х1	1
17 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
18 Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1

10) на концевой опоре СК-1р (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Траверса	ТМ1П	1
4 Траверса	ТМ2П	1
5 Оголовок	ОГ2П	1
6 Хомут	Х1	2
7 Подвеска изолирующая с зажимом		6

8 Изолятор	ШФ 20Г	1
9 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	1
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	5
11 Траверса	ТН-20	1
12 Зажим	ЗКН-1	1
13 Зажим	ЗПВ	1
14 Лента бандажная	КГ-174	-(2)
15 Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
16 Хомут	Х1	1
17 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
18 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

11) на концевой опоре СК-2д с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Траверса	ТМ1П	1
4 Траверса	ТМ2П	1
5 Оголовок	ОГ2П	1
6 Хомут	Х1	2
7 Подвеска изолирующая с зажимом		6
8 Изолятор	ШФ 20Г	1
9 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	1
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	6
11 Траверса	ТН-19	1
12 Зажим	ЗКН-1	2
13 Зажим	ЗПВ	1
14 Лента бандажная	КГ-174	-(4)
15 Проводник заземляющий	ПЗ-2	3
16 Хомут	Х1	1
17 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
18 Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1

12) на концевой опоре СК-2р с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Траверса	ТМ1П	1
4 Траверса	ТМ2П	1
5 Оголовок	ОГ2П	1
6 Хомут	Х1	2
7 Подвеска изолирующая с зажимом		6
8 Изолятор	ШФ 20Г	1
9 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	1
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	6
11 Траверса	ТН-19	1
12 Зажим	ЗКН-1	12
13 Зажим	ЗПВ	1
14 Лента бандажная	КГ-174	-(4)
15 Проводник заземляющий	ПЗ-2	3
16 Хомут	Х1	1
17 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
18 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

13) на анкерной опоре СА-1д (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Траверса	ТМ1П	1

4 Траверса	ТМ2П	1
5 Оголовок	ОГ2П	1
6 Хомут	Х1	2
7 Подвеска изолирующая с зажимом		6
8 Изолятор	ШФ 20Г	1
9 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	1
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
11 Траверса	ТН-20	1
12 Траверса	ТН-21	1
13 Зажим	ЗКН-1	2
14 Зажим	ЗОПг-1	4(5)
15 Лента бандажная	КГ-174	4(7)
16 Зажим	ЗПВ	1
17 Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
18 Хомут	Х1	1
19 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
20 Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1

14) на анкерной опоре СА-1р (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Траверса	ТМ1П	1
4 Траверса	ТМ2П	1
5 Оголовок	ОГ2П	1
6 Хомут	Х1	2
7 Подвеска изолирующая с зажимом		6
8 Изолятор	ШФ 20Г	1
9 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	1
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
11 Траверса	ТН-20	1
12 Траверса	ТН-21	1
13 Зажим	ЗКН-1	2
14 Зажим	ЗОПг-1	4(5)
15 Лента бандажная	КГ-174	4(7)
16 Зажим	ЗПВ	1
17 Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
18 Хомут	Х1	1
19 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
20 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

15) на анкерной опоре СА-2д с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Траверса	ТМ1П	1
4 Траверса	ТМ2П	1
5 Оголовок	ОГ2П	1
6 Хомут	Х1	2
7 Подвеска изолирующая с зажимом		6
8 Изолятор	ШФ 20Г	1
9 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	1
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	5
11 Траверса	ТН-20	2
12 Траверса	ТН-21	4
13 Зажим	ЗКН-1	2
14 Зажим	ЗОПг-1	8(10)
15 Лента бандажная	КГ-174	8(14)
16 Зажим	ЗПВ	2

17 Проводник заземляющий	ПЗ-2	3
18 Хомут	Х1	1
19 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
20 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

16) на анкерной опоре СА-2р с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Траверса	ТМ1П	1
4 Траверса	ТМ2П	1
5 Оголовок	ОГ2П	1
6 Хомут	Х1	2
7 Подвеска изолирующая с зажимом		6
8 Изолятор	ШФ 20Г	1
9 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	1
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	5
11 Траверса	ТН-19	2
12 Зажим	ЗКН-1	4
13 Зажим	ЗОПг-1	8(10)
14 Лента бандажная	КГ-174	8(14)
15 Зажим	ЗПВ	2
16 Проводник заземляющий	ПЗ-2	3
17 Хомут	Х1	1
18 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
19 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

17) на угловой анкерной опоре СУА-1д (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	3
2 Узел крепления подкоса	У1М	2
3 Траверса	ТМ1П	1
4 Траверса	ТМ2П	1
5 Оголовок	ОГ2П	1
6 Траверса	ТМ3П	1
7 Хомут	Х1	2
8 Подвеска изолирующая с зажимом		6
9 Изолятор	ШФ 20Г	3
10 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
11 Зажим плашечный	ПС-2-1	6
12 Траверса	ТН-19	1
13 Зажим	ЗКН-1	2
14 Зажим	ЗОПг-1	4(5)
15 Зажим	ЗПВ	1
16 Лента бандажная	КГ-174	4(7)
17 Хомут	Х1	1
18 Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
19 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
20 Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1

18) на угловой анкерной опоре СУА-1р (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	3
2 Узел крепления подкоса	У1М	2
3 Траверса	ТМ1П	1
4 Траверса	ТМ2П	1
5 Оголовок	ОГ2П	1
6 Траверса	ТМ3П	1
7 Хомут	Х1	2

8 Подвеска изолирующая с зажимом		6
9 Изолятор	ШФ 20Г	3
10 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
11 Зажим плашечный	ПС-2-1	6
12 Траверса	ТН-19	1
13 Зажим	ЗКН-1	2
14 Зажим	ЗОПг-1	4(5)
15 Зажим	ЗПВ	1
16 Лента бандажная	КГ-174	4(7)
17 Хомут	Х1	1
18 Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
19 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
20 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

19) на угловой анкерной опоре СУА-2д с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	3
2 Узел крепления подкоса	У1М	2
3 Траверса	ТМ1П	1
4 Траверса	ТМ2П	1
5 Оголовок	ОГ2П	1
6 Траверса	ТМ3П	1
7 Хомут	Х1	2
8 Подвеска изолирующая с зажимом		6
9 Изолятор	ШФ 20Г	3
10 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
11 Зажим плашечный	ПС-2-1	7
12 Траверса	ТН-19	2
13 Зажим	ЗКН-1	2
14 Зажим	ЗОПг-1	8(10)
15 Зажим	ЗПВ	2
16 Лента бандажная	КГ-174	8(14)
17 Хомут	Х1	1
18 Проводник заземляющий	ПЗ-2	3
19 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
20 Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1

20) на угловой анкерной опоре СУА-2р с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	3
2 Узел крепления подкоса	У1М	2
3 Траверса	ТМ1П	1
4 Траверса	ТМ2П	1
5 Оголовок	ОГ2П	1
6 Траверса	ТМ3П	1
7 Хомут	Х1	2
8 Подвеска изолирующая с зажимом		6
9 Изолятор	ШФ 20Г	3
10 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
11 Зажим плашечный	ПС-2-1	7
12 Траверса	ТН-19	2
13 Зажим	ЗКН-1	2
14 Зажим	ЗОПг-1	8(10)
15 Зажим	ЗПВ	2
16 Лента бандажная	КГ-174	8(14)
17 Хомут	Х1	1
18 Проводник заземляющий	ПЗ-2	3
19 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
20 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

21) на ответвительной промежуточной опоре СОП1-1д с односторонним направлением ВЛИ 0,38 кВ (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	1
2 Ригель	АР7	1
3 Крепежная деталь	М1	1
4 Крепежная деталь	М6	2
5 Оголовок	ОГ1П	1
6 Траверса	ТМ16П	1
7 Хомут	Х1	1
8 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
9 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
10 Подвеска изолирующая с зажимом		3
11 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
12 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	6
13 Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1
14 Болт	Б1	1
15 Угольник	УН-2	1
16 Траверса	КХМ1	1
17 Зажим	ЗПП	1
18 Зажим	ЗКН-1	1
19 Зажим	ЗПВ	1
20 Зажим	ЗОПг-1	4(5)
21 Лента бандажная	КГ-174	4(7)
22 Провод ВЛИ	СИП-4	
23 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
24 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
25 Проводник заземляющий	ПЗ-2	3

22) на ответвительной промежуточной опоре СОП1-1р с односторонним направлением ВЛИ 0,38 кВ (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	1
2 Ригель	АР7	1
3 Крепежная деталь	М1	1
4 Крепежная деталь	М6	2
5 Оголовок	ОГ1П	1
6 Траверса	ТМ16П	1
7 Хомут	Х1	1
8 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
9 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
10 Подвеска изолирующая с зажимом		6
11 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
12 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	3
13 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
14 Болт	Б1	1
15 Угольник	УН-2	1
16 Траверса	КХМ1	1
17 Зажим	ЗПП	1
18 Зажим	ЗКН-1	1
19 Зажим	ЗПВ	1
20 Зажим	ЗОПг-1	4(5)
21 Лента бандажная	КГ-174	4(7)
22 Провод ВЛИ	СИП-4	
23 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
24 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
25 Проводник заземляющий	ПЗ-2	3

