УТВЕРЖДЕН
приказом Минтранса России
№ 332 от 2 декабря 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ТРАНСПОРТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

СВОД ПРАВИЛ СП 226.1326000.2014

Электроснабжение нетяговых потребителей

ПРАВИЛА ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕКОНСТРУКЦИИ

Москва

2014

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. N 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила разработки сводов правил – постановлением Правительства Российской Федерации от 19 ноября 2008 г. N 858 «О порядке разработки и утверждения сводов правил»

Сведения о своде правил

1 РАЗРАБОТАНфедеральным государственным бюджетным образовательным учреждением высшего профессионального образования «Ростовский государственный университет путей сообщения» (ФГБОУ ВПО РГУПС)

2 ВНЕСЕНМинистерством транспорта Российской Федерации

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Министерства транспорта Российской Федерации № 332 от «2» декабря 2014 г.

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящему своду правил публикуется в ежегодно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты», а текст этих изменений и поправок – в ежемесячно издаваемых информационных указателях «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего свода правил соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомления и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет.

Настоящий свод правил не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания на территории Российской Федерации без разрешения Министерства транспорта Российской Федерации»

СВОД ПРАВИЛ

Электроснабжение нетяговых потребителей

ПРАВИЛА ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕКОНСТРУКЦИИ

Дата введения 2014-12-01

1 Область применения

Настоящий свод правил устанавливает правила проектирования, строительства и реконструкции объектов функциональной подсистемы железнодорожного электроснабжения, предназначенных для электроснабжения нетяговых потребителей электроэнергии железной дороги, и распространяется на:

- линии электропередачи напряжением до 35 кВ;
- трансформаторные подстанции с высшим (первичным) напряжением до 220 кВ.

2 Нормативные ссылки

В настоящем своде правил использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 9.316–2006 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия цинковые горячие. Общие требования и методы контроля

ГОСТ Р 50571.1–2009 (МЭК 60364–1:2005) Электроустановки низковольтные. Часть 1. Основные положения, оценка общих характеристик, термины и определения

ГОСТ Р 50571.4–94 (МЭК 60364-4-42-80)Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от тепловых воздействий

ГОСТ Р 50571.24–2000 (МЭК 60364-5-51-97) Электроустановки зданий. Часть 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Глава 51. Общие требования

ГОСТ Р 50571.5.54–2011 Электроустановки низковольтные. Часть 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Глава 54.Заземляющие устройства, защитные проводники и проводники уравнивания потенциалов

ГОСТ Р 51321.1–2007 Устройства комплектные низковольтныераспределения и управления. Часть 1. Устройства,испытанные полностью или частич-

но. Общиетехнические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 52002–2003 Электротехника. Термины и определения основных понятий

ГОСТ Р 52373–2005 Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия

ГОСТ Р 52565–2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия

ГОСТ Р 52719–2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

ГОСТ Р 52725–2007 Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия

ГОСТ Р 52726–2007 Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним. Общие технические условия

ГОСТ Р 52736–2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания

ГОСТ Р 53685–2009 Электрификация и электроснабжение железных дорог. Термины и определения

ГОСТ Р 54130–2010 Качество электрической энергии. Термины и определения

ГОСТ Р 54149–2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р 54270–2010 Стойки для опор контактной сети. Технические условия

ГОСТ Р 54984–2012 Освещение наружное объектов железнодорожного транспорта. Нормы и методы контроля

ГОСТ 9.307–89 (ИСО 1461–89) Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия цинковые горячие. Общие требования и методы контроля

ГОСТ 12.0.002–80 Система стандартов безопасности труда. Термины и определения

ГОСТ 12.1.004–91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.005–88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

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

ГОСТ 12.2.007.4–75 Система стандартов безопасности труда. Шкафы комплектных распределительных устройств и комплектных трансформаторных подстанций, камеры сборные одностороннего обслуживания, ячейки герметизированных элегазовых распределительных устройств

ГОСТ 721–77 Система электроснабжения, сети, источники, преобразо-

ватели и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В

ГОСТ 839–80 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия

ГОСТ 1232–82 Изоляторы линейные штыревые фарфоровые и стеклянные на напряжение 1–35 кВ. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 6490–93 Изоляторы линейные подвесные тарельчатые. Общие технические условия

ГОСТ 11677–85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

ГОСТ 14693–90 Устройства комплектные распределительные, негерметизированные в металлической оболочке на напряжение до 10 кВ.Общие технические условия

ГОСТ 14777–76 Радиопомехи индустриальные. Термины и определения

ГОСТ 16350–80 Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей

ГОСТ 17613–80 Арматура линейная. Термины и определения

ГОСТ 17703–72 Аппараты электрические коммутационные. Основные понятия. Термины и определения

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

ГОСТ 19431–84 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 21027–75 Системы энергетические. Термины и определения

ГОСТ 22012–82 Радиопомехи индустриальные от линий электропередачи и электрических подстанций. Нормы и методы измерения

ГОСТ 22131–76 Опоры железобетонные высоковольтно-сигнальных линий автоблокировки железных дорог. Технические условия

ГОСТ 22687.0–85 Стойки железобетонные центрифугированные для опор высоковольтных линий электропередачи. Технические условия

ГОСТ 22687.1–85 Стойки конические железобетонные цетрифугированные для опор высоковольтных линий электропередачи. Конструкция и размеры

ГОСТ 24291–90 Электрическая часть электростанций и электрической сети. Термины и определения

ГОСТ 27744–88 Изоляторы. Термины и определения

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

ГОСТ 29205–91 Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные от электротранспорта. Нормы и методы испытания

ГОСТ 29322–92 (МЭК 38–83) Стандартные напряжения

ГОСТ 30531–97 Изоляторы линейные штыревые фарфоровые и стеклянные на напряжение до 1000 В. Общие технические условия

ГОСТ Р МЭК 60050–195–2005 Заземление и защита от поражения элек-

трическим током. Термины и определения

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

3 Термины, определения и сокращения

3.1 **50 %-ное разрядное напряжение**: Испытательное напряжение, вероятность полного разряда при котором равна 0,5[1].

3.2 **аварийный режим воздушной линии электропередачи:** Режим для механического расчета опор при одном или нескольких оборванных проводах или тросах, гирляндах изоляторов и тросовых креплениях в пролете.

3.3 **анкерные опоры ВЛ:** Опоры ВЛ, воспринимающиев нормальных режимах усилие от разности тяжения проводов смежных с опорой пролетов, направленных вдоль ВЛ, устанавливаемые для ограничения анкерного пролета, в местах пересечения с различными сооружениями, а также в местах изменения числа, марок и сечения проводов ВЛ.

3.4 **анкерный пролет:** Участок ВЛ между двумя ближайшими анкерными опорами.

3.5 **безопасное расстояние:** Наименьшее расстояние от элементов составных частей электроустановки, находящихся под напряжением, до других объектов, при котором не нарушается безопасность электроустановки.

3.6 **безопасность электроустановки:** Состояние электроустановки, при котором отсутствует недопустимый риск, связанный с причинением вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, а также окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений.

3.7 **воздушная линия электропередачи;** ВЛ: Линия электропередачи, провода которой поддерживаются над землей с помощью опор, изоляторов[2].

3.8 **длина пролета:** Часть ВЛ между точками закрепления проводов на смежных опорах.

---

[1]ГОСТ 1516.2–97, статья 3
[2]ГОСТ 24291–90, статья 51

3.9 **длина пути утечки эффективная:** Часть длины пути утечки изолятора, используемая при развитии разряда с учетом загрязненности изоляторов в условиях эксплуатации.

3.10 **длина пути тока утечки удельная эффективная:** Отношение эффективной длины пути утечки к наибольшему рабочему междуфазному напряжению сети, в которой работает изолятор.

3.11 **замыкание однофазное на землю (замыкание на землю):** Всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек (фаз) с землей в электроэнергетических системах трехфазного тока с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор или резистор нейтралью и однофазного тока с изолированными от земли выводами.

3.12 **защищаемая зона:**Неверное действие защиты, заключающееся в ее срабатывании (приведении в действие) при коротких замыканиях, расположенных вне пределов зоны действия данной защиты.

3.13 **зона действия защиты:**Электроустановка, электрооборудование или их части (участки, секции), возникновение коротких замыканий в любой точке которых обнаруживается данной защитой с коэффициентом чувствительности не менее заданного.

3.14 **излишнее срабатывание:**Неверное действие защиты, заключающееся в ее срабатывании (приведении в действие) при коротких замыканиях, расположенных вне пределов зоны действия данной защиты.

3.15 **источник питания:** Стационарная либо передвижная электростанция или электрическая подстанция.

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

3.17 **кабельная линия электропередачи;** КЛ: Линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в землю, кабельные каналы, трубы, на кабельные конструкции[3].3.18 **концевая опора ВЛ:** Опора ВЛ, устанавливаемая в начале и конце воздушной линии, а также в начале и конце кабельной вставки.

3.19 **короткое замыкание:** Всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы электроустановки, электрическое соединение различных точек (фаз, полюсов) с разными потенциалами между собой непосредственно, через переходное сопротивление или электрическую дугу.

3.20 **короткое замыкание многофазное:** Короткое замыкание между двумя или тремя фазами в трехфазной электроэнергетической системе.

---

[3] ГОСТ 24291–90, статья 52

3.21 **короткое замыкание однофазное на землю (однофазное короткое замыкание):** Короткое замыкание на землю в электроэнергетических системах трехфазного тока с глухо или эффективно заземленной нейтралью и однофазного тока с заземленным одним из выводов, при котором с землей соединяется только одна фаза, не связанная непосредственно с заземленным выводом.

3.22 **коэффициент чувствительности:**Нормированный показатель способности (чувствительности) защиты надежно распознавать возникновение коротких замыканий в зоне ее действия при самых неблагоприятных условиях.

3.23 **линия электропередачи;** ЛЭП: Электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами энергосистемы с воздушным промежуточным отбором по ГОСТ 19431[4].

3.24 **линия электропередачи автоблокировки;** ЛЭП АБ: Трехфазная линия электропередачи напряжением свыше 1000 В, проложенная вдоль железной дороги и предназначенная для электроснабжения технических средств железнодорожной автоматики и телемеханики[5].

3.25 **линия электропередачи «два провода – рельсы»;**ЛЭП ДПР: Линия электропередачи, проложенная вдоль железной дороги на опорах контактной сети железной дороги, два провода которой и рельсы образуют трехфазную систему, предназначенная для электроснабжения нетяговых потребителей железной дороги.[6]

3.26 **линия электропередачи продольного электроснабжения;** ЛЭП ПЭ: Трехфазная линия электропередачи напряжением свыше 1000 В, проложенная вдоль железной дороги и предназначенная для электроснабжения нетяговых потребителей железной дороги.[7]

3.27 **линия электропередачи для электроснабжения нетяговых потребителей;** ЛЭП НП: Линия электропередачи, предназначенная для электроснабжения железнодорожных нетяговыхпотребителей электрической энергии.

3.28 **ложное срабатывание защиты (ложное срабатывание):**Неверное действие защиты, заключающееся в ее срабатывании (приведении в действие) в условиях, предусмотренных нормальным режимом работы, при отсутствии перегрузки и коротких замыканий в зоне действия защиты.

3.29 **магистральная линия электропередачи:** линия электропередачи, от которой отходит несколько ответвлений[8].