23) на ответвительной промежуточной опоре СОП1-2д с односторонним направлением ВЛИ 0,38 кВ с

двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	1
2 Ригель	АР7	2
3 Крепежная деталь	М1	2
4 Крепежная деталь	М6	4
5 Оголовок	ОГ1П	1
6 Траверса	ТМ16П	1
7 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
8 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
9 Подвеска изолирующая с зажимом		3
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
11 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	6
12 Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1
13 Болт	Б1	1
14 Угольник	УН-2	1
15 Траверса	ТН-19	1
16 Хомут	Х1	2
17 Зажим	ЗПП	2
18 Зажим	ЗКН-1	2
19 Зажим	ЗПВ	2
20 Зажим	ЗОПг-1	8(10)
21 Лента бандажная	КГ-174	8(14)
22 Провод ВЛИ	СИП-4	
23 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
24 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
25 Проводник заземляющий	ПЗ-2	3

24) на ответвительной промежуточной опоре СОП1-2р с односторонним направлением ВЛИ 0,38 кВ с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	1
2 Ригель	АР7	2
3 Крепежная деталь	М1	2
4 Крепежная деталь	М6	4
5 Оголовок	ОГ1П	1
6 Траверса	ТМ16П	1
7 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
8 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
9 Подвеска изолирующая с зажимом		3
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
11 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	6
12 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
13 Болт	Б1	1
14 Угольник	УН-2	2
15 Траверса	ТН-19	2
16 Хомут	Х1	2
17 Зажим	ЗПП	2
18 Зажим	ЗКН-1	2
19 Зажим	ЗПВ	2
20 Зажим	ЗОПг-1	8(10)
21 Лента бандажная	КГ-174	8(14)
22 Провод ВЛИ	СИП-4	
23 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
24 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
25 Проводник заземляющий	ПЗ-2	3

25) на ответвительной промежуточной опоре СОП2-1д с двухсторонним направлением ВЛИ 0,38 кВ (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	1
2 Ригель	АР7	1
3 Крепежная деталь	М1	1
4 Крепежная деталь	М6	2
5 Оголовок	ОГ1П	1
6 Траверса	ТМ16П	1
7 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
8 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
9 Подвеска изолирующая с зажимом		3
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	5
11 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	6
12 Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1
13 Болт	Б1	1
14 Угольник	УН-2	1
15 Траверса	ТН-18	1
16 Хомут	Х1	2
17 Зажим	ЗПП	1
18 Зажим	ЗКН-1	2
19 Зажим	ЗПВ	1
20 Зажим	ЗОПг-1	8(6)
21 Лента бандажная	КГ-174	8(7)
22 Провод ВЛИ	СИП-4	
23 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
24 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
25 Проводник заземляющий	ПЗ-2	3

26) на ответвительной промежуточной опоре СОП2-1р с двухсторонним направлением ВЛИ 0,38 кВ (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	1
2 Ригель	АР7	1
3 Крепежная деталь	М1	1
4 Крепежная деталь	М6	2
5 Оголовок	ОГ1П	1
6 Траверса	ТМ16П	1
7 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
8 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
9 Подвеска изолирующая с зажимом		3
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	5
11 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	3
12 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
13 Болт	Б1	1
14 Угольник	УН-2	1
15 Траверса	ТН-18	1
16 Хомут	Х1	2
17 Зажим	ЗПП	1
18 Зажим	ЗКН-1	1
19 Зажим	ЗПВ	1
20 Зажим	ЗОПг-1	8(6)
21 Лента бандажная	КГ-174	8(7)
22 Провод ВЛИ	СИП-4	
23 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
24 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
25 Проводник заземляющий	ПЗ-2	3

27) на ответвительной промежуточной опоре СОП2-2д с двухсторонним направлением ВЛИ 0,38 кВ с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.

1 Стойка железобетонная	СВ110-49	1
2 Ригель	АР7	2
3 Крепежная деталь	М1	2
4 Крепежная деталь	М6	4
5 Оголовок	ОГ1П	1
6 Траверса	ТМ16П	1
7 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
8 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
9 Подвеска изолирующая с зажимом		3
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	5
11 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	6
12 Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1
13 Болт	Б1	1
14 Угольник	УН-2	2
15 Траверса	ТН-18	1
16 Хомут	Х1	2
17 Зажим	ЗПП	2
18 Зажим	ЗКН-1	2
19 Зажим	ЗПВ	2
20 Зажим	ЗОПг-1	8(10)
21 Лента бандажная	КГ-174	8(14)
22 Провод ВЛИ	СИП-4	
23 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
24 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
25 Проводник заземляющий	ПЗ-2	3

28) на ответвительной промежуточной опоре СОП2-2р с двухсторонним направлением ВЛИ 0,38 кВ с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	1
2 Ригель	АР7	1
3 Крепежная деталь	М1	1
4 Крепежная деталь	М6	2
5 Оголовок	ОГ1П	1
6 Траверса	ТМ16П	1
7 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
8 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
9 Подвеска изолирующая с зажимом		6
10 Зажим плашечный	ПС-2-1	5
11 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	3
12 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
13 Болт	Б1	1
14 Угольник	УН-2	1
15 Траверса	ТН-18	1
16 Хомут	Х1	2
17 Зажим	ЗПП	1
18 Зажим	ЗКН-1	1
19 Зажим	ЗПВ	1
20 Зажим	ЗОПг-1	8(6)
21 Лента бандажная	КГ-174	8(7)
22 Провод ВЛИ	СИП-4	
23 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
24 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
25 Проводник заземляющий	ПЗ-2	3

29) на ответвительной анкерной опоре СОА1-1д с односторонним направлением ВЛИ 0,38 кВ (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1

3 Оголовок	ОГЗП	1
4 Траверса	ТМ17П	1
5 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
6 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
7 Подвеска изолирующая с зажимом		3
8 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
9 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	6
10 Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1
11 Траверса	КХМ1	1
12 Хомут	Х1	2
13Траверса	ТН-20	1
14Зажим	ЗПП	1
15 Зажим	ЗКН-1	1
16 Зажим	ЗПВ	1
17 Зажим	ЗОПг-1	4(5)
18 Лента бандажная	КГ-174	4(7)
19 Провод ВЛИ	СИП-4	
20 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
21 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
22 Проводник заземляющий	ПЗ-2	2

30) на ответвительной анкерной опоре СОА1-1р с односторонним направлением ВЛИ 0,38 кВ (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Оголовок	ОГЗП	1
4 Траверса	ТМ17П	1
5 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
6 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
7 Подвеска изолирующая с зажимом		3
8 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
9 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	6
10 Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
11 Траверса	КХМ1	1
12 Хомут	Х1	2
13Траверса	ТН-20	1
14Зажим	ЗПП	1
15 Зажим	ЗКН-1	1
16 Зажим	ЗПВ	1
17 Зажим	ЗОПг-1	4(5)
18 Лента бандажная	КГ-174	4(7)
19 Провод ВЛИ	СИП-4	
20 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
21 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
22 Проводник заземляющий	ПЗ-2	2

31) на ответвительной анкерной опоре СОА1-2д с односторонним направлением ВЛИ 0,38 кВ с двумя цепями ВЛИ 0,4 кВ (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
1 Стойка железобетонная	СВ110-49	2
2 Узел крепления подкоса	У1М	1
3 Оголовок	ОГЗП	1
4 Траверса	ТМ17П	1
5 Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
6 Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
7 Подвеска изолирующая с зажимом		3
8 Зажим плашечный	ПС-2-1	4
9 Спиральная пружинная вязка двойная	ВС___	6

10 Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1
11 Траверса	КХМ1	1
12 Хомут	Х1	3
13Траверса	ТН-18	1
14Зажим	ЗПП	2
15 Зажим	ЗКН-1	2
16 Зажим	ЗПВ	2
17 Зажим	ЗОПг-1	8(10)
18 Лента бандажная	КГ-174	8(14)
19 Провод ВЛИ	СИП-4	
20 Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
21 Зажим плашечный	ЗОП-10	3
22 Проводник заземляющий	ПЗ-2	2

32) на ответвительной анкерной опоре СОА1-2р с односторонним направлением ВЛИ 0,38 кВ с двумя цепями ВЛИ 0,4 кВ (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
Стойка железобетонная	СВ110-49	2
Узел крепления подкоса	У1М	1
Оголовок	ОГЗП	1
Траверса	ТМ17П	1
Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
Подвеска изолирующая с зажимом		3
Зажим плашечный	ПС-2-1	4
Спиральная пружинная вязка двойная	ВС	6
Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
Траверса	ТН-18	1
Хомут	Х1	3
Траверса	ТН-19	1
Зажим	ЗПП	2
Зажим	ЗКН-1	2
Зажим	ЗПВ	2
Зажим	ЗОПг-1	8(10)
Лента бандажная	КГ-174	8(14)
Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
Провод ВЛИ	СИП-4	
Зажим плашечный	ЗОП	3
Проводник заземляющий	ПЗ-2	3