3.30 **малая стрела провеса:** Расстояние по вертикали от низшей точки

---

[4]ГОСТ 24291–90, статья 2
[5]ГОСТ Р 53685–2009, статья 160
[6]ГОСТ Р 53685–2009, статья 162
[7]ГОСТ Р 53685–2009, статья 159
[8]ГОСТ 24291–90, статья 60

крепления провода на опоре, при неодинаковых высотах крепления на смежных опорах, до низшей точки провода.

3.31 **мертвая зона защиты:**Часть защищаемой зоны, короткие замыкания на которой не обнаруживаются ни одной из установленных защит.

3.32 **монтажный режимвоздушной линии электропередачи:** Режим для механического расчета опор, при котором в пролете по одну сторону от опоры смонтированы все провода, а в пролете по другую сторону от той же опоры провода не смонтированы.

3.33 **нетяговый потребитель (железной дороги):** Железнодорожный потребитель электрической энергии, не использующий для эксплуатации тяговое электрооборудование[9].

3.34 **нормальный режимвоздушной линии электропередачи:** Режим для механического расчета опор при необорванных проводах.

3.35 **опора ВЛ:** Сооружение, поддерживающее провода с помощью изоляторов и арматуры на заданном расстоянии между собой и от поверхности земли.

3.36 **опорысмежные ВЛ:**Опоры ВЛ, установленные на противоположных концах одного пролета.

3.37 **ответвление(от линии электропередачи):** линия электропередачи, присоединенная одним концом к другой линии электропередачи в промежуточной точке[10].

3.38 **отказ срабатывания защиты (отказ):**Неверное действие защиты, заключающееся в ее несрабатывании (не действии) при коротком замыкании в зоне действия защиты.

3.39 **открытая проводящая часть:**Доступная для прикосновения проводящая часть оборудования, которая нормально не находится под напряжением, но при повреждении основной изоляцииоказывается под напряжением[11].

3.40 **пролет:** Участок ВЛ между двумя смежными опорами или конструкциями, на которых подвешены провода.

3.41 **промежуточная опора ВЛ:** Опора ВЛ, предназначенная для поддержания проводов на прямых участках линии.

3.42 **пункт питания:**Тяговая или трансформаторная подстанция, распределительное устройство, электрогенерирующий объект, используемые в качестве источников электроэнергии для электроснабжения нетяговых потребителей.

3.43 **пункт секционирования:** Устройство системы электроснабжения

[9]ГОСТ Р 53685–2009, статья 8
[10]ГОСТ 24291–90, статья 61
[11]ГОСТ Р МЭК 60050–195–2005, статья 195–06–10

нетяговых потребителей, предназначенное для электрического соединения с помощью коммутационного аппарата секций линии электропередачи.

3.44 **радиальная линия электропередачи:** Линия электропередачи, в которую электрическая электроэнергия поступает только с одной стороны[12].

3.45 **реконструкция линейных объектов:**Изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов (мощности, качества электроэнергии и др.) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

3.46 **селективность (избирательность):**Свойство защиты действовать на выключатели электроэнергетической системы таким образом, чтобы отключать только поврежденный элемент (участок, секцию) электроустановки.

3.47 **сечение:** Площадь поперечного сечения токопроводящей части или жилы провода воздушной линии электропередачи, или жилы кабеля, указанная в маркоразмере изделия.

3.48 **система заземления:** Способ преднамеренного электрического соединения нулевых (нейтральных) точек источника питания, нулевых рабочих (нейтральных) проводников и открытых проводящих частей электроустановки с заземляющим устройством.

3.49 **степень загрязнения;** СЗ: Показатель, учитывающий влияние загрязненности атмосферы на снижение электрической прочности изоляции электроустановок.

3.50 **стрела провеса провода:** Расстояние по вертикали от прямой, соединяющей точки крепления провода на смежных опорах, до низшей точки провода.

3.51 **строительство**: Создание новых зданий, строений, сооружений (в том числе на месте сносимых объектов капитального строительства).

3.52 **угловая опора ВЛ:** Опора ВЛ, устанавливаемая в местах изменения направления трассы воздушной линии.

3.53 **уставка:**Заданное значение воздействующей на защиту величины, при которой защита срабатывает (приходит в действие).

3.54 **электроснабжение (система электроснабжения):** Совокупность технических устройств и мероприятий по обеспечению электрической энергией различных потребителей.

4 Общие требования

[12]ГОСТ 24291–90, статья 59

4.1 Источники электроэнергии для электроснабжения нетяговых потребителей

4.1.1 В качестве источников электроэнергии для электроснабжения нетяговых потребителей следует использовать:

а) электрические сети территориальных сетевых и(или) иных энергоснабжающих организаций;

б) собственные электрогенерирующие объекты владельцев железнодорожной инфраструктуры.

Допускается комбинация двух этих вариантов.

4.1.2 Для вновь строящихся и реконструируемых нетяговых потребителей конкретный вариант выбирают по минимуму капитальных затрат и эксплуатационных расходов при условии соблюдения требований, перечисленных в 4.2.

4.2 Общие требования к электрическим сетям и способам организации электроснабжения нетяговых потребителей

4.2.1 В электрических сетях, к которым подключают нетяговые потребители электроэнергии, следует:

а) по степени резервирования удовлетворятьтребованиям к надежности электроснабжения в соответствии с инструкцией [1];

б) по номинальному напряжению, числу фаз, режиму рабочих и защитных проводников, а также иным конструктивным показателям удовлетворятьтребованиям совместимости:

1) между источниками и приемниками электроэнергии;

2) между электрическими сетями и смежными подсистемами инфраструктуры железнодорожного транспорта (подсистемой железнодорожной автоматики и телемеханики, подсистемой железнодорожной электросвязи и т. д.);

в) обеспечивать максимально возможные (при соблюдении требований перечислений а) и б)) показатели энергетической эффективности.

4.2.2 Номинальные напряжения для электрических сетей, к которым подключают нетяговые потребители электроэнергии, выбирают из числа установленных ГОСТ 721 (пункт 2) и ГОСТ 29322 (разделы 1 и 3), а режим рабочих и защитных проводников – в соответствии с 4.3.1 и 5.2.3.1–5.2.3.3.

4.2.3 Основным способом организации электроснабжения нетяговых потребителей является строительство новых или реконструкция существующих электрических сетей следующим образом:

а) для нетяговых потребителей, расположенных на крупных станциях – путем сооружения необходимого количества сетей напряжением до 1 кВ, подключаемых к трансформаторным подстанциям, объединяемым сетью напряже-

нием выше 1 кВ, которая подключается к одному или несколькими источникам электроэнергии, указанным в 4.1.1;

Примечание – На электрифицированных участках железных дорог связь сети напряжением выше 1 кВ с сетями территориальных сетевых и(или) иных энергоснабжающих организаций рекомендуется предусматривать через тяговые подстанции.

б) для нетяговых потребителей, расположенных вне крупных станций – путем сооружения необходимого количества сетей напряжением до 1 кВ, подключаемых к трансформаторным подстанциям, которые в свою очередь, подключаются к линиям электропередачи автоблокировки, линиям электропередачи продольного электроснабжения и(или) линиям электропередачи «два провода – рельсы».

Для нетяговых потребителей, расположенных вне крупных станций, вместо варианта, указанного в перечислении б), по результатам технико-экономического сравнения допускается организовывать электроснабжение путем сооружения необходимого количества сетей напряжением до 1 кВ, подключаемых к трансформаторным подстанциям, объединяемым сетью напряжением выше 1 кВ, которая подключается к одному или несколькими источникам электроэнергии, указанным в 4.1.1.

4.2.4 Линии электропередачи автоблокировки, линии электропередачи продольного электроснабжения и(или) линии электропередачи «два провода – рельсы» подключают:

а) наэлектрифицированных участках железных дорог – к каждой из смежных тяговых подстанций таким образом, чтобы каждая линия электропередачи имела двустороннее питание. На участках с электротягой переменного тока по системе 2×25 кВ на межподстанционных зонах длиной более 50 км необходимо предусматривать дополнительные пункты питания от территориальных сетевых и (или) иных энергетических организаций с двумя раздельными плечами питания при их двухстороннем питании, каждое из которых имеет секционирование по 4.2.7;

б) на неэлектрифицированных участках железных дорог – к трансформаторным подстанциям, которые подключаются к одному или несколькими источникам электроэнергии, указанным в 4.1.1, таким образом, чтобы:

1) каждая линия электропередачи имела двустороннее питание;

2) длина каждой из линий электропередачи не превышала 50 км.

Примечание – На неэлектрифицированном участке железной дороги, примыкающем к электрифицированному, линии электропередачи автоблокировки и(или) линии электропередачи продольного электроснабжения с одной из сторон подключают как указано в перечислении а), а с другой – как указано в перечислении б).

4.2.5 В отношении линий электропередачи автоблокировки в дополне-

ние к указанному в 4.2.4 в целях гальванической развязки с линиями электропередачи иного назначения во всех случаях применяют правила, указанные в 6.8.2.3.

4.2.6 Изложенное в 4.2.3, перечисление б) касается только существующих линий электропередачи «два провода – рельсы». Сооружение таких линий при новом строительстве, электрификации или реконструкции участков железных дорог не допускается.

4.2.7 Линии электропередачи секционируют в соответствии с требованиями, устанавливаемыми владельцем железнодорожной инфраструктуры.

4.3 Дополнительные требования к отдельным группам электрических сетей

4.3.1 На участках железных дорог, оборудованных двумя взаиморезервирующими линиями электропередачи, по две отдельные однофазные электрические сети (основную и резервную) напряжением 0,22 кВ с системой рабочих проводников и заземления *IT* по ГОСТ Р 50571.1,не имеющие электрической связи друг с другом и с другими электрическими сетями, предусматривают для:

- каждой сигнальной установки автоблокировки (за исключением автоблокировки с центральным питанием проходных светофоров), при этом на двух- и многопутных участках не допускается объединять сети, предназначенные для питания сигнальных установок разных главных путей. На однопутных перегонах допускается объединять сети, питающие две смежные сигнальные установки, если расстояние между релейными шкафами этих сигнальных установок не превышает 100 м;
- каждой сигнальной установки входных светофоров станций;
- каждого устройства светофорной, оповестительной и заградительной сигнализации переездов.

4.3.2 Основные электрические сети, указанные в 4.3.1, присоединяют к мачтовым трансформаторным подстанциям, подключенным к линиям электропередачи автоблокировки. Резервные электрические сети, указанные в 4.3.1, подключают к мачтовым трансформаторным подстанциям, подключенным к линиям электропередачи продольного электроснабжения или существующим линиям электропередачи «два провода – рельсы».

4.3.3 К линиям электропередачи автоблокировки не допускается подключение потребителей, не относящихся к техническим средствам железнодорожной автоматики, телемеханики и связи.

4.4 Требования к выбору основных технических параметров систем электроснабжения нетяговых потребителей

4.4.1 При проектировании нового строительства и реконструкции систем электроснабжения нетяговых потребителей выбирают основные технические параметры электрооборудования, к которым относятся:

- мощность и число силовых трансформаторов на трансформаторных подстанциях;
- номинальный ток коммутационных аппаратов и трансформаторов тока;
- марка, сечение и число проводов и кабелей линий электропередачи;
- марка, сечение и число проводов сборных и соединительных шин трансформаторных подстанций.

4.4.2 Значения основных технических параметров выбирают из номинальных рядов, установленных стандартами на соответствующую продукцию. При этом руководствуются необходимостью выполнения следующих условий:

- напряжение на вводных зажимах каждого из нетяговых потребителей находится в пределах, установленных правилами [2];
- ток каждого из элементов не превышает длительно допустимый для данного элемента с учетом установленных допустимых значений перегрузки по току и времени усреднения;
- температура нагрева проводов не превышает допустимых значений, установленных стандартами или техническими условиями для проводов и кабелей соответствующих марок;
- не образуется «мертвая зона» защиты;
- не принимаются избыточные значения основных параметров.

Примечания:

1 Для продукции, в отношении которой стандарты не разработаны, допустимые значения перегрузки по току и времени усреднения принимаются по техническим условиям.

2 При проверке напряжения на вводных зажимах не учитывают провалы напряжения длительностью до 30 с и импульсы напряжения, вызванные переходными процессами и воздействием атмосферных перенапряжений.

4.5 Основные требования к защитам от ненормальных режимов, автоматике и средствам телемеханизации

4.5.1 Ненормальные режимы

4.5.1.1 Все электроустановки системы электроснабжения нетяговых потребителей следует оборудовать средствами защиты от ненормальных режимов.

4.5.1.2 К ненормальным по ГОСТ 18311 условиям (режимам) работы электроустановок, на которые реагируют средства защиты, относятся:

а) для линий электропередачи напряжением до 1 кВ с системой заземления *TN* и шин распределительных устройств напряжением 110 и 220 кВ:

1) многофазные короткие замыкания;

2) однофазные короткие замыкания;

б) для линий электропередачи напряжением до 1 кВ с системой заземления *IT*, для линий электропередачи и шин распределительных устройств напряжением свыше 1 до 35 кВ:

1) многофазные короткие замыкания;

2) замыкания на землю;

в) для трансформаторов:

1) многофазные короткие замыкания в обмотках и на выводах;

2) однофазные короткие замыкания за пределами трансформатора в цепях нагрузки (внешние короткие замыкания);

3) перегрузки (для трансформаторов мощностью 0,4 МВ·А и более);

4) витковые замыкания в обмотках (для трансформаторов мощностью 6,3 МВ·А и более, допускается также для трансформаторов мощностью от 1 до 4 МВ·А);

5) понижение уровня масла (для трансформаторов с масляным охлаждением мощностью 6,3 МВ·А и более, допускается также для трансформаторов мощностью от 1 до 4 МВ·А);

6) однофазные короткие замыкания в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухо заземленной нейтралью;

7) замыкания на землю в сетях от 3 до 10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение замыкания на землю необходимо по требованиям безопасности.

4.5.1.3 Дополнительно допускается использование средств защит от других ненормальных режимов.

4.5.2 Электроустановки напряжением до 1 кВ

4.5.2.1 Защиту электроустановок напряжением до 1 кВ следует осуществлять защитными аппаратами в виде автоматических выключателей или предохранителей. Допускается, при необходимости, применение устройств защиты с использованием выносных реле (реле косвенного действия), воздействующих на отключение контакторов.

Защитеследует обеспечить, по возможности, наименьшее время отключения и требования селективности, а также обеспечивать требования чувствительности и надежности.

4.5.2.2 Для обеспечения быстродействия номинальные токи плавких вставок и токи уставок автоматических выключателей, служащих для защиты отдельных элементов электроустановки, следует во всех случаях выбирать по возможности наименьшими (с учетом расчетных токов элементов или номинальных токов электрооборудования), но, таким образом, чтобы защитные аппараты не отключали защищаемый элемент при кратковременных перегрузках.

4.5.2.3 Для обеспечения селективности защиты отдельных элементов се-

ти при последовательном соединении этих элементов следует согласовывать номинальные токи плавких вставок, токи уставок автоматических выключателей и их защитные характеристики таким образом, чтобы при коротком замыкании в какой-либо точке сети перегорала плавкая вставка или отключался выключатель только ближайшие к этой точке.

4.5.2.4 Для обеспечения требования чувствительности следует выбирать номинальный ток плавкой вставки или уставку мгновенно действующего расцепителя автоматического выключателя таким образом, чтобы отношение расчетного тока короткого замыкания к этим номинальному току или уставке было не менее нормативного значения, определяемого по [8]. В качестве расчетного следует принимать значение тока короткого замыкания в конце защищаемого элемента.

4.5.2.5 Надежность отключения поврежденного элемента электрической сети обеспечивается выполнением требований 4.5.2.4.

Для обеспечения надежности питания элементов сети с электроприемникамиI категории надежности по [1] следует предусматривать в распределительных устройствах источников питания и на этих электроприемниках автоматическое включение резервного питания (АВР).

4.5.2.6 Объем телемеханизации электроустановок напряжением до 1 кВ устанавливается владельцем железнодорожной инфраструктуры.

4.5.3 Электроустановки свыше 1 кВ

4.5.3.1 Защиту электроустановок напряжением свыше 1 кВ от ненормальных режимов следует осуществлять, как правило, с помощью реле или комплектов реле косвенного действия, воздействующих на отключение выключателей или на сигнал (релейная защита).

В отдельных случаях вместо релейной защиты и выключателей допускается применение предохранителей или открытых плавких вставок, если они выбираются с учетом требований 4.5.3.2 и не препятствуют применению автоматического повторного включения и автоматического включения резерва в случаях, когда такая автоматика предусмотрена для защищаемого элемента электроустановки.

4.5.3.2 На каждом из защищаемых элементов электроустановки предусматривается основная защита, которая при коротком замыкании в пределах всей защищаемой зоны приходит в действие со временем меньшим, чем другие защиты.

4.5.3.3 На защищаемых элементах электроустановки на ряду с основной при наличии нормативных требований или соответствующих обоснований следует использовать защиты ближнего и дальнего резерва, а также дополнительные защиты.

Примечания

1 Защитой ближнего резерва является защита, имеющая зону действия с протяженностью не менее, чем основная, и предназначенная для резервирования основной защиты.

2 Защитой дальнего резерва является защита, предназначенная для действия при отказе выключателей и защит смежных элементов электроустановки. Она выполняет одновременно и функции защиты ближнего резерва.

3 Дополнительной является защита, выполняющая некоторые вспомогательные функции, например, повышение надежности отключения повреждений в защищаемой зоне, сокращение времени отключения коротких замыканий вблизи источника питания и др.

4 В зависимости от назначения и конструктивных особенностей электроустановок в качестве основной и резервной допускается использовать защиты, различные по принципу действия, воздействующим физическим величинам, местам расположения в электрической сети и действующие на отключение различных выключателей.

4.5.3.4 К защите от ненормальных режимов предъявляются следующие основные требования:

- быстродействие;
- селективность;
- надежность функционирования;
- независимость действия основной и резервной защит;
- приоритет команды (выходного сигнала) основной защиты перед командой резервной защиты;
- приоритет ложного и излишнего действия защиты перед ее отказом срабатывания;
- устойчивость функционирования.

4.5.3.5 Защите следует обеспечить наименьшее возможное время отключения коротких замыканий, при котором ограничивается степень повреждения защищаемой электроустановки и сохраняется бесперебойная работа неповрежденной части электрической сети.

4.5.3.6 Для обеспечения требования селективности необходимо отключение тока короткого замыкания, возникшего в любой точке электрической сети, ближайшими к этой точке со стороны всех источников питания выключателями или предохранителями. Обеспечение селективного действия релейной защиты с помощью выдержки времени допускается при выполнении требований 4.5.3.5.

4.5.3.7 Надежность функционирования защиты, то есть отсутствие отказов срабатывания, а также ложных и излишних срабатываний, обеспечивается применением:

- устройств, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению и обеспечены надлежащим техническим обслуживанием;

- резервирования (ближнего и дальнего – по нормативному требованию);

- принципа независимости основной и резервной защит;

- принципа приоритета действия основной защиты;

- принципа приоритета ложного или излишнего срабатывания перед отказом защиты.

Целесообразно применять устройства защиты, позволяющие производить их автоматическую диагностику, в том числе без демонтажа и выведения ее из работы по прямому назначению.

4.5.3.8 Устройствам основной и резервной защит в наибольшей возможной степени следует быть независимыми: отказ или повреждение (неисправность) одной из них не вызывает потерю работоспособности другой. Для реализации этого принципа, вне зависимости от назначения и конструктивных особенностей электроустановок, целесообразно использовать следующие меры:

а) при воздействии основной и резервной защит на один и тот же выключатель использовать разные:

1) первичные преобразователи;

2) измерительные органы;

3) цепи оперативного тока;

4) каналы передачи сигнала (команды);

5) отключающие катушки выключателя;

б) обеспечить воздействие основной и резервной защит на два разных выключателя при использовании мер по перечислению а).

4.5.3.9 Принцип приоритета действия основной защиты перед действием резервной защиты подразумевает обязательность принятия мер к тому, чтобы отключение выключателя под действием резервной защиты происходило лишь при отказе основной.

4.5.3.10 Принцип приоритета ложного или излишнего срабатывания защиты перед отказом защиты подразумевает отдание преимуществ таким схемотехническим и (или) программным решениям, которые в случае неисправности устройства защиты приводят к ложному или избыточному срабатыванию защиты, перед схемотехническими и (или) программными решениями, которые в той же ситуации способны привести к отказу защиты.

Примечание – В зависимости от назначения и конструктивных особенностей электроустановок к схемотехническим и (или) программным решениям, которые в случае неисправности устройства защиты приводят к ложному или излишнему срабатыванию защиты, относятся:

- использование автоматических выключателей, автоматически переходящих в отключённое положение при выходе из допустимых пределов напряжения в системе постоянного оперативного тока;

- использование возбуждённого состояния в качестве исходного состояния одностабильных логических и измерительных реле, используемых в изме-

рительных и реагирующих органах устройств защиты.

4.5.3.11 Для достижения устойчивости функционирования необходимо при выборе уставок защит обеспечить выполнение следующих требований:

- основной и резервной защитам с запасом следует реагировать на короткие замыкания во всей своей защищаемой зоне;
- всем защитам с необходимым запасом не следует иметь ложных срабатываний при воздействии значений физических величин, присущих нормальным условиям работы;
- всем защитам с необходимым запасом не следует иметь излишних срабатываний при коротких замыканиях за пределами защищаемой зоны;

Примечание – Под необходимым запасом понимают применение коэффициентов, учитывающих погрешности первичных преобразователей и измерительных органов, факторов, оказывающих влияние на точность расчета физических величин, воздействующих на защиту и характеризующих нормальный и аварийные режимы, а также коэффициента чувствительности при коротких замыканиях в защищаемой зоне и выдержки времени для отстройки от коротких замыканий за пределами защищаемой зоны.

4.5.3.12 Терминалы управления выключателями присоединений линий электропередачи, питающих потребителей с электроприемниками I категории надежности, в распределительных устройствах источников питания, а также на пунктах секционирования этих линий, следует обеспечивать автоматическое повторное включение (АПВ) и автоматическое включение резервного питания (АВР) с выдержкой времени, обеспечивающей переход с основного питания на резервное за время, не более установленного в [2].

Допускается применение АПВ и АВР на линиях электропередачи с электроприемниками других категорий надежности.

4.5.3.13 Объём телемеханизации электроустановок устанавливается владельцем железнодорожной инфраструктуры.