33) на ответвительной анкерной опоре СОА2-1д с двухсторонним направлением ВЛИ 0,38 кВ (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
Стойка железобетонная	СВ110-49	2
Узел крепления подкоса	У1М	1
Оголовок	ОГЗП	1
Траверса	ТМ17П	1
Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
Подвеска изолирующая с зажимом		4
Зажим плашечный	ПС-2-1	4
Спиральная пружинная вязка двойная	ВС	6
Устройство защиты от атмосферных перенапряжений	УЗПН	1
Траверса	КХМ1	1
Хомут	Х1	2
Траверса	ТН-20	2
Зажим	ЗПП	1
Зажим	ЗКН-1	1
Зажим	ЗПВ	1

Зажим	ЗОПг-1	8(10)
Лента бандажная	КГ-174	8(14)
Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
Провод ВЛИ	СИП-4	
Зажим плашечный	ЗОП	3
Проводник заземляющий	ПЗ-2	3

34) на ответвительной анкерной опоре СОА2-1р с двухсторонним направлением ВЛИ 0,38 кВ (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
Стойка железобетонная	СВ110-49	2
Узел крепления подкоса	У1М	1
Оголовок	ОГ3П	1
Траверса	ТМ17П	1
Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
Подвеска изолирующая с зажимом		3
Зажим плашечный	ПС-2-1	4
Спиральная пружинная вязка двойная	ВС	6
Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
Траверса	КХМ1	1
Хомут	Х1	2
Траверса	ТН-20	2
Зажим	ЗПП	1
Зажим	ЗКН-1	2
Зажим	ЗПВ	1
Зажим	ЗОПг-1	8(10)
Лента бандажная	КГ-174	8(14)
Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
Провод ВЛИ	СИП-4	
Зажим плашечный	ЗОП	3
Проводник заземляющий	ПЗ-2	3

35) на ответвительной анкерной опоре СОА2-2д с двухсторонним направлением ВЛИ 0,38 кВ с двумя цепями ВЛИ 0,4 кВ (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
Стойка железобетонная	СВ110-49	2
Узел крепления подкоса	У1М	1
Оголовок	ОГ3П	1
Траверса	ТМ17П	1
Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
Подвеска изолирующая с зажимом		3
Зажим плашечный	ПС-2-1	4
Спиральная пружинная вязка двойная	ВС	6
Устройство защиты от атмосферных перенапряжений	УЗПН	1
Траверса	ТН-18	1
Хомут	Х1	3
Траверса	ТН-20	2
Зажим	ЗПП	2
Зажим	ЗКН-1	2
Зажим	ЗПВ	2
Зажим	ЗОПг-1	8(10)
Лента бандажная	КГ-174	8(14)
Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
Провод ВЛИ	СИП-4	
Зажим плашечный	ЗОП	3
Проводник заземляющий	ПЗ-2	3

36) на ответвительной анкерной опоре СОА2-2р с двухсторонним направлением ВЛИ 0,38 кВ с двумя цепями ВЛИ 0,4 кВ (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
Стойка железобетонная	СВ110-49	2
Узел крепления подкоса	У1М	1
Оголовок	ОГ3П	1
Траверса	ТМ17П	1
Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
Колпачок полиэтиленовый	КП-22	6
Подвеска изолирующая с зажимом		3
Зажим плашечный	ПС-2-1	4
Спиральная пружинная вязка двойная	ВС	6
Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
Траверса	ТН-18	1
Хомут	Х1	3
Траверса	ТН-20	2
Зажим	ЗПП	2
Зажим	ЗКН-1	2
Зажим	ЗПВ	2
Зажим	ЗОПг-1	8(10)
Лента бандажная	КГ-174	8(14)
Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
Провод ВЛИ	СИП-4	
Зажим плашечный	ЗОП	3
Проводник заземляющий	ПЗ-2	3

37) на повышенной промежуточной опоре СПП-1д (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
Стойка железобетонная	СВ110-49	1
Приставка железобетонная	ПТ43-22-М	2
Оголовок	ОГ1П	1
Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	6
Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
Зажим плашечный	ПС-2-1	2
Спиральная пружинная вязка двойная	ВС	6
Хомут припасовочный	ХМ2	4
Устройство защиты от атмосферных перенапряжений	УЗПН	1
Болт	Б1	1
Угольник	УН-2	1
Зажим	ЗПП	1
Зажим	ЗПВ	1
Провод ВЛИ	СИП-4	
Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
Проводник заземляющий	ПЗ-2	3

38) на повышенной промежуточной опоре СПП-1р (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
Стойка железобетонная	СВ110-49	1
Приставка железобетонная	ПТ43-22-М	2
Оголовок	ОГ1П	1
Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
Зажим плашечный	ПС-2-1	2
Спиральная пружинная вязка двойная	ВС	6
Хомут припасовочный	ХМ2	4
Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
Болт	Б1	1
Угольник	УН-2	1
Зажим	ЗПП	1

Зажим	ЗПВ	1
Провод ВЛИ	СИП-4	
Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
Проводник заземляющий	ПЗ-2	1

39) на повышенной промежуточной опоре СПП-2д с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
Стойка железобетонная	СВ110-49	1
Приставка железобетонная	ПТ43-22-М	2
Оголовок	ОГ1П	1
Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
Зажим плашечный	ПС-2-1	2
Спиральная пружинная вязка двойная	ВС	6
Хомут припасовочный	ХМ2	4
Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1
Болт	Б1	1
Угольник	УН-2	2
Зажим	ЗПП	2
Зажим	ЗПВ	2
Провод ВЛИ	СИП-4	
Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
Проводник заземляющий	ПЗ-2	2

40) на повышенной промежуточной опоре СПП-2р с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
Стойка железобетонная	СВ110-49	2
Приставка железобетонная	ПТ43-22-М	2
Оголовок	ОГ1П	1
Изолятор	ШФ 20Г (ШФ 20УО, ШФ 20Г1)	3
Колпачок полиэтиленовый	КП-22	3
Зажим плашечный	ПС-2-1	2
Спиральная пружинная вязка двойная	ВС	6
Хомут припасовочный	ХМ2	4
Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1
Болт	Б1	1
Угольник	УН-2	2
Зажим	ЗПП	2
Зажим	ЗПВ	2
Провод ВЛИ	СИП-4	
Провод ВЛП	СИП-3, АСИ	
Проводник заземляющий	ПЗ-2	2

41) на повышенной анкерной опоре СПА-1д (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
Стойка железобетонная	СВ110-49	2
Приставка железобетонная	ПТ43-22-М	2
Хомут припасовочный	ХМ2	4
Узел крепления подкоса	У1М	1
Траверса	ТМ1П	1
Траверса	ТМ2П	1
Оголовок	ОГ2П	1
Хомут	Х1	2
Подвеска изолирующая с зажимом		6
Изолятор	ШФ20Г	1
Колпачок полиэтиленовый	КП-22	1
Зажим плашечный	ПС-2-1	4
Траверса	ТН-20	1

Траверса	ТН-21	1
Зажим	ЗКН-1	2
Зажим	ЗОПг-1	4(5)
Лента бандажная	КГ-174	4(7)
Зажим	ЗПВ	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
Хомут	Х1	1
Зажим плашечный	ЗОП-10	3
Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1

42) на повышенной анкерной опоре СПА-1р (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
Стойка железобетонная	СВ110-49	2
Приставка железобетонная	ПТ43-22-М	2
Хомут припасовочный	ХМ2	4
Узел крепления подкоса	У1М	1
Траверса	ТМ1П	1
Траверса	ТМ2П	1
Оголовок	ОГ2П	1
Хомут	Х1	2
Подвеска изолирующая с зажимом		6
Изолятор	ШФ20Г	1
Колпачок полиэтиленовый	КП-22	1
Зажим плашечный	ПС-2-1	4
Траверса	ТН-20	1
Траверса	ТН-21	1
Зажим	ЗКН-1	2
Зажим	ЗОПг-1	4(5)
Лента бандажная	КГ-174	4(7)
Зажим	ЗПВ	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
Хомут	Х1	1
Зажим плашечный	ЗОП-10	3
Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

43) на повышенной анкерной опоре СПА-2д с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с УЗПН):

Наименование	Марка	Количество, шт.
Стойка железобетонная	СВ110-49	2
Приставка железобетонная	ПТ43-22-М	2
Хомут припасовочный	ХМ2	4
Узел крепления подкоса	У1М	1
Траверса	ТМ1П	1
Траверса	ТМ2П	1
Оголовок	ОГ2П	1
Хомут	Х1	2
Подвеска изолирующая с зажимом		6
Изолятор	ШФ20Г	1
Колпачок полиэтиленовый	КП-22	1
Зажим плашечный	ПС-2-1	5
Траверса	ТН-19	2
Зажим	ЗКН-1	4
Зажим	ЗОПг-1	8(10)
Лента бандажная	КГ-174	8(14)
Зажим	ЗПВ	2
Проводник заземляющий	ПЗ-2	3
Хомут	Х1	1
Зажим плашечный	ЗОП-10	3
Устройство защиты от атмосферного перенапряжения	УЗПН	1