5 Проектирование линий электропередачи

5.1 Общие положения

5.1.1 Монтаж линий электропередачи на опорах контактной сети, жестких поперечинах, искусственных сооружениях и других конструкциях, заземленных на рельс железнодорожного пути, следует выполнять с соблюдением требований правил устройства и технической эксплуатации контактной сети электрифицированных железных дорог [4], инструкции по заземлению устройств электроснабжения на электрифицированных железных дорогах [5], а также требований действующих правил и норм для устройств электроснабже-

ния железных дорог.

5.1.2 К линиям электропередачи устанавливаются следующие требования:

а) соблюдение условий, при которых обеспечиваются:

1) безопасное расстояние от элементов составных частей линии электропередачи, находящихся под напряжением, до заземленных частей, поверхности земли, настила пешеходных мостов, лестниц, пассажирских платформ и железнодорожных переездов, а также линий электропередачи и других инженерных сооружений, не входящих в состав инфраструктуры железнодорожного транспорта;

2) значение сопротивления заземляющих устройств, при котором при прикосновении к открытым токопроводящим частям оборудования линии электропередачи, нормально не находящимся под напряжением, соблюдаются условия безопасности;

3) уровень индустриальных радиопомех, создаваемый элементами линии электропередачи, не выше допустимого значения;

4) пожарная безопасность;

б) использование оборудования, параметры которого обеспечивают:

1) электрическую прочность изоляции не ниже допустимого значения;

2) превышение температуры токоведущих частей над температурой окружающей среды не выше нормированного значения (безопасный уровень нагрева);

3) необходимый уровень защиты от опасного и вредного воздействия электромагнитных полей;

4) необходимый уровень качества электроэнергии по ГОСТ Р 54149;

в) обеспечение механической прочности элементов линий электропередачи при воздействии эксплуатационных нагрузок нормального режима, в расчетных аварийных и монтажных режимах.

5.1.3 Трассы линий электропередачи следует прокладывать так, чтобы не загораживать устройства сигнализации, не затруднять движение поездов, не загораживать въезды на станцию и входы в здания; на воздушных линиях электропередачи не допускается пересечение с железнодорожными путями в горловинах железнодорожных станций.

5.2 Требования к воздушным линиям электропередачи

5.2.1 Особые условия прокладки

5.2.1.1 Провода ЛЭП АБ и провода ЛЭП ПЭ следует размещать на разных опорах.

На опорахЛЭП НП, за исключением ЛЭП АБ и ЛЭП напряжением 35 кВ на самостоятельных опорах, допускается прокладывать провода двух или более взаимно не резервируемых ЛЭП напряжением до 20 кВ при условии обслужи-

вания этих линий одной организацией.

5.2.1.2 На электрифицированных участках железных дорог ЛЭП НП разрешается размещать на опорах контактной сети, питающих, шунтирующих и отсасывающих линий, жестких поперечинах и других конструкциях с учетом требований 5.2.3.4 и 5.2.3.5.

ЛЭП ПЭ следует размещать, как правило, на опорах контактной сети и питающих линий одного из главных путей.

ЛЭП АБ на однопутных участках следует выполнятьна самостоятельных опорах. На двух- и многопутных участках, станциях и двухпутных вставках однопутных участков ЛЭП АБ следует размещать, как правило, на опорах контактной сети и питающих линий другого главного пути, на которых ЛЭП ПЭ не проложена.

На электрифицированных железных дорогах переменного тока при прокладке ЛЭП НП по опорам контактной сети или самостоятельным опорам вблизи железнодорожного полотна, необходимо принимать специальные меры по обеспечению электромагнитной совместимости и качества передаваемой электрической энергии.

5.2.1.3 На участках контактной сети с жесткими поперечинами провода ЛЭП АБ и ЛЭП ПЭ следует размещать на разных концах жестких поперечин.

5.2.1.4 Подвеску проводов ЛЭП НП на железобетонных и металлических опорах и конструкциях, заземленных на рельсы железнодорожного пути, следует выполнять с помощью изоляторов на кронштейнах. Кронштейны следует использовать: при напряжении до 1 кВ – изолирующими (деревянными), свыше 1 до 15 кВ – изолирующими (деревянными) или металлическими, от 20 до 35 кВ – металлическими. При напряжении до 1 кВ необходимо использовать штыревые изоляторы класса 10. Тип и число изоляторов при напряжении свыше 1 кВ следует принимать в соответствии с 5.2.7.

Анкеровку проводов следует производить в горловинах железнодорожных станций и через каждые 3–4 км на перегонах.

5.2.2 Требования к безопасным расстояниям ВЛ напряжением до 1 кВ

5.2.2.1 Расстояние по вертикали между неизолированными и изолированными проводами разных фаз в месте их крепления на опоре, при ответвлении от ВЛ и при пересечении разных ВЛ на общей опоре следуетпринимать не менее 10 см. Расстояние от проводов ВЛ до любых элементов опоры следуетпринимать не менее 5 см.

5.2.2.2 Расстояние между неизолированными проводами на опоре и в пролете при наибольшей расчетной стреле провеса[13] до 1,2 м следует прини-

[13] Здесь и далее при неодинаковой высоте крепления провода на смежных опорах под стрелой провеса следует понимать малую стрелу провеса.

мать:

а) при вертикальном расположении проводов с горизонтальным смещением не более 0,2 м во всех районах по нормативной скорости ветра:

1) при нормативной толщине стенки гололеда до 20 мм – не менее 0,4 м;

2) при нормативной толщине стенки гололеда свыше 20 мм – не менее 0,6 м;

б) при других расположениях проводов во всех районах по гололеду:

1) для нормативной скорости ветра при гололеде до 18 м/с – не менее 0,4 м;

2) для скорости ветра при гололеде свыше 18 м/с – не менее 0,6 м.

При наибольшей расчетной стреле провеса свыше 1,2 м указанные расстояния следует увеличить пропорционально отношению наибольшей стрелы провеса к стреле провеса, равной 1,2 м.

5.2.2.3 Расстояние по вертикали от проводов при наибольшей стреле провеса следует принимать не менее:

а) до поверхности земли в населенной и ненаселенной местностях и в пределах искусственных сооружений:

1) для неизолированных и изолированных проводов – 6 м;

2) для самонесущих изолированных проводов – 5 м;

б) то же в труднодоступной местности:

1) для неизолированных и изолированных проводов – 3,5 м;

2) для самонесущих изолированных проводов – 2,5 м;

в) то же в недоступных местах для всех видов проводов – 1 м;

г) до головки рельсов неэлектрифицированного железнодорожного пути для всех видов проводов – 7,5 м;

д) до поверхности автомобильных дорог для всех видов проводов – 7 м;

е) до дорожных знаков и их заземленных несущих тросов для всех видов проводов – 1 м;

ж) до несущего троса или до верхнего провода ВЛ, подвешенных на опорах контактной сети, питающих, отсасывающих и шунтирующих линий железной дороги для всех видов проводов при электротяге:

1) постоянного тока – 2 м;

2) переменного тока – 3 м;

з) до настила пешеходных мостов и лестниц для всех видов проводов – 4 м;

и) до поверхности пассажирских платформ для всех видов проводов – 4,5 м;

к) на несудоходных реках, каналах и водоемах до наибольшего (с периодичностью 1 раз в 50 лет) уровня:

1) воды – 2 м;

2) льда – 6 м.

Прохождение ВЛ через судоходные реки, каналы и водоемы не реко-

мендуется.

Примечания

1 Населенная местность – городская черта с перспективой развития на 10 лет, курорты, поселки, населенные пункты, железнодорожные станции.

2 Ненаселенная местность – незастроенная местность, редко стоящие строения, железнодорожные перегоны, включая остановочные пункты.

3 Труднодоступные места – недоступные для транспорта и машин места, откосы насыпей и выемок.

4 Недоступные места – склоны гор, скал, утесов.

5.2.2.4 Расстояние по горизонтали от проводов ВЛ следует принимать не менее:

а) для неизолированных и изолированных проводов:

1) до балконов, террас, окон – 1,5 м;

2) до глухих стен зданий – 1 м;

б) для самонесущих изолированных проводов:

1) до балконов, террас, окон – 1 м;

2) до глухих стен зданий – 0,2 м.

При прокладке ВЛ, выполненных самонесущими изолированными проводами, по стенам зданий и сооружениям расстояние от провода следует принимать не менее:

а) при горизонтальной прокладке:

1) над окном, входной дверью – 0,3 м;

2) под балконом, окном, карнизом – 0,5 м;

3) до земли – 2,5 м;

б) при вертикальной прокладке:

1) до окна – 0,5 м;

2) до балкона, входной двери – 1 м.

Расстояние в свету между самонесущим изолированным проводом и стеной здания или сооружения следует принимать не менее 6 см.

5.2.2.5 Расстояния по горизонтали от подземных частей опор или заземлителей опор ВЛ до подземных кабелей, трубопроводов и наземных колонок различного назначения следует принимать не менее:

- до водо-, паро- и теплопроводов, распределительных газопроводов, канализационных труб – 1 м;

- до пожарных гидрантов, колодцев, люков канализации, водоразборных колонок – 2 м;

- то же, но при прокладке их в изолирующей трубе – 0,5 м.

5.2.2.6 При совместной подвеске на общих опорах двух и более ВЛ напряжением до 1 кВ расстояния по вертикали между ближайшими проводами при температуре окружающего воздуха плюс 15 °С без ветра следует принимать не менее:

- между ВЛ с неизолированными проводами – по 4.2.1.2;

- между ВЛ с неизолированными проводами и ВЛ с самонесущим изолированным проводом – 0,4 м;

- между ВЛ с самонесущими изолированными проводами – 0,3 м.

5.2.2.7 Совместная подвеска на общих опорах проводов ВЛ напряжением до 1 кВ и ВЛ напряжением свыше 1 кВ до 20 кВ, как правило, не рекомендуется.

При обоснованной необходимости совместная подвеска допускается, в том числе на опорах контактной сети, питающих, шунтирующих и отсасывающих линий. Расстояние по вертикали между ближайшими проводами ВЛ разных напряжений на опоре и в пролете при температуре окружающего воздуха плюс 15 °С без ветра следует принимать не менее указанного в таблице 5.1.

Совместная подвеска на общих опорах проводов ВЛ напряжением до 1 кВ и ВЛ напряжением свыше 20 кВ не допускается.

5.2.2.8 Пересечение ВЛ напряжением до 1 кВ следует выполнять, как правило, на опорах. Допускается их пересечение в пролете. При пересечении в пролете место пересечения следует выбирать возможно ближе к опоре верхней пересекающей ВЛ. Расстояние по горизонтали от опор пересекающей ВЛ до проводов пересекаемой ВЛ при наибольшем их отклонении следует принимать не менее 2 м. Расстояние между проводами пересекающихся ВЛ следует принимать не менее:

- на опоре – 0,1 м;

- в пролете – 1 м.

Таблица 5.1 – Наименьшие расстояния между ближайшими проводами ВЛ напряжением до 1 кВ и ВЛ напряжением свыше 1 до 20 кВ при их совместной подвеске на общей опоре

Провода ВЛ напряжением до 1 кВ	Наименьшее расстояние по вертикали на опоре и в пролете при проводах ВЛ напряжением свыше 1 до 20 кВ, м	
	неизолированных	защищенных
Неизолированные или изолированные	2	1,5
Неизолированные или изолированные с неизолированной нулевой несущей жилой;	1,75	0,3
Неизолированные или изолированные изолированной нулевой несущей жилой и со всеми несущими жилами	1,0	0,3

При параллельном прохождении и сближении ВЛ напряжением до 1 кВ и ВЛ напряжением свыше 1 кВ наименьшее расстояние по горизонтали между ними следуетпринимать не менее указанных в 5.2.1.7.

5.2.2.9 При сближении ВЛ, выполненной самонесущим изолированным проводом, с воздушными линией связи (ЛС) и линией проводного вещания (ЛПВ) расстояние между проводом ВЛ и проводами ЛС и ЛПВ следуетпринимать не менее 1 м. При сближении ВЛ с воздушными ЛС и ЛПВ расстояние по горизонтали между неизолированными и изолированными проводами ВЛ и проводами ЛС и ЛПВ следуетпринимать не менее 2 м. В стесненных условиях это расстояние разрешается снижать до 1,5 м. Во всех остальных случаях расстояние между линиями следуетпринимать не меньше высоты наиболее высокой опоры ВЛ, ЛС и ЛПВ.

5.2.2.10 Для ВЛ расстояние по вертикали от проводов ВЛ до проводов или подвесных кабелей ЛС и ЛПВ в пролете пересечения при наибольшей стреле провеса проводов ВЛ следуетпринимать не менее:

- при неизолированных проводах ВЛ – 1,25 м;
- при изолированных проводах и при самонесущем изолированном проводе ВЛ – 1 м.

Расстояние по вертикали от проводов ВЛ до проводов или подвесных кабелей ЛС или ЛПВ при пересечении на общей опоре следуетпринимать не менее:

- между неизолированным проводом ВЛ и ЛПВ – 1,5 м;
- между самонесущим изолированным проводом ВЛ и ЛС или ЛПВ – 0,5 м.

5.2.2.11 При пересечении проводов ВЛ с подземными или подвесными кабелями ЛС и ЛПВ расстояние по горизонтали от подземной части металлической или железобетонной опоры до подземного кабеля в населенной местности следуетпринимать, как правило, не менее 3 м. В стесненных условиях допускается снижение этого расстояния до 1 м при условии прокладки кабеля в сталь-

ной трубе или покрытии его швеллером или угловой сталью по длине в обе стороны от опоры не менее 3 м. В ненаселенной местности расстояние от подземной части опоры ВЛ до подземного кабеля следуетпринимать не менее указанного в таблице 5.2

Таблица 5.2 – Расстояния от подземной части опор ВЛ до подземного кабеля

Эквивалентное удельное сопротивление земли, Ом·м	Наименьшее расстояние до кабелей ЛС и ЛПВ, м
До 100	10
Св. 100 до 500 включ.	15
‘’ 500 ‘’ 1000 ‘’	20
‘’ 1000	30

5.2.2.12 При пересечении подземной кабельной вставки в ВЛ с неизолированными и изолированными проводами ЛС или ЛПВ расстояние от подземной кабельной вставки в ВЛ до опоры ЛС или ЛПВ и ее заземлителя следуетпринимать не менее 0,5 м. Расстояние по горизонтали от основания концевой опоры ВЛ с кабельной муфтой до проекции ближайшего провода на горизонтальную плоскость следуетпринимать не менее наибольшей высоты опоры пролета пересечения.

5.2.2.13 Совместная подвеска на общих опорах неизолированных проводов ВЛ и ЛС, а также ЛПВ, не допускается.

На опорах ВЛ напряжением не более 380 В с неизолированными проводами допускается совместная подвеска ЛПВ с изолированными проводами или кабелями напряжением не более 360 В при расположении проводов ВЛ над проводами или кабелями ЛПВ. Расстояние по вертикали от нижнего провода ВЛ до верхнего провода или кабеля ЛПВ следуетпринимать не менее:

- на опоре – 1,5 м;
- в пролете – 1,25 м.

На опорах ВЛ напряжением не более 380 В, выполненных самонесущими изолированными проводами, допускается совместная подвеска ЛПВ с напряжением не более 360 В и ЛС, выполненных неизолированными или изолированными проводами. Самонесущий изолированный провод следует располагать над проводами ЛС и ЛПВ. Расстояние от самонесущего изолированного провода до верхнего провода ЛС и ЛПВ следуетпринимать не менее 0,5 м на опоре и в пролете.

5.2.2.14 При пересечении и сближении ВЛ с контактными проводами и несущими тросами трамвайных и троллейбусных линий расстояние от проводов ВЛ при наибольшей стреле провеса следуетпринимать не менее 8 м до головки рельса трамвайной линии и 10,5 м до проезжей части улицы в зоне троллейбусной линии. Во всех случаях расстояние от проводов ВЛ до несущего троса или контактного провода следуетпринимать не менее 1,5 м.

5.2.2.15 Пересечение и сближение ВЛ с канатными дорогами допускает-

ся при прохождении ВЛ только под канатной дорогой, имеющей снизу мостки или сетки для ограждения проводов. Расстояние от проводов ВЛ при наименьшей стреле провеса до мостков или ограждающих сеток следуетпринимать не менее 1 м. Расстояние от проводов ВЛ при наибольшей стреле провеса и наибольшем их отклонении до элементов канатной дороги следуетпринимать не менее 1 м.

При параллельном следовании ВЛ с канатной дорогой расстояние по горизонтали от проводов ВЛ до канатной дороги следуетпринимать не менее высоты опоры, а на стесненных участках трассы при наибольшем отклонении проводов – не менее 1 м.

5.2.2.16 Пересечение и сближение ВЛ с надземным трубопроводом допускается при прохождении ВЛ над трубопроводом. Расстояние от проводов ВЛ при наименьшей стреле провеса до трубопровода следуетпринимать не менее 1 м. Расстояние от проводов ВЛ при наибольшей стреле провеса и наибольшем их отклонении до элементов трубопровода следуетпринимать не менее 1 м.

При параллельном прохождении ВЛ с трубопроводом расстояние по горизонтали от проводов ВЛ до трубопровода следуетпринимать не менее высоты опоры, а на стесненных участках трассы при наибольшем отклонении проводов – не менее 1 м.

5.2.2.17 При прохождении ВЛ с неизолированными и изолированными проводами по лесным массивам и насаждениям[14] вырубка просек не обязательна. При этом расстояние по горизонтали от проводов при наибольшей стреле провеса или наибольшем отклонении до деревьев и кустов следуетпринимать не менее:

- для неизолированных проводов – 1 м;
- для изолированных проводов – 0,5 м;
- для самонесущего провода – 0,3 м.

5.2.3 Требования к безопасным расстояниям ВЛ напряжением свыше 1 кВ

5.2.3.1 Расстояние в пролете между неизолированными проводами разных фаз следует определять с учетом наибольшей стрелы провеса провода при высшей температуре или при гололеде без ветра и наименьшего изоляционного расстояния $d_{эл}$ для условий внутренних перенапряжений, указанного в таблице 5.3.

На ВЛ с линейными штыревыми и стержневыми изоляторами при любом расположении проводов расстояние d между ними по условиям их сближения в пролете следуетпринимать не менее значений, вычисленных по формуле,

[14] Под зоной насаждений понимаются естественные и искусственные древостои и кустарники, а также сады и парки

$$d = d_{эл} + 0{,}6f, \quad (1)$$

где $d_{эл}$ – наименьшее изоляционное расстояние на опоре между проводами для условий внутренних перенапряжений, указанное в таблице 5.3, м;

f – наибольшая стрела провеса при высшей температуре после вытяжки провода в пролете, м.

Таблица 5.3 – Наименьшие изоляционные расстояния между фазами на опоре

Напряжение ВЛ, кВ	Наименьшее изоляционное расстояние $d_{эл}$, м
Св. 1 до 10 включ.	0,22
15	0,33
20	0,33
25	0,44
35	0,44

Для ВЛ с линейными штыревыми изоляторами при любом расположении неизолированных проводов наименьшее расстояние между проводами допускается определять по таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Наименьшие расстояния между проводами ВЛ с линейными штыревыми изоляторами

Напряжение ВЛ, кВ	Нормативная толщина стенки гололеда, мм	Наименьшее расстояние между проводами, м, при стреле провеса, м					
		до 1,5	2	2,5	3	3,5	4
От 1 до 10 включ.	5	0,60	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90
	10	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,25
	15	0,95	1,10	1,25	1,35	1,45	1,55
	20 и более	1,10	1,30	1,40	1,50	1,65	1,75
15, 20	5	0,70	0,80	0,85	0,90	1,00	1,00
	10	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40
	15	1,10	1,20	1,35	1,45	1,55	1,65
	20 и более	1,20	1,40	1,50	1,65	1,80	1,90
25, 35	5	0,85	0,90	1,00	1,05	1,10	1,20
	10	1,05	1,20	1,25	1,40	1,45	1,50
	15	1,20	1,35	1,50	1,60	1,70	1,80
	20 и более	1,35	1,50	1,65	1,80	1,90	2,00

5.2.3.2 Наименьшие расстояния на опоре между неизолированными проводами в месте их пересечения между собой при транспозиции, ответвлениях, переходе с одного расположения проводов на другое следует принимать быть не менее, приведенных в таблице 5.3.

Расстояния между фазами ВЛ, выполненных защищенными проводами, независимо от расположения проводов на опоре и района по гололеду, на опоре и в пролете следует принимать не менее 0,4 м.

5.2.3.3 Для ВЛ, проходящих на высоте до 1000 м над уровнем моря, изо-

ляционные расстояния по воздуху от проводов и арматуры, находящейся под напряжением, до заземленных частей опор следует принимать не менее, приведенных в таблице 5.5.

При прохождении ВЛ в горных районах наименьшие изоляционные расстояния, приведенные в таблице 5.5, следует увеличивать на 1 % на каждые 100 м свыше 1000 м над уровнем моря.

Таблица 5.5 – Наименьшие изоляционные расстояния по воздуху (в свету) от токоведущих до заземленных частей опоры

Напряжение ВЛ, кВ	Наименьшее изоляционное расстояние для условий, м		
	грозовые перенапряжения	внутренние перенапряжения	обеспечение безопасного подъема на опору без отключения ВЛ
Св. 1 до 10 включ.	0,20	0,10	–
15	0,30	0,15	–
20	0,35	0,15	–
25	0,40	0,30	–
35	0,40	0,30	0,150

5.2.3.4 На двухцепных опорах, а также при размещении ВЛ на опорах контактной сети, расстояние между ближайшими неизолированными проводами разных цепей по условию сближения их в пролете следует соблюдать соответствие требованиям 5.2.3.1, но не менее:

а) для ВЛ напряжением до 20 кВ:

1) с линейными штыревыми изоляторами – 2 м;

2) с подвесными изоляторами – 2,5 м;

б) для ВЛ напряжением 25 и 35 кВ:

1) с линейными штыревыми изоляторами – 2,5 м;

2) с подвесными изоляторами – 3 м.

На двухцепных опорах, а также при размещении ВЛ на опорах контактной сети, расстояние между ближайшими защищенными проводами разных цепей следует принимать не менее:

- при креплении на линейных штыревых изоляторах – 0,6 м;
- при креплении на подвесных изоляторах – 1,5 м.

5.2.3.5 Совместная подвеска на одной и той же опоре проводов взаиморезервирующих линий электропередачи не допускается.