44) на повышенной анкерной опоре СПА-2р с двумя цепями ВЛИ 0,38 кВ (с РДИП, РМК или РМКЭ):

Наименование	Марка	Количество, шт.
Стойка железобетонная	СВ110-49	2
Приставка железобетонная	ПТ43-22-М	2
Хомут припасовочный	ХМ2	4
Узел крепления подкоса	У1М	1
Траверса	ТМ1П	1
Траверса	ТМ2П	1
Оголовок	ОГ2П	1
Хомут	Х1	2
Подвеска изолирующая с зажимом		6
Изолятор	ШФ20Г	1
Колпачок полиэтиленовый	КП-22	1
Зажим плашечный	ПС-2-1	5
Траверса	ТН-19	2
Зажим	ЗКН-1	4
Зажим	ЗОПг-1	8(10)
Лента бандажная	КГ-174	8(14)
Зажим	ЗПВ	2
Проводник заземляющий	ПЗ-2	3
Хомут	Х1	1
Зажим плашечный	ЗОП-10	3
Разрядник длинно-искровой	РДИП-10-4	1

45) при установке кабельной муфты на опоре с одной ВЛИ 0,38 кВ:

Наименование	Марка	Количество, шт.
Кронштейн	КМ-1И	1
Кронштейн	КР-1МИ	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
Кожух защиты кабеля	КМ	1
Хомут	ХК-1	3
Зажим	ПС-2-1	2
Муфта термоусаживаемая		1
Разрядник		3
Наконечник		3

Примечания

1. Вместо хомута ХК-1 допускается закреплять кабель на опоре с помощью металлических бандажных лент.
2. В случае устройства кабеля наружного освещения кронштейн КМ-2И заменяется на кронштейн КМ-3И.

46) при установке кабельной муфты на опоре с двумя ВЛИ 0,38 кВ:

Наименование	Марка	Количество, шт.
Кронштейн	КМ-2И	1
Кронштейн	КР-1МИ	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	2
Кожух защиты кабеля	КМ	1
Хомут	ХК-1	3
Зажим	ПС-2-1	2
Муфта термоусаживаемая		2
Разрядник		6
Наконечник		6

Примечания

1. Вместо хомута ХК-1 допускается закреплять кабель на опоре с помощью металлических бандажных лент.
2. В случае устройства кабеля наружного освещения кронштейн КМ-2И заменяется на кронштейн КМ-3И.

47) при установке светильника наружного освещения на кронштейне КР-2:

Наименование	Марка	Количество, шт.
Светильник		
Кронштейн	КР-2	1
Зажим	ЗОПг-3	2(3)
Провод	АПВ 2×2,5 (3×2,5)	2м
Примечание — При устройстве светильника с металлическим корпусом между корпусом и кронштейном должно		

быть установлено надежное электрическое соединение. Если это не достигается, следует соединить корпус светильника с нулевой жилой СИП с помощью защитного проводника.

48) при установке светильника наружного освещения на кронштейне КС-1:

Наименование	Марка	Количество, шт.
Светильник		
Кронштейн	КС-1	1
Зажим	ЗОПг-3	2(3)
Провод	АПВ 2×2,5 (3×2,5)	3м
Зажим	ПС-2-1	1
Проводник заземляющий	ПЗ-2	1

Примечание — При устройстве светильника с металлическим корпусом между корпусом и кронштейном должно быть установлено надежное электрическое соединение. Если это не достигается, следует соединить корпус светильника с нулевой жилой СИП с помощью защитного проводника.

49) при установке УЗ ВЛИ на опоре с одной ВЛИ 0,38 кВ:

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Коммутационный аппарат		
Устройство заземления	УЗ ВЛИ	1
Ручной привод		1
Провода		
Шлейфы проводов подключения к ВЛИ	СИП-4 1×35	5
Стальные конструкции		
Стяжка (в комплекте с УЗ ВЛИ)		5
Стяжка (в комплекте с УЗ ВЛИ)		3
Шпилька (в комплекте с УЗ ВЛИ)		4
Шпилька (в комплекте с УЗ ВЛИ)		6
Хомут (в комплекте с УЗ ВЛИ)		3
Круг 10 ГОСТ 2590 Ст3пс5 ГОСТ 380		3,5 м
Хомут	Х18	1
Линейная арматура		
Зажим	ЗОПа-1	5

Примечание — УЗ ВЛИ рекомендуется устанавливать на первой опоре магистрали ВЛИ, запитанной от ТП, КТП или ЗТП.

50) при установке УЗ ВЛИ на опоре с двумя ВЛИ 0,38 кВ:

Обозначение	Наименование	Количество, шт.
Коммутационный аппарат		
Устройство заземления	УЗ ВЛИ	2
Ручной привод		2
Провода		
Шлейфы проводов подключения к ВЛИ	СИП-4 1×35	10
Стальные конструкции		
Стяжка (в комплекте с УЗ ВЛИ)		10
Стяжка (в комплекте с УЗ ВЛИ)		6
Шпилька (в комплекте с УЗ ВЛИ)		8
Шпилька (в комплекте с УЗ ВЛИ)		12
Хомут (в комплекте с УЗ ВЛИ)		6
Круг 10 ГОСТ 2590 Ст3пс5 ГОСТ 380		7,0 м
Хомут	Х18	2
Линейная арматура		
Зажим	ЗОПа-1	10

Примечание — УЗ ВЛИ рекомендуется устанавливать на первой опоре магистрали ВЛИ, запитанной от ТП, КТП или ЗТП.

Приложение Ж
(рекомендуемое)

Изолирующие полимерные траверсы для ВЛЗ

Ж.1 Изолирующие траверсы на ВЛЗ 35-110 кВ — это современные полимерные конструкции, сочетающие функции изолятора и траверсы для крепления проводов на промежуточных опорах. Они применяются для компактной подвески, снижения ширины просеки, повышения грозоупорности ВЛЗ.

Ж.2 Тип изолирующей полимерной траверсы определяется видом конструкции (ТК − консольные, ТКП − консольные с тягой поворотные, ТКФ − консольные с тягой фиксированные), классом напряжения, нормированными механическими разрушающими силами и моментами, максимальной степенью загрязнения, при которой могут применяться траверсы.

Ж.3 В местах возможных механических воздействий (лесах, районах с высокой гололедной нагрузкой и т. д.) рекомендуется применять изолирующие траверсы типа ТКФ.

Ж.4 Траверса консольная с тягой состоит:

− из консольного изолятора (изоляторов), представляющего собой линейный опорный полимерный изолятор со стержневым или трубчатым изоляционным телом, защищенным кремнийорганической оболочкой и армированным металлическими линейным и опорным фланцами;

− изолятора (изоляторов) тяги, представляющего собой линейный стержневой подвесной полимерный изолятор с кремнийорганической защитной оболочкой и металлическими оконцевателями;

− элементов линейной арматуры, обеспечивающих соединение изоляторов в единую конструкцию (траверсу), узлов крепления изоляторов траверсы на стойке опоры; защитной арматуры (экраны, рога разрядные), предназначенной для регулирования напряженности электрического поля в изоляционном промежутке (в том числе в изоляционном теле), защиты элементов траверсы от воздействия электрической дуги и снижения уровня радиопомех.

Ж.5 Состав элементов консольных траверс отличается от состава элементов консольных траверс с тягой отсутствием изолятора (изоляторов) тяги.

Ж.6 Входящие в конструкцию траверс опорные полимерные изоляторы, должны соответствовать [106].

Ж.7 Входящие в конструкцию траверс линейные стержневые подвесные полимерные изоляторы, должны соответствовать [107].

Ж.8 Фланцы и оконцеватели изоляторов траверс, узлы крепления и защитную арматуру следует изготавливать по конструкторской документации, утвержденной в установленном порядке, из материалов, обеспечивающих необходимую механическую прочность. Конструкция фланцев изоляторов траверс не должна иметь углублений, приводящих к скапливанию воды.

Ж.9 Линейные фланцы консолей и оконцеватели изоляторов тяг должны обеспечивать шарнирные соединения с линейной арматурой в соответствии с ГОСТ 11359 и ГОСТ 27396.

Ж.10 Сцепная, поддерживающая и защитная линейная арматура должна иметь исполнение УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150 и соответствовать требованиям [108].

Ж.11 Качество антикоррозионного защитного покрытия арматуры должно соответствовать ГОСТ 9.307, [109]. Антикоррозионное защитное покрытие должно быть рассчитано на срок эксплуатации изоляторов. При горячем цинковом покрытии арматуры из черных сплавов толщина цинкового покрытия должна быть не менее 70 мкм, при термодиффузионном − не менее 45 мкм.