5.2.3.6 Расстояние по вертикали от проводов при наибольшей стреле провеса следует принимать не менее:

- до поверхности земли в населенной местности для неизолированных проводов – 7 м;

- то же при обрыве[15] неизолированного провода в смежном пролете – 5,5 м;
- то же для защищенного провода – 6 м;
- то же при обрыве[14] защищенного провода в смежном пролете – 5 м;
- до поверхности земли в ненаселенной местности – 6 м;
- то же в труднодоступной местности – 5 м;
- то же в недоступных местах – 3 м;
- до головки рельсов электрифицированного пути – 7,5 м;
- до поверхности автомобильных дорог – 7 м;
- то же при обрыве[14)] провода в смежном пролете – 5,5 м;
- до несущего троса или верхнего провода ВЛ, подвешенных на опорах контактной сети питающих, отсасывающих и шунтирующих линий железной дороги постоянного тока – 2 м;
- то же электрифицированных железных дорог переменного тока и переключаемых секций станций стыкования – 3 м;
- до настила пешеходных мостов и лестниц при напряжении ВЛ до 10 кВ – 4,5 м;
- то же при напряжении ВЛ свыше 10 кВ – 5 м;
- до поверхности пассажирских платформ – 7 м.

5.2.3.7 Прохождение ВЛ над зданиями и сооружениями, как правило, не допускается. В обоснованных случаях разрешается прохождение ВЛ над производственными зданиями и сооружениями при выполнении требований 5.2.5.2.

5.2.3.8 Расстояния по горизонтали от крайних проводов ВЛ при наибольшем их отклонении до ближайших частей производственных, складских, административно-бытовых и общественных зданий и сооружений следует принимать не менее:

- при напряжении ВЛ до 20 кВ – 2 м;
- при напряжении ВЛ свыше 20 кВ – 4 м.

5.2.3.9 Прохождение ВЛ по территориям стадионов, учебных и детских учреждений не допускается.

Расстояния от отклоненных проводов ВЛ, расположенных вдоль улиц, в парках, садах, до деревьев и до тросов подвески дорожных знаков следует принимать не менее:

- при напряжении ВЛ до 20 кВ – 3 м;
- при напряжении ВЛ свыше 20 кВ – 4 м.

Расстояния по горизонтали от крайних проводов вновь сооружаемых ВЛ при неотклоненном их положении до границ игровых и хозяйственных площадок, зон отдыха, земельных участков жилых и общественных зданий, до ближайших выступающих частей жилых и общественных зданий при отсутствии земельных участков со стороны прохождения ВЛ, а также до границ приуса-

[15] Указанная норма проверяется для мест пересечения с улицами, проездами, автомобильными и железными дорогами, подземными и наземными трубопроводами и т.п. при сечении алюминиевой части провода менее 185 мм^2.

дебных земельных участков индивидуальных домов и коллективных садов следует принимать не менее расстояний для охранных зон ВЛ соответствующих напряжений, принимаемых в соответствии с правилами установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства [6]. Для ВЛ напряжением до 20 кВ допускается расстояние от крайних проводов ВЛ при наибольшем их отклонении до границ приусадебных участков индивидуальных домов и коллективных садовых участков принимать не менее 2 м.

5.2.3.10 При пересечении ВЛ между собой расстояние от проводов нижней (пересекаемой) ВЛ до опор верхней (пересекающей) ВЛ по горизонтали и от проводов верхней ВЛ до опор нижней ВЛ в свету следует принимать не менее:

а) для неизолированных проводов:

1) при наибольшем их отклонении – 3 м,

2) при неотклоненном положении проводов – 6 м;

б) для защищенных проводов – 1,5 м.

5.2.3.11 Наименьшие расстояния между ближайшими проводами пересекающихся ВЛ при температуре воздуха плюс 15 °С без ветра следует принимать не менее:

- при пересечении ВЛ напряжением до 10 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения – 2 м;

- при пересечении ВЛ напряжением свыше 10 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения – 3 м.

Расстояние между ближайшими проводами пересекающей и пересекаемой ВЛ напряжением до 20 кВ при условии, что хотя бы одна из них выполнена защищёнными проводами, при температуре воздуха плюс 15 °С без ветра следует принимать не менее 1,5 м. Расстояние по вертикали между ближайшими проводами пересекающей ВЛ, выполненной защищёнными проводами, и пересекаемой ВЛ с самонесущими изолированными проводами в тех же условиях следует принимать не менее 1 м.

5.2.3.12 При параллельном следовании и сближении ВЛ одного напряжения между собой или с ВЛ других напряжений на участках нестесненной трассы расстояния по горизонтали между ними следует принимать не менее высоты наиболее высокой опоры. На участках стесненной трассы допускаются расстояния, принимаемые в зависимости от того напряжения пересекающихся ВЛ, которое является наибольшим:

а) между крайними проводами в неотклоненном положении не менее:

1) при напряжении до 20 кВ – 2,5 м;

2) при напряжении свыше 20 кВ – 4 м;

б) от отклоненных проводов одной ВЛ до ближайших частей опор другой ВЛ не менее:

1) при напряжении до 20 кВ – 2 м;

2) при напряжении свыше 20 кВ – 4 м.

5.2.3.13 При пересечении ВЛ с подземным кабелем ЛС и ЛПВ расстояние от этих подземных кабелей до ближайшего заземлителя опоры ВЛ или ее подземной металлической или железобетонной части следует принимать не менее:

- в населенной местности – 3 м;
- в ненаселенной местности – расстояний, приведенных в таблице 4.2.

5.2.3.14 При пересечении проводов ВЛ с неизолированными проводами ЛС и ЛПВ место пересечения следует располагать возможно ближе к опоре ВЛ. Расстояние по горизонтали от ближайшей части опоры ВЛ до проводов ЛС и ЛПВ следует принимать не менее 7 м, а от опор ЛС и ЛПВ до проекции на горизонтальную плоскость ближайшего неотклоненного провода ВЛ следует принимать не менее 15 м. Расстояние в свету от вершин опор ЛС и ЛПВ до неотклоненных проводов ВЛ следует принимать не менее 15 м.

5.2.3.15 Расстояние по вертикали от проводов ВЛ при наибольшей стреле провеса до пересекаемых проводов ЛС и ЛПВ в нормальном режиме ВЛ следует принимать:

- для ВЛ напряжением до 10 кВ – 2 м;
- для ВЛ напряжением свыше 10 – 3 м.

При обрыве проводов ВЛ с сечением алюминиевой части менее 185 мм^2 в соседних пролетах указанные расстояния следует принимать не менее 1 м. Для ВЛ с проводами сечением алюминиевой части 185 мм^2 и свыше проверку на обрыв проводов не выполняют.

5.2.3.16 При сближении ВЛ с воздушными ЛС и ЛПВ наименьшие расстояния от крайних неотклоненных проводов ВЛ до опор ЛС и ЛПВ следует принимать не менее высоты наиболее высокой опоры ВЛ. На участках стесненной трассы расстояние от крайних проводов ВЛ при наибольшем отклонении их ветром следует принимать не менее:

- для ВЛ напряжением до 10 кВ – 2 м;
- для ВЛ напряжением свыше 10 кВ – 4 м.

Расстояние в свету от ближайшего неотклоненного провода ВЛ до вершин опор ЛС и ЛПВ следует принимать не менее 15 м.

При сближении ВЛ с подземными кабелями ЛС и ЛПВ расстояние от подземной части металлической или железобетонной опоры ВЛ до подземного кабеля следует принимать не менее указанных в таблице 5.2.

5.2.3.17 Допускается совместная подвеска на общих опорах ВЛ напряжением до 35 кВ и волоконно-оптической линии связи с оптическим кабелем. Расстояние от оптического кабеля до ближайшего фазного провода на опоре при отсутствии ветра и гололеда следует принимать не менее 0,6 м. Рекомендуется подвеска волоконно-оптического кабеля на максимальном расстоянии от проводников ВЛ при условии соблюдения расстояния от этого кабеля до поверхности земли в любой местности не менее 5 м, а до поверхности пассажирской платформы – не менее 4,5 м.

5.2.3.18 При пересечении и сближении ВЛ с железными дорогами расстояния от основания опоры ВЛ до габарита приближения строений на неэлектрифицированных железных дорогах или до оси опор контактной сети электрифицированных или подлежащих электрификации железных дорог следует принимать не менее высоты опоры ВЛ в пролете пересечения плюс 3 м. На участках стесненной трассы допускается эти расстояния принимать не менее:

- для ВЛ напряжением до 20 кВ – 3 м;
- для ВЛ напряжением свыше 20 кВ – 6 м.

Расстояния при пересечении и сближении ВЛ с железными дорогами от проводов ВЛ при наибольшей стреле провеса до различных объектов железной дороги следует принимать не менее:

а) для неэлектрифицированных железных дорог:

1) по вертикали от проводов ВЛ до головки рельса – 7,5 м;

2) то же при обрыве провода ВЛ в смежном пролете – 6 м;

3) по горизонтали от отклоненного провода ВЛ до габарита приближения строений на участках стесненной трассы при сближении или параллельном следовании ВЛ напряжением до 10 кВ – 1,5 м;

4) то же напряжением свыше 10 кВ – 2,5 м;

б) для электрифицированных железных дорог:

1) по вертикали от проводов ВЛ до верха опоры контактной сети при расположении проводов ВЛ над этой опорой – 7 м;

2) то же до наивысшего провода на опоре контактной сети или до несущего троса от пересекающей в пролете ВЛ напряжением до 10 кВ – 2 м;

3) то же напряжением свыше 10 кВ – 3 м;

4) то же при обрыве провода ВЛ в смежном пролете – 1 м.

Расстояние по горизонтали от отклоненного провода ВЛ до крайнего провода, подвешенного с полевой стороны опоры контактной сети, при сближении или параллельном следовании:

- при напряжении ВЛ до 20 кВ – 2 м;
- при напряжении свыше 20 кВ – 4 м.

Расстояние по горизонтали от отклоненного провода ВЛ до опоры контактной сети при отсутствии проводов с ее полевой стороны:

- при напряжении ВЛ до 20 кВ – 2 м;
- при напряжении свыше 20 кВ – 4 м.

5.2.3.19 При пересечении ВЛ водоемов расстояние по вертикали от нижней точки провеса ВЛ до уровня высоких (паводковых) вод с повторяемостью 1 раз в 50 лет для судоходных участков рек, каналов, озер и водохранилищ следует принимать не менее максимального габарита судов плюс 2 м. При обрыве провода ВЛ в соседнем пролете это расстояние следует принимать не менее максимального габарита судов плюс 0,5 м. Стрела провеса в этом случае определяется при наивысшей температуре воздуха без учета нагрева проводов электрическим током.

Расстояние по вертикали от нижней точки провеса ВЛ до уровня высоких (паводковых) вод для несудоходных участков водных пространств следует

принимать Расстояние по вертикали от нижней точки провеса ВЛ до уровня льда при стреле провеса, соответствующей наибольшей линейной гололедной нагрузке, следует принимать не менее 6 м.

5.2.3.20 Расстояние от проводов ВЛ, проложенных по мостам, до других линий электропередачи, конструкций моста и контактной сети, следует принимать по 5.2.3.12 как для стесненных участков трассы.

Расстояния от проводов ЛЭП НП напряжением до 10 кВ до различных частей мостов следует принимать не менее:

а) для мостов с ездой «поверху»:

1) до головки рельса или полотна пешеходной и проезжей части − 7 м;

2) до конструкций − 2 м;

б) для мостов с ездой «понизу» до настила пешеходной части − 6 м.

На мостах с ездой «понизу» провода ВЛ следует закреплять на изоляторах кронштейна (консоли) на расстоянии от элементов главных ферм не менее 1,5 м. При наибольшем отклонении проводов в середине пролета ВЛ и максимальной скорости ветра расстояние между проводами и элементами главных ферм моста следует принимать не менее 0,5 м.

5.2.3.21 В населенной местности расстояние по горизонтали от нижней части опоры ВЛ до кювета или бортового камня проезжей части улицы (проезда) следует принимать не менее 2 м.

5.2.3.22 При прохождении ВЛ по зонам насаждений следует прорубать просеки, ширину A которых следует выбирать с учетом перспективного роста зон насаждений в течение 25 лет с момента ввода ВЛ в эксплуатацию по формуле,

$$A = D + 2H \qquad (2)$$

гдеD − расстояние по горизонтали между крайними, наиболее удаленными проводами, м;

H − расстояние по горизонтали между крайним проводом при наибольшем его отклонении и кроной деревьев, м.

Расстояние H принимают равным высоте[16] насаждения с учетом перспективного роста, но не менее:

- для ВЛ напряжением свыше 1 до 20 кВ − 3 м;
- для ВЛ напряжением свыше 20 кВ − 4 м.

[16]В качестве высоты насаждения следует принимать увеличенную на 10 % среднюю высоту преобладающей по запасам породы, находящейся в верхнем ярусе насаждения.

5.2.4 Требования к заземлениям

5.2.4.1 Линии электропередачи напряжением до 1 кВ, получающие электроэнергию от однофазных трансформаторов, следует выполнять по ГОСТ Р 50571.1 как электроустановки типа заземления системы *IT* (с изолированными обоими токоведущими проводниками, металлически не связанными с землей) или как электроустановки типов заземления системы *TN* при соблюдении требований [5].

5.2.4.2 Линии электропередачи напряжением до 1 кВ, получающие электроэнергию от трехфазных трансформаторов, следует выполнять как электроустановки типов заземления системы в соответствии с ГОСТ Р 50571.1:

а) если линия электропередачи подвешена хотя бы на одной опоре, заземленной на рельсовую цепь переменного тока частотой 50 Гц, или пересекает железнодорожные пути, оборудованные такими рельсовыми цепями, или сближается с такими железнодорожными путями на расстояние менее 2 м – как правило, системы *IT*;

б) если линия электропередачи не подвешена ни на одной опоре, заземленной на рельсовую цепь переменного тока частотой 50 Гц, не пересекает железнодорожные пути, оборудованные такими рельсовыми цепями, и не сближается с такими железнодорожными путями на расстояние менее 2 м – системы *TN*.

5.2.4.3 Линии электропередачи напряжением свыше 1 кВ следует выполнять как электроустановки с изолированной нейтралью при емкостных токах замыкания на землю:

а) в сетях напряжением свыше 1 до 20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры, а также во всех сетях напряжением 35 кВ – не более 10 А;

б) в сетях напряжением свыше 1 до 20 кВ, не имеющих на воздушных линиях железобетонных и металлических опор, при напряжении:

- свыше 1 до 6 кВ – не более 30 А;
- 10 кВ – не более 20 А;
- от 15 до 20 кВ – не более 15 А.

Работа сетей напряжением от 6 до 35 кВ без компенсации емкостного тока при его значениях, превышающих указанные выше, не допускается. При емкостных токах замыкания на землю больше указанных нейтраль сети следует заземлять через дугогасящий реактор или резистор.

5.2.4.4 Сопротивления защитных заземляющих устройств опор линий электропередачи напряжением до 1 кВ, отстоящих от железнодорожных путей на расстояние свыше 5 м, следует принимать:

а) влинии электропередачи для типа заземления системы *IT*:

1) для защитного заземления открытых проводящих частей электрооборудования, установленного на опоре, по условию

$$R \le \frac{50}{I_з},$$

где R – сопротивление заземляющего устройства, Ом;

$I_з$ – полный ток замыкания на землю, А.

При удельном сопротивлении земли ρ до 500 Ом·м для сопротивления заземляющего устройства не допускается превышение, как правило, 4 Ом. Для опоры с трансформатором мощностью до 100 кВ·А допускается сопротивление заземляющего устройства до 10 Ом, если соблюдается приведенное выше условие. При ρ свыше 500 Ом·м допускается превышение указанных сопротивлений в 0,002ρ раз, но не более десятикратного;

2) для защитного заземления металлических и железобетонных опор – не более 50 Ом;

3) для заземляющих устройств защиты от грозовых перенапряжений – не более 30 Ом;

б) в линии электропередачи для типа заземления системы *TN*:

1) сопротивление каждого из одиночных повторных заземлений металлических и железобетонных опор, а также открытых проводящих частей электрооборудования, установленного на опорах, при удельном сопротивлении земли ρ до 100 Ом·мследует принимать не более 15, 30 и 60 Ом соответственно при линейных напряжениях 660, 380 и 220 В источника трехфазного тока или 380, 220 и 127 В источника однофазного тока. При этом общее сопротивление растекания всех заземлителей каждой ВЛ в любое время года следует принимать не более 5, 10 и 20 Ом, а при подключении к заземлителям нейтрали и трансформаторов или выводов источника однофазного тока – не более 2, 4 и 8 Ом соответственно при тех же напряжениях;

2) при удельном сопротивлении земли ρ свыше 100 Ом·м – допускается увеличение указанных сопротивлений в 0,01 ρ раз, но не более десятикратного;

3) для заземляющих устройств защиты от грозовых перенапряжений – не более 30 Ом.

5.2.4.5 Отдельно стоящие металлические и железобетонные опоры линий электропередачи напряжением до 1 кВ, отстоящие от железнодорожных путей на расстояние до 5 м, заземляют с учетом требований инструкции по заземлению [5].

5.2.4.6 Сопротивления защитных заземляющих устройств опор линий электропередачи напряжением свыше 1 кВ, отстоящих от железнодорожных путей на расстояние свыше 5 м, следует принимать:

а) для опор, на которых размещены силовые трансформаторы с изолированной нейтралью, по условию:

$$R \le \frac{250}{I_з},$$

но не более:

1) для ЛЭП АБ и ЛЭП ПЭ – 10 Ом;

2) для других ЛЭП – 50 Ом;

б) для опор, на которых размещены силовые трансформаторы с заземленной нейтралью – не более 4 Ом;

в) для металлических и железобетонных опор с размещенным на них электрооборудованием и при его отсутствии – по таблице 5.6, но не более:

1) для ЛЭП АБ и ЛЭП ПЭ – 10 Ом;

2) для других ЛЭП – 30 Ом.

Таблица 5.6 – Наибольшее сопротивление заземляющих устройств линии электропередачи

Населенная местность[1)]		Ненаселенная местность[2)]	
Эквивалентное удельное сопротивление земли ρ, Ом·м	Наибольшее сопротивление заземляющего устройства, Ом	Эквивалентное удельное сопротивление земли ρ, Ом·м	Наибольшее сопротивление заземляющего устройства, Ом
От 10 до 100 включ.	10	От 10 до 100 включ.	30
Св. 100 “ 500 “	15		
“ 500 “ 1000 “	20	Св. 100	0,3ρ
“ 1000 “ 5000 “	30		
“ 5000	0,006ρ		

[1)] Для ЛЭП напряжением до 35 кВ

[2)] Для ЛЭП напряжением до 20 кВ

Примечания

1 Для ЛЭП напряжением до 35 кВ сопротивление заземляющих устройств вне населенной местности принимают таким же, как для населенной местности.

2 На двух- и многоцепных опорах рекомендуется снижать сопротивления заземляющих устройств по сравнению с указанным в таблице в 2 раза.

3 Указанные значения сопротивления заземляющих устройств следует обеспечивать применением искусственных заземлителей без учета естественной проводимости подземных частей опор.

5.2.4.7 Отдельно стоящие опоры линий электропередачи свыше 1 кВ, отстоящие от железнодорожных путей на расстояние до 5 м, заземляют на рельсовую цепь или на самостоятельное заземляющее устройство с выполнением требований инструкции по заземлению [5].

5.2.4.8 Самонесущие изолированные провода ВЛ напряжением до 1 кВ и защищенные провода ВЛ напряжением свыше 1 кВ всех фаз, проложенные вдоль контактной сети, питающих, отсасывающих и шунтирующих линий железной дороги, следует оборудовать ответвительными зажимами для присоединения заземляющих штанг.

Ответвительные зажимы следуетустанавливать на каждой опоре и располагаться не далее, чем 1 м от места крепления провода к изолятору. Расстояние между ответвительными зажимами разных фаз следует принимать не менее минимального расстояния между проводами разных фаз, установленного для

данной линии электропередачи.

5.2.5 Требования к уровню индустриальных радиопомех

5.2.5.1 Требования к уровню индустриальных радиопомех, создаваемых линиями электропередачи автоблокировки и продольного электроснабжения, проложенными по опорам контактной сети и на самостоятельных опорах, по ГОСТ 29205.

5.2.5.2 Требования к уровню индустриальных радиопомех, создаваемые линиями электропередачи, не указанными в 5.2.5.1, – по ГОСТ 22012.

5.2.6 Требования пожарной безопасности

5.2.6.1 Требования пожарной безопасности – по ГОСТ 12.1.004.

5.2.6.2 Прохождение ВЛ над зданиями и сооружениями, как правило, не допускается.

В обоснованных случаях допускается прохождение ВЛ над крышами зданий и сооружений с кровлей из негорючих материалов, имеющих категории Г или Д по пожарной и взрывопожарной опасности и с I или II степенью огнестойкости по пожарно-технической квалификации, установленных Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности [7].

Расстояние по вертикали от изолированных или самонесущих изолированных проводов ВЛ напряжением до 1 кВ до указанных зданий и сооружений при наибольшей стреле провеса следует принимать не менее 2,5 м. Прохождение ВЛ напряжением до 1 кВ с неизолированными проводами над зданиями и сооружениями не допускается.

Расстояние по вертикали от проводов ВЛ напряжением свыше 1 кВ до указанных зданий и сооружений при наибольшей стреле провеса следует принимать не менее:

а) при неизолированных проводах:

1) в нормальном режиме – 7 м;

2) при обрыве провода в смежном пролете – 5,5 м;

б) при защищенных проводах:

1) в нормальном режиме – 6 м;

2) при обрыве провода в смежном пролете – 5 м.

При этих условиях металлические крыши следует принимать заземление с сопротивлением не более указанного в таблице 5.6.

5.2.6.3 Расстояние от трассы ВЛ до зданий, сооружений и технологических установок, связанных с добычей, транспортировкой, производством, изготовлением, использованием или хранением взрывоопасных и пожароопасных веществ, а также до взрыво- и пожароопасных зон, следует принимать не менее полуторакратной высоты опоры ВЛ.

5.2.7 Требования электрической прочности изоляции

5.2.7.1 В линиях электропередачи напряжением до 1 кВ рекомендуется применение линейных штыревых фарфоровых изоляторов – по ГОСТ 30531.

В линиях электропередачи напряжением свыше 1 кВ рекомендуется применение линейных изоляторов видов:

- подвесных тарельчатых стеклянных – по ГОСТ 6490;
- подвесных стержневых полимерных – по ГОСТ 28856;
- штыревых фарфоровых – по ГОСТ 1232.

Допускается применение изоляторов, изготовленных из иных материалов.