Ж.12 Траверсы должны выдерживать без механических повреждений и остаточных деформаций в течение 1 мин раздельное воздействие испытательной силы на изгиб, растяжение и сжатие, равной нормированным механическим разрушающим силам на изгиб, растяжение и сжатие траверсы.

При воздействии сжимающих и изгибающих сил прогиб консольных изоляторов не должен превышать значений, указанных в технических условиях на траверсы конкретного типа.

Траверсы должны выдерживать без повреждений и остаточных деформаций в течение 1 мин одновременное воздействие разнонаправленных механических сил, значение и схема приложения которых должны быть приведены в технических условиях на конкретные типы траверс.

При воздействии сжимающих и изгибающих сил относительные прогибы траверс не должны превышать значений, приведенных в таблице Ж.1.

Таблица Ж.1 − Относительные прогибы траверс

Конструкция, направление отклонения	Относительные прогибы траверс (к длине консоли)	
	вертикальные	горизонтальные
1 Концевые и угловые опоры анкерного типа высотой до 60 м; вдоль линии	1/70	Не нормируется
2 Опоры анкерного типа высотой до 60 м; вдоль линии	1/70	
3 Промежуточные опоры, кроме переходных	1/50	
4 Опоры открытых распределительных устройств	1/70	1/70

(ОРУ); вдоль проводов		

Траверсы должны быть стойкими к резкому сбросу вертикальной G нагрузки, равной 30% от нормированной разрушающей нагрузки, до нуля за время не более 1 с.

Траверсы должны быть стойкими к резкому удару горизонтальной нагрузки, направленной вдоль ВЛ и равной 30% от нормированной разрушающей горизонтальной растягивающей (*R* для поворотных траверс) или изгибающей (*P* для фиксированных траверс) нагрузки.

Траверсы должны быть стойкими к воздействию ветровой вибрации и пляски.

Ж.13 Траверсы должны выдерживать испытательные напряжения воздействия грозовых импульсов и кратковременные переменные напряжения в сухом состоянии и под дождем без перекрытия и пробоя не менее значений, приведенных в таблице Ж.2. Значения испытательных напряжений должны быть указаны в технических условиях на траверсы конкретного типа.

Таблица Ж.2 — Испытательные напряжения траверс

Класс напряжения, кВ	Нормированное испытательное напряжение, кВ				
	полного грозового импульса	переменное			
		кратковременное		при искусственном загрязнении	
		в сухом состоянии	под дождем	50%-ное разрядное	выдерживаемое
6	95	50	30	8	7
10	120	65	45	13	11
20	150	75	60	26	23
35	200	105	95	42	35
110	550	300	300	110	95
150	710	400	400	150	130
220	1070	550	550	220	195

Траверсы при искусственном загрязнении и увлажнении их поверхности должны иметь 50 %-ные переменные разрядные или выдерживаемые напряжения не ниже значений, приведенных в таблице 1, при удельной поверхностной проводимости слоя загрязнения не менее указанных в таблице Ж.3, в зависимости от степени загрязнения в районе применения изоляторов траверс.

Таблица Ж.3 — Удельная поверхностная проводимость слоя загрязнения изоляторов в зависимости от степени загрязнения в районе их применения

Степень загрязнения	Удельная поверхностная проводимость, мкСм, не менее
I	2±1
II	5±1
III	10±2
IV	20±3

Ж.14 Уровень радиопомех на траверсах на напряжение 35 кВ при напряжении, равном 1,1 наибольшего рабочего напряжения ВЛ, а на траверсах на напряжение 110 кВ при напряжении, равном 1,1 наибольшего рабочего фазного напряжения ВЛ, не должен превышать 54 дБ.

Ж.15 На траверсах на напряжение 110 кВ при напряжении, равном 1,1 наибольшего рабочего фазного напряжения ВЛ, видимая корона должна отсутствовать.

Ж.16 Изоляторы траверс на напряжение 35 кВ, у которых длина кратчайшего пути пробоя через изоляционный материал составляет меньше половины внешнего разрядного расстояния между металлическими фланцами, должны иметь пробивное напряжение не менее указанного в технических условиях на изоляторы конкретного типа.

Ж.17 Опорные полимерные изоляторы, входящие в конструкцию траверс, должны соответствовать [106]. Полимерные изоляторы тяги, входящие в конструкцию траверс, должны соответствовать [107].

Приложение К
(рекомендуемое)

Расчетный сезон для заземляющих устройств

К.1 Расчетные сезоны:

– расчетный зимний сезон: декабрь – февраль;

– расчетный летний сезон: март - ноябрь.

ТК.2 Для ЗУ в зависимости от их назначения устанавливается соответствующий расчетный сезон:

– для рабочих и защитных ЗУ, расчетным является зимний сезон;

– для грозозащитных ЗУ, расчетным является летний сезон.

В таблице К.1 указан расчетный сезон, для которого нормируется допустимая величина сопротивления ЗУ электроустановок напряжением 0,38-10 кВ и ВЛ 35 кВ и выше.

Таблица К.1 — Расчетный сезон ЗУ электроустановок напряжением 0,38-10 кВ и ВЛ напряжением 35 кВ и выше

Расчетный сезон	Вид ЗУ электроустановок 0,38-10кВ
Зимний	Рабочие и защитные ЗУ: – ЗУ ТП 6/0,4 кВ; ЗУ ТП 10/0,4 кВ; – ЗУ ТП 6/6 кВ; ЗУ ТП 10/10 кВ; – ЗУ Разъединительных пунктов 6-10 кВ (разъединители, выключатели); – ЗУ опор 6-10 кВ; – повторное заземление нейтрального провода ВЛ 0,38 кВ
Летний	Грозозащитные ЗУ: – грозозащитное заземление ВЛ 0,38 кВ без использования его в качестве рабочего и защитного; – заземления опор ВЛ 6-10 кВ при пересечении ими линий связи и радиофикации; – заземления деревянных опор линий связи и радиофикации при пересечении их ВЛ 6-10 кВ; – заземление ОПН, разрядников и концевых кабельных муфт; – заземление опор ВЛ напряжением 35 кВ и выше

К.3 Измеренная величина сопротивления ЗУ электроустановок напряжением 0,38-10 кВ приводится к расчетному сезону по выражению

$$R_{зу}=K_{зу}\cdot R_{изм}, \qquad (К.1)$$

где $R_{зу}$ – величина сопротивления ЗУ, приведенная к расчетному сезону, Ом;

$R_{изм}$ - измеренное сопротивления ЗУ, Ом;

$K_{зу}$ - сезонный коэффициент ЗУ.

Сезонный коэффициент ЗУ показывает во сколько раз необходимо увеличить или уменьшить измеренную величину сопротивления ЗУ при приведении ее к расчетному сезону, если измерения сопротивления ЗУ проводятся не в расчетный сезон.

При измерении сопротивления ЗУ в расчетный сезон величина сезонного коэффициента $K_{зу}=1$, а при измерении сопротивления ЗУ не в расчетный сезон величина сезонного коэффициента ЗУ $K_{зу}$ для различных конструкций ЗУ электроустановок напряжением 0,38–10кВ приведена в таблице К.2 и таблице К.3.

К.4 Допустимая величина сопротивления ЗУ электроустановок зависит от вида электроустановки и величины эквивалентного удельного сопротивления земли.

К.5 Эквивалентное удельное сопротивление земли определяется по измеренной и приведенной к расчетному сезону величине сопротивления заземления заданной конструкции ЗУ, которая характеризуется числом базовых элементов ЗУ – $n_э$. Базовый элемент ЗУ состоит из вертикального заземлителя (электрода) длиной 2,5 м или длиной 5 м и присоединенного к нему с помощью сварки горизонтального заземлителя соответственно длиной 2,5 м или 5 м, уложенного в землю на глубине 0,5÷0,7 м.

При длине горизонтального заземлителя 10 м число базовых элементов умножается на два.

Таблица К.2 — Величина сезонного коэффициента $К_{зу}$ для рабочих и защитных ЗУ электроустановок при измерении их сопротивления в расчетный летний сезон

Длина вертикального электрода и горизонтального заземлителя в базовом элементе ЗУ, м	Количество базовых элементов ЗУ в конструкции ЗУ, шт.							
	1	2	3	4	5	6-10	11-32	33-64
2,5	1,6	1,55	1,5	1,45	1,4	1,35	1,3	1,3
5,0	1,4	1,35	1,3	1,25	1,2	1,2	1,2	—

Таблица К.3 — Величина сезонного коэффициента $К_{зу}$ для грозозащитных ЗУ электроустановок при измерении их сопротивления в расчетный зимний сезон

Длина вертикального электрода и горизонтального заземлителя в базовом элементе ЗУ, м	Количество базовых элементов ЗУ в конструкции ЗУ, шт.							
	1	2	3	4	5	6-10	11-32	33-64
2,5	0,6	0,65	0,67	0,69	0,7	0,74	0,77	0,77
5,0	0,7	0,75	0,77	0,8	0,83	0,83	0,83	—

К.6 Эквивалентное удельное сопротивление земли $\rho_э$ в зависимости от приведенной к расчетному сезону измеренной величины сопротивления ЗУ электроустановки $R_{зу}$ и числа базовых элементов ЗУ в конструкции ЗУ $n_э$ определяется по выражению, Ом·м:

$$\rho_э = (k_1 + k_2 \cdot n_э) \cdot R_{зу}, \quad (К.3)$$

где k_1=5; 8;

k_2=1,2 или 2,4 – для конструкции ЗУ, состоящей из базовых элементов ЗУ с длиной вертикальных электродов и горизонтальных заземлителей соответственно 2,5 м или 5м.

К.7 Изменение конструкции ЗУ производится в случае, когда измеренная и приведенная к расчетному сезону величина сопротивления ЗУ не удовлетворяет нормированной величине.

Изменение ЗУ сводится к добавлению к сооруженной конструкции ЗУ дополнительных базовых элементов ЗУ $\Delta n_э$.

Величина $\Delta n_э$ определяется по выражению, шт.:

$$\Delta n_э = (k + n_э)\left(\frac{R_{зу}}{R_{доп}} - 1\right), \quad (К.4)$$

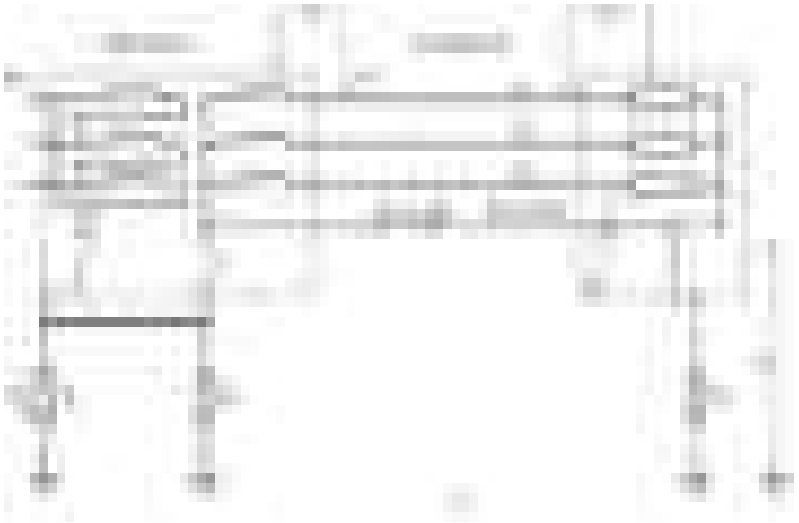
где k=4 или 3 для сооруженной конструкции ЗУ, состоящей из базовых элементов с длиной вертикальных электродов и горизонтальных заземлителей соответственно 2,5 м или 5 м.

К.8 Эквивалентное удельное сопротивление ЗУ электроустановок напряжением 35 кВ и выше определяется по [110] (приложение М).

Приложение Л
(рекомендуемое)

Методика оценки уровней напряжений в электроустановках напряжением до 1 кВ при повреждении в подстанции напряжением выше 1 кВ

Л.1 Во время повреждения, на изоляции низковольтного оборудования и на устройствах защиты от перенапряжений, присоединенных к системам низкого напряжения возникает напряжение промышленной частоты, которое называется критическим напряжением [80]. Характерная упрощенная схема возможных способов заземления подстанции и низковольтной установки и перенапряжений, возникающих в случае повреждений приведена на рисунке Л.1.



I_E - часть тока замыкания на землю в системе высокого напряжения, которая протекает по заземляющему устройству подстанции; R_E - активное сопротивление заземляющего устройства трансформаторной подстанции; R_A - активное сопротивление заземляющего устройства открытых проводящих частей оборудования установки низкого напряжения; R_B - активное сопротивление заземляющего устройства нейтрали системы низкого напряжения с электрически независимыми заземляющими устройствами трансформаторной подстанции и нейтрали системы низкого напряжения; U_0 - в системах TN и TT - номинальное среднеквадратичное напряжение переменного тока линейного проводника относительно земли, в системах IT - напряжение переменного тока между линейным проводником и нейтральным проводником или средним проводником соответственно; U_f - напряжение повреждения промышленной частоты, возникающее в системе низкого напряжения между открытыми проводящими частями и землей во время повреждения; U_1 - критическое напряжение промышленной частоты между линейным проводником и открытыми проводящими частями низковольтного оборудования трансформаторной подстанции во время повреждения; U_2 - критическое напряжение промышленной частоты между линейным проводником и открытыми проводящими частями низковольтного оборудования установки низкого напряжения во время повреждения; Z - полное сопротивление (например, полное сопротивление устройства контроля изоляции (УКИ), полное сопротивление искусственной нейтрали) между системой низкого напряжения и заземляющим устройством.

Рисунок Л.1 — Упрощенная схема заземления подстанции и низковольтной установки и перенапряжений, возникающих в случае повреждений

Л.2 Соответствующие методы расчета перенапряжений различных видов приведены в таблице Л.1.

Таблица Л.1 — Критические напряжения промышленной частоты и напряжения повреждения промышленной частоты в установках низкого напряжения

Тип системы заземления	Тип соединения ЗУ	U_1	U_2	U_f
TT	R_E и R_B соединены	U_0	$R_E \cdot I_E + U_0$	0
TN	R_E и R_B соединены	U_0	U_0	$k \cdot R_E \cdot I_E^*$
IT	R_E и Z соединены R_E и R_A разделены	U_0	$R_E \cdot I_E + U_0$	0
		$U_0 \cdot \sqrt{3}$	$R_E \cdot I_E + U_0\sqrt{3}$	$R_A \cdot I_h$
	R_E и Z соединены R_E и R_A соединены взаимно**	U_0	U_0	$R_E \cdot I_E$
		$U_0 \cdot \sqrt{3}$	$U_0 \cdot \sqrt{3}$	$R_E \cdot I_E$

Окончание таблицы Л.1

- При наличии замыкания на землю в электроустановке. I_h - ток повреждения, протекающий по заземляющему устройству открытых проводящих частей оборудования установки низкого напряжения (НН) в течение периода, когда имеются повреждение на высокой стороне и первое повреждение в установке низкого напряжения; * - Значение напряжения при повреждении U_f, не должно превышать значения U_f для соответствующей продолжительности повреждения, приведенные на кривой рисунка Л.2. ** - соединены взаимно означает, что потенциал ЗУ подстанции влияет на потенциал установки НН, т.е. подстанция и установка НН расположены вблизи друг от друга, на расстоянии менее трех эквивалентных диаметров ЗУ подстанции. k=0,5;1 – коэффициент соответственно наличия или отсутствия повторных заземлений на ЛЭП

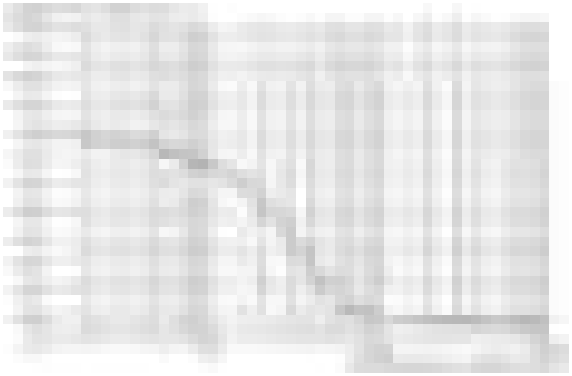


Рисунок Л.2 — Допустимое напряжение повреждения в системе низкого напряжения при замыкании на землю в системе высокого напряжения

Значение и продолжительность критического напряжения промышленной частоты (U_1 и U_2) низковольтного оборудования в установке низкого напряжения при замыкании на землю в системе высокого напряжения, рассчитанные в соответствии с таблицей Л.1, не должны превышать значения, приведенных в таблице Л.2.

Таблица Л.2 — Допустимые критические напряжения промышленной частоты

Продолжительность замыкания на землю в системах высокого напряжения t	Допустимое критическое напряжение промышленной частоты на оборудовании в установках низкого напряжения U
>5 с	U_0+250 В
<5 с	U_0+1200 В
Приложение — В системах без нейтрального проводника значение U_0 следует принимать равным линейному напряжению.	

Л.3 В случае обрыва нейтрального проводника в многофазной системе основная, двойная и усиленная изоляции, а также компоненты, рассчитанные на напряжение между линейным и нейтральным проводниками, могут временно подвергаться воздействию линейного напряжения, которое может достигать значения $U = \sqrt{3}\,U_0$.

Л.4 При случайном замыкании на землю нейтрального проводника в системе IT изоляция компонентов, рассчитанных на напряжение между линейным и нейтральным проводниками, может временно подвергаться воздействию линейного напряжения, которое может достигать значения $U = \sqrt{3}\,U_0$.

Л.5 При возникновении короткого замыкания в установке низкого напряжения между линейным проводником и нейтральным проводником напряжение между другими линейными проводниками и нейтральным проводником может достигать значения 1,45U_0 на время до 5 с.

Библиография

[1] СН 4.04.01-2019 Системы электрооборудования жилых и общественных зданий

[2] СН 2.02.05-2020 Пожарная безопасность зданий и сооружений

[3] Положение о порядке установления охранных зон электрических сетей, размерах и режиме их использования
Утверждено Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 21 ноября 2022 г. N 794

[4] IEC 61850-9-2:2020 Communication networks and systems for power utility automation — Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) — Sampled values over ISO/IEC 8802-3
(Сети и системы связи для автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3)

[5] IEC 61850 Communication networks and systems for power utility automation — Part 1-10
(Сети и системы связи для автоматизации энергетических систем общего пользования. Часть 1-10)

[6] IEC 61850-9-2LE Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument transformers Using IEC 61850-9-2, UCA International Users Group
Руководство по внедрению для цифрового интерфейса к измерительным трансформаторам с использованием IEC 61850-9-2, Международная группа пользователей UCA

[7] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). — 6-е изд.

[8] СН 4.04.05-2025 Электрические сети внешнего электроснабжения

[9] СП 4.04.07-2025 Электрические сети внешнего электроснабжения

[10] СП 4.04.05-2023 Молниезащита зданий, сооружений и инженерных коммуникаций

[11] IEC 60480:2019 Specifications for the re-use of sulphur hexafluoride (SF6) and its mixtures in electrical equipment
(Руководство по проверке и обработке элегаза (SF(6)), взятого из электрооборудования, и технические требования к его повторному использованию)

[12] IEC 60376:2018 Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF6) for use in electrical equipment
(Технические условия на элегаз (SF6) технического сорта для электрического оборудования)

[13] Правила по обеспечению промышленной безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением
Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 27 декабря 2022 г. № 84

[14] IEC 60296:2020 Fluids for electrotechnical applications – Mineral insulating oils for transformers and switchgear
(Жидкости электротехнического назначения. Минеральные электроизоляционные масла для элетрооборудования)

[15] ГОСТ Р 54331-2011 (МЭК 60296:2003) Жидкости для применения в электротехнике. Неиспользованные нефтяные изоляционные масла для трансформаторов и выключателей. Технические условия

[16] IEC 60156:2018 Insulating liquids – Determination of the breakdown voltage at power frequency – Test method
(Жидкости изоляционные. Определение напряжения пробоя на промышленной частоте. Метод определения)

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

[18] IEC 62021-1:2003 Insulating liquids – Determination of acidity – Part 1: Automatic potentiometric titration
(Жидкости изоляционные. Определение кислотности. Часть 1. Автоматическое потенциометрическое титрование)

[19] IEC 62021-2:2007 Insulating liquids − Determination of acidity − Part 2: Colourimetric titration
(Жидкости изоляционные. Определение кислотности. Часть 2. Колориметрическое титрование)

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

[21] ASTM D664-2018 Standard test method for acid number of petroleum products by potentiometric titration
(Стандартный метод определения кислотного числа нефтепродуктов с помощью потенциометрического титрования)

[22] ISO 2719:2016 Determination of flash point − Pensky-Martens closed cup method
(Определение температуры вспышки. Метод в закрытом тигле Пенски-Мартенса)

[23] ГОСТ Р 54279-2010 Нефтепродукты. Методы определения температуры вспышки в аппарате Пенски-Мартенса с закрытым тиглем

[24] IEC 60814:1997 Insulating liquids − Oil-impregnated paper and pressboard − Determination of water by automatic coulometric Karl Fischer titration
(Жидкости изоляционные. Бумага и картон, пропитанные маслом. Определение содержания воды методом автоматического кулонометрического титрования Карла Фишера)

[25] IEC 60247:2004 Insulating liquids – Measurement of relative permittivity, dielectric dissipation factor (tgδ) and d.c. resistivity
(Жидкости изоляционные. Измерение относительной диэлектрической проницаемости, тангенса угла диэлектрических потерь (tgδ)) и удельного сопротивления при постоянном токе)

[26] IEC 61620:1998 Insulating liquids – Determination of the dielectric dissipation factor by measurement of the conductance and capacitance – Test method
(Жидкости изоляционные. Определение тангенса угла диэлектрических потерь при измерении электрической проводимости и емкости. Метод испытания)

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

[28] ГОСТ Р МЭК 61620-2013 Жидкости изоляционные. Определение тангенса угла диэлектрических потерь измерением электрической проводимости и емкости

[29] IEC 60666:2010 Detection and determination of specified antioxidant additives in insulating oils
(Присадки специальные антиокислительные в изоляционных маслах. Обнаружение и определение)

[30] ГОСТ Р МЭК 60666-2013 Масла изоляционные нефтяные. Обнаружение и определение установленных присадок

[31] ASTM D 2668-07 Standard test method for 2,6-di-tert-butil-p-cresol and 2,6-di-tert-butil phenol in electrical insulating oil by infrared absorption
(Стандартный метод определения для 2,6-ди-третбутил-п-крезола и 2,6-ди-трет-бутилфенола в электроизоляционное масло с помощью инфракрасной абсорбции)

[32] IEC 61198:1993 Mineral insulation oils – Methods for the determination of 2-furfural and retaled compounds
(Масла изоляционные минеральные. Методы определения 2-фурфурола и связянных с ним химических соединений)

[33] IEC 61125:2018 Insulating liquids − Test methods for oxidation stability − Test method for evaluating the oxidation stability of insulating liquids in the delivered state
(Жидкости изоляционные. Методы определения стойкости к окислению. Метод испытания для оценки стойкости к окислению изоляционных жидкостей в состоянии на момент поставки)

[34] ASTM D924-2015 Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids
(Стандартный метод определения тангенса угла диэлектрических

потерь и относительной проницаемости (диэлектрической постоянной) электроизоляционных жидкостей)

[35] ISO 14596:2007 Petroleum products. Determination of sulfur content by method of wavelength-dispersive X-ray fluorescence spectrometry
(Нефтепродукты. Определение содержания серы. Рентгеновская флуоресцентная спектрометрия с дисперсией по длине волны)

[36] ISO 8754:2003 Petroleum products. Determination of sulfur content by energy-dispersive X-ray fluorescence spectrometry
(Нефтепродукты. Определение содержания серы. Рентгеновская флуоресцентная спектрометрия методом энергетической дисперсии)

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

[38] ISO 3104:2020 Petroleum products — Transparent and opaque liquids — Determination of kinematic viscosity and calculation of dynamic viscosity
(Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости)

[39] IEC 61868: 1998 Mineral insulating oils – Determination of kinematic viscosity at very low temperatures
(Масла минеральные изоляционные. Определение кинематической вязкости при очень низких температурах)

[40] ISO 3675:1998 Crude petroleum and liquid petroleum products − Laboratory determination of density − Hydrometer method
(Нефть сырая и нефтепродукты жидкие. Лабораторное определение плотности. Метод с применением ареометра)

[41] ISO 12185:1996 Crude petroleum and petroleum products − Determination of density − Oscillating U-tube method
(Нефть сырая и нефтепродукты. Определение плотности. Метод с применением осциллирующей U-образной трубки)

[42] ASTM D7042-2020 Standard Test Method for Dynamic Viscosity and Density of Liquids by Stabinger Viscometer (and the Calculation of Kinematic Viscosity)
(Стандартный метод испытаний динамической вязкости и плотности жидкостей с помощью вискозиметра Стабингера (и расчет кинематической вязкости))

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

[44] IEC 62535:2008 Insulating liquids – Test method for detection of potentially corrosive sulphur in used and unused insulating oil
(Электроизоляционные жидкости. Метод испытания на обнаружение потенциально агрессивной серы в использованном и неиспользованном изоляционном масле)

[45] DIN 51353:1985 Testing of insulating oils; detection of corrosive sulfur; silber strip test
(Масла электроизоляционные. Определение наличия корродирующей серы методом пробоя на серебряную пластинку)

[46] IEC 62961:2018 Insulating liquids – Test methods for the determination of interfacial tension of insulating liquids − Determination with the ring method
(Жидкости изоляционные. Методы определения межфазного натяжения изоляционных жидкостей. Определение методом отрыва кольца)

[47] ASTM D971-2020 Standard Test Method for Interfacial Tension of Insulating Liquids Against Water by the Ring Method
(Стандартный метод испытаний для межфазного натяжения жидких диэлектриков от воды методом кольца)

[48] IEC 61619-2013 Insulating liquids − Contamination by polychlorinated biphenyls (PCBs) − Method of determination by capillary column gas chromatography
(Жидкости изоляционные. Определение загрязнения полихлорированными бифенилами (PCB) методом газовой хроматографии на капиллярной колонке)

[49] IP 346 Determination of polycyclic aromatics in lubricating base oils and asphaltene free petroleum fractions − Dimethyl sulphoxide extraction refractive method
(Определение полициклических ароматических веществ в базовых маслах и нефтяных фракциях, не содержащих асфальтена. Метод показателя преломления экстрактов диметилсульфоксидом)

[50] ISO 3016:2019 Petroleum and related products from natural or synthetic sources — Determination of pour point
(Нефть и сопутствующие продукты природного или синтетического происхождения. Определение температуры текучести)

[51] ASTM D97 REV B-2017 Standard test method for pour point of petroleum products
(Стандартный метод определения точки потери текучести нефтепродуктов)

[52] ГОСТ Р 53203-2022 Нефтепродукты. Определение серы методом рентгенофлуоресцентной спектрометрии с дисперсией по длине волны

[53] IP 373/2010-2010 Petroleum products — Determination of sulfur content − Oxidative microcoulometry method – BS 2000-323; BS EN ISO 16591; CEN EN ISO 16591
(Нефтепродукты. Определение содержания серы. Метод окислительной микрокулонометрии. BS 2000-323; BS EN ISO 16591; CEN EN ISO 16591)

[54] ASTM D4294-2016 Standard test method for sulfur in petroleum and petroleum products by energy dispersive x-ray fluorescence spectrometry
(Стандартный метод тестирования для серы в нефти и нефтепродуктах энергией дисперсионной спектрометрии флюоресценции рентгеновского луча)

[55] DIN 43530-2:1987 Accumulators; electrolyte and refilling water; electrolyte for lead acid batteries
(Электролиты и доливочная вода для аккумуляторов. Электролиты для свинцовых аккумуляторов)

[56] DIN 43530-4:1987 Accumulators; electrolyte and refilling water; water and refilling water lead acid batteries and alkaline batteries
(Электролиты и доливочная вода для аккумуляторов. Вода и доливочная вода для свинцовых и щелочных аккумуляторов)

[57] Специфические санитарно-эпидемиологические требования к содержанию и эксплуатации объектов, являющихся источниками неионизирующего излучения
Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 4 июня 2019 г. № 360

[58] СН 4.04.03-2020 Молниезащита зданий, сооружений и инженерных коммуникаций

[59] СТП 33243.03.502-16 Электротехническое оборудование с элегазовой изоляцией. Технические требования для обеспечения санитарно-гигиенической и экологической безопасности

[60] IEC TR 62271-306:2012 +AMD1:2018 CSV High-voltage switchgear and controlgear - Part 306: Guide to IEC 62271-100, IEC 62271-1 and other IEC standards related to alternating current circuit-breakers
Аппаратура распределения и управления высоковольтная. Часть 306. Руководство по IEC 62271-100, IEC 62271-1 и другим стандартам МЭК относительно автоматических выключателей переменного тока

[61] IEC/TR 62271-305:2009 High-voltage switchgear and controlgear - Part 305: Capacitive current switching capability of air-insulated disconnectors for rated voltages above 52 kV
Аппаратура распределения и управления высоковольтная. Часть 305. Функциональные возможности отключения емкостных токов прерывателей с воздушной изоляцией на номинальные напряжения выше 52 кВ

[62] IEC 62271-204:2022 Аппаратура распределения и управления высоковольтная. Часть 204. Жесткие элегазовые линии передачи на номинальное напряжение выше 52 кВ

[63] СТП 33240.20.186-19 Железобетонные опоры для воздушных линий электропередачи напряжением 0,4кВ с самонесущими изолированными проводами марки СИП-4. Технические требования

[64] СТП 33240.20.170-21 Двухцепные железобетонные опоры ВЛП 10кВ. Совместная подвеска на опорах ВЛИ 0,4 кВ и ВЛП 10кВ. Четырехцепные опоры ВЛИ 0,4 кВ

[65] ТУ 34-13-11309-88 Ушки

[66] ТУ РБ 00114241.011-99 Зажим ответвительный прокалывающий марки ЗОП-10

[67] СН 2.01.07-2020 Защита строительных конструкций от коррозии

[68] ТУ BY 600039213.001-2005 Конструкции стальные опор воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-35 кВ

[69] ТУ BY 100120777.023-2009 Зажимы концевые натяжные марок ЗКН-1 и ЗКН-2

[70] ТУ BY 100120777.024-2009 Зажим поддерживающий промежуточный марки ЗПП

[71] ТУ BY 100120777.022-2009 Зажимы ответвительные прокалывающие герметичные марок ЗОПг-1, ЗОПг-2, ЗОПг-3

[72] Гигиенический норматив «Показатели безопасности и безвредности шумового воздействия на человека»
Утвержден постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 25 января 2021 г. № 37

[73] СП 4.04.06-2024 Монтаж электротехнических устройств

[74] СН 2.04.01-2020 Защита от шума

[75] СН 2.02.02-2019 Противопожарное водоснабжение

[76] ГОСТ Р 54827-2011 (МЭК 60076-11:2004) Трансформаторы сухие. Общие технические требования

[77] СП 4.04.04-2023 Системы электрооборудования жилых и общественных зданий

[78] СН 4.02.03-2019 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

[79] ГОСТ Р 50571.5.52-2011/МЭК 60364-5-52:2009 Электроустановки низковольтные. Часть 5-52. Выбор и монтаж электрооборудования. Электропроводки

[80] ГОСТ Р 50571.4.44-2019 (МЭК 60364-4-44:2007) Электроустановки низковольтные. Часть 4.44. Защита для обеспечения безопасности. Защита от резких отклонений напряжения и электромагнитных возмущений

[81] IEC 61936-1:2021 Power installations exceeding 1 kV AC and 1,5 kV DC - Part 1: AC
Установки энергетические напряжением свыше 1 кВ переменного тока и 1,5 кВ постоянного тока. Часть 1. Переменный ток

[82] СТП 33240.20.187-24 Электрические сети 6-35 кВ. Резистивное и комбинированное заземление нейтрали. Методические указания по проектированию

[83] СТП 33240.20.178-20 Электрические сети 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения. Порядок расчета электрических нагрузок

[84] Указ Президента Республики Беларусь «О строительстве распределительных электрических сетей» от 5 октября 2021 г. N 381

[85] СН 3.02.09-2020 Сельскохозяйственные здания

[86] СТП 33240.38.101-21 Электроснабжение индивидуальной жилой застройки. Применение столбовых подстанций непосредственно у потребителей. Технические решения

[87] СТП 09110.21.182-07 Железобетонные опоры для воздушных линий электропередачи напряжением 10 кВ с покрытыми проводами (ВЛП-10 кВ). Технические требования

[88] СТП 33240.21.262-19 Проведение строительно-монтажных работ по пересечению ВЛП напряжением 10 кВ инженерных сооружений с использованием центрифугированных стоек типа СТ. Технические требования

[89] СТП 33243.20.262-17 Устройство вводов линий электропередачи 230/400 В в производственные, административные и жилые здания. Технические требования

[90] СТП 09110.20.184-09 Правила совместной подвески проводов ВЛ 0,4 кВ и линий электросвязи

[91] СТП 09110.20.185-09 Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно–оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 0.4-35 кВ

[92] Правила электроснабжения
Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394

[93] Закон Республики Беларусь «Об охране окружающей среды» от 26 ноября 1992 г. № 1982-XI

[94] СП 3.02.09-2025 Благоустройство территорий

[95] Закон Республики Беларусь «Об обращении с отходами» от 20 июля 2007 г. № 271-З

[96] Постановление Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 9 сентября 2019 г. № 3-Т «Об утверждении, введении в действие общегосударственного классификатора Республики Беларусь»

[97] Постановление Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 18 июля 2017 г. № 5-Т «Об утверждении экологических норм и правил»

[98] Закона Республики Беларусь 15 ноября 2018 г. № 150-З «Об особо охраняемых природных территориях»

[99] Постановление Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 9 июня 2014 г. № 26 «Об установлении списков редких и находящихся под угрозой исчезновения на территории Республики Беларусь видов диких животных и дикорастущих растений, включаемых в Красную книгу Республики Беларусь»

[100] Закону Республики Беларусь «О животном мире» от 10 июля 2007 г. № 257-З

[101] СТП 33240.20.119-20 Конструкторская документация на стойки 0,4 кВ и 10 кВ для гнездования птиц с платформой

[102] СТП 33240.20.670-19 Указания по разработке организационно-технологических карт и проектов производства работ по техническому обслуживанию и ремонту электроустановок и линий электропередачи

[103] ГОСТ Р 50571.4.41-2022/МЭК 60364-4-41:2017 Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Защита для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током

[104] ТУ РБ 00114241.004-97 Изоляторы низковольтные полимерные типа НП-18

[105] ТУ BY 00114241.012-99 Зажим грозозащитный марки ЗГ-10

[106] ГОСТ Р 52082-2023 Изоляторы полимерные опорные наружной установки на напряжение 3-750 кВ. Общие технические условия

[107] ГОСТ Р 55189-2012 Изоляторы линейные подвесные стержневые полимерные. Общие технические условия

[108] ГОСТ Р 51177-2017 Арматура линейная. Общие технические требования

[109] ГОСТ Р 9.316-2006 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия термодиффузионные цинковые. Общие требования и методы контроля

[110] СТП 0911.47.103-07 Методические указания по проектированию заземляющих устройств электрических станций и подстанций напряжением 35-750 кВ