На опорах ВЛ по их назначению следует применять следующие виды линейных изоляторов:

а) на анкерных и концевых – подвесные тарельчатые или стержневые;

б) на угловых – подвесные тарельчатые (стержневые) или штыревые;

в) на промежуточных:

1) при напряжении ВЛ до 20 кВ – штыревые[17];

2) при напряжении ВЛ свыше 20 кВ – подвесные тарельчатые (стержневые).

5.2.7.2 Выбор изоляторов по условиям электрической прочности следует производить:

- для стеклянных изоляторов – по расчетной длине пути утечки или по наименьшей допустимой 50 %-ной разрядной характеристике в загрязненном и увлажненном состоянии, с учетом степени загрязнения атмосферы на участках трассы ВЛ;
- для полимерных – по наименьшей допустимой 50 %-ной разрядной характеристике в загрязненном и увлажненном состоянии, с учетом степени загрязнения атмосферы на участках трассы ВЛ.

Для выполнения требования электрической прочности изоляторы (гирлянды изоляторов) следует выбирать с действительной длиной пути утечки не менее расчетной или со значением 50 %-ной разрядной характеристики не менее наименьшего допустимого значения.

5.2.7.3 Расчетную степень загрязнения атмосферы (СЗ) для линий электропередачи и загрязнении от одного и от двух независимых источников рекомендуется принимать по таблицам 5.7 и 5.8.

Таблица 5.7 – Характеристика районов по степени загрязнения атмосферы (СЗ)

Степень загрязнения атмосферы	Характеристика районов

[17] За исключением районов расселения крупных птиц, где во всех случаях следует применять подвесные изоляторы, штыревые изоляторы специальной конструкции, препятствующие посадке на них птиц, или специальные ограждающие устройства аналогичного назначения.

(СЗ)	
I	Особо чистые районы, не подверженные естественным и промышленным загрязнениям
II	Земледельческие районы, для которых характерно применение в широких масштабах химических веществ (удобрений, гербицидов), и промышленные районы не подверженные загрязнению соляной пылью (количество растворимых солей не более 0,5 %)
III	Участки железных дорог со скоростями движения до 120 км/ч при отсутствии характеристик для IV-VIII СЗ. Вблизи мест (до 500 м): добычи, постоянной погрузки и выгрузки угля; теплоэлектростанций, работающих на сланце и угле с зольностью выше 30 %; участках с перевозками в открытом виде угля, сланца, песка, щебня организованными маршрутами
IV	Участки железных дорог со скоростями движения от 121 до 160 км/ч. Местности с сильно засоренными и дефлирующими почвами или вблизи морей и соляных озер (до 1 км) со среднезасоленной водой (10-20 г/л) или на расстоянии от 1 до 5 км с сильнозасоленной водой (20-40 г/л)
V	Участки железных дорог со скоростями движения свыше 160 км/ч. Вблизи мест (до 500 м) производства, постоянной погрузки и выгрузки цемента. Местности с очень засоленными и дефлирующими почвами или вблизи морей и соленых озер (до 1 км) с сильнозасоленной водой (20-40 г/л)
VI	В тоннелях со смешанной ездой на тепловозах и электровозах. Вблизи мест (до 500 м) расположения предприятий нефтехимической промышленности, постоянной погрузки и выгрузки ее продукции. Места постоянной стоянки и остановки работающих тепловозов.
VII	В промышленных центрах с интенсивным выделением смога. Вблизи мест (до 500 м) расположения градирен, предприятий химической промышленности и по производству редких металлов, постоянной погрузки и выгрузки минеральных удобрений и продуктов химической промышленности

Таблица 5.8 – Расчетная степень загрязнения атмосферы (СЗ) при наложении загрязнений от двух независимых источников

СЗ от первого источника	Расчетная СЗ при степени загрязнения от второго источника			
	III	IV	V	VI
III	III	IV	V	VI
IV	IV	V	VI	VII
V	V	VI	VII	VII
VI	VI	VII	VII	VII

5.2.7.4 Расчетную длину пути утечки $L_у$ изолятора или гирлянды изоляторов следует определять по формуле, мм

$$L_у = \ell_э U k, \qquad (3)$$

где $\ell_э$ – удельная эффективная длина пути тока утечки, мм/кВ;

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение ВЛ по ГОСТ 721, кВ;

k – коэффициент использования длины пути утечки (коэффициент эффек-

тивности изоляционной конструкции).

Значение $\ell_э$ в зависимости от СЗ следует принимать по таблице 5.9. Значение коэффициента k для разных конструктивных типов изоляторов следует принимать по правилам устройства электроустановок [8].

Значения $L_у$ для ЛЭП ДПР приведены в таблице 5.10.

Таблица 5.9 – Удельная эффективная длина пути утечки для высоты над уровнем моря до 1000 м (не менее)

СЗ от первого источника	Удельная эффективная длина пути утечки изоляции на железобетонных и металлических опорах $\ell_э$, мм/кВ
I, II	19,0
III	22,5
IV	26,0
V	35,0
VI	40,0
VII	47,0

Примечания

1 Значение $\ell_э$ для изоляторов на деревянных опорах или на деревянных траверсах (кронштейнах) железобетонных опор в I-III СЗ следует принимать не менее 15 мм/кВ, в IV-VII СЗ – как указано в таблице.

2 Значение $\ell_э$ для линейных штыревых изоляторов и поддерживающих гирлянд тарельчатых изоляторов ВЛ на высоте более 1000 м над уровнем моря следует увеличивать для высоты:

- свыше 1000 до 2000 м – на 5 %;
- свыше 2000 до 3000 м – на 10 %.

Таблица 5.10 – Расчетная длина пути утечки для ЛЭП ДПР

Вид изоляции	Расчетная длина пути утечки $L_у$ для СЗ, мм				
	III	IV	V	VI	VII
Подвесные и врезные (кроме анкерных) стержневые изоляторы (фарфоровые, стеклянные и полимерные) или гирлянды из тарельчатых изоляторов	800	950	1100	1300	1500
Изоляторы с гладкими полимерными защитными чехлами или покрытиями	750	800	900	1050	1200

5.2.7.5 Количество линейных подвесных тарельчатых изоляторов в поддерживающих гирляндах mопределяется по формуле:

$$m = \frac{L_у}{L_{у,и}} \qquad (4)$$

где $L_{у,и}$ – длина пути утечки одного изолятора по стандарту или техническим условиям на изолятор конкретного типа, мм.

Дробные числа m округляют до ближайшего целого числав большую сторону.

5.2.7.6 В линиях электропередачи при использовании линейных штыре-

вых изоляторов, удовлетворяющих требованиям 5.2.7.2, следует применять следующие их классы:

а) при напряжении свыше 1 до 10 кВ:

1) для изоляторов, располагаемых на деревянных опорах или на деревянных траверсах (кронштейнах) железобетонных опор – класс 10;

2) для изоляторов, располагаемых вне деревянных траверс (кронштейнов) железобетонных опор, а также на металлических опорах вне зависимости от наличия и материала траверс (кронштейнов) – класс 20;

б) при напряжении 15 кВ вне зависимости от наличия и материала траверс (кронштейнов) для деревянных, железобетонных и металлических опор – класс 20;

в) при напряжении 20 кВ:

1) для изоляторов, располагаемых на деревянных опорах или на деревянных траверсах (кронштейнах) железобетонных опор – класс 20;

2) для изоляторов, располагаемых вне деревянных траверс (кронштейнов) железобетонных опор, а также на металлических опорах вне зависимости от наличия и материала траверс (кронштейнов) – класс 35;

г) при напряжении 35 кВ – класс 35.

При трассе ВЛ напряжением свыше 1 до 10 кВ, проходящей в прибрежной полосе морей шириной до 5 км, а также в районах активного загрязнения промышленными отходами и на расстоянии до 1,5 км от химических предприятий, в районах с частыми песчаными бурями и солончаков независимо от материала опор и траверс, все изоляторы следует принимать класса напряжения 20 кВ, удовлетворяющие требованию 5.2.7.2.

5.2.7.7 Число тарельчатых изоляторов в поддерживающих и натяжных гирляндах деревянных, железобетонных и металлических опор ВЛ напряжением свыше 1 до 20 кВ следует определять по 5.2.7.4 и независимо от материала опор их число следует принимать не менее двух.

На ВЛ напряжением свыше 20 кВ при деревянных, железобетонных и металлических опорах число тарельчатых изоляторов в натяжных гирляндах в районах с СЗ атмосферы I-IV следует увеличивать на один изолятор в каждой гирлянде по сравнению с числом, определенным по 5.2.7.5.

5.2.7.8 Изоляцию ВЛ напряжением свыше 1 кВ, в том числе гирлянды изоляторов, следует выбирать с 50 %-ным разрядным напряжением промышленной частоты в загрязненном и увлажненном состоянии не ниже значений, указанных в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – 50 %-ные разрядные напряжения гирлянд внешней изоляции и изоляторов в загрязненном и увлажненном состоянии для I - VII СЗ

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Наименьшие допустимые50%-е разрядные напряжения (действующие значения),кВ
6	8
10	13

15	20
20	26
35	42

5.2.8 Требования термической безопасности

5.2.8.1 Провода и кабели следует выбирать таким образом, чтобы при протекании тока в заданных режимах их температура не превышала допустимой, установленной стандартами или техническими условиями. Для выполнения этого требования провода и кабели следует подвергать проверке на нагрев.

5.2.8.2 Выбор проводов и кабелей следует производить по расчетному току нагрузки, не превышающему значение длительно допустимого тока, установленного стандартами, техническими условиями, правилами устройства электроустановок [8] и правилами устройства системы тягового электроснабжения железных дорог Российской Федерации [9] для соответствующих марок проводов и кабелей.

В качестве расчетного тока нагрузки следует принимать среднее за 20 минут для проводов и за 30 минут для кабелей значение тока при наибольшей нагрузке, с учетом возможных перегрузок, установленной владельцем инфраструктуры. Выбранные проводники и кабели подлежат проверке на соответствие требованию допустимого уровня напряжения для каждого из потребителей, подключенных к ЛЭП, при нормальных схемах питания.

5.2.8.3 В режиме короткого замыкания проверка проводов и кабелей на термическую безопасность (термическую стойкость) – по ГОСТ Р 52736.

5.2.9 Требования к предельно допустимым уровнямвоздействия электромагнитных полей

5.2.9.1 В трехфазных линиях электропередачи напряжением выше 1 кВ магнитные поля промышленной частоты 50 Гц не допускается превышение предельно допустимых уровней, установленных гигиеническими нормативами [10].

5.2.9.2 При использовании проводов линии электропередачи в целях канализации высокочастотных сигналов электросвязи высокочастотные магнитные поля не допускается превышение предельно допустимых уровней, установленных санитарными правилами и нормативами [11].

5.2.10 Требования к электромагнитной совместимости

5.2.10.1 На ВЛ, проложенной на опорах контактной сети переменного тока, включая опоры переключаемых секций станций стыкования, необходимо осуществлять транспозицию проводов через 1 км при полном шаге транспозиции 3 км.

На ВЛ, проложенных на самостоятельных опорах, а также на опорах контактной сети постоянного тока, транспозицию проводов следует осуществлять через каждые 3 км при полном шаге транспозиции 9 км (длина кабельных вставок не учитывается).

5.2.10.2 На отдельных линиях электропередачи, в зависимости от местных условий, допускается предусматривать дополнительные способы и устройства для обеспечения электромагнитной совместимости с тяговой сетью переменного тока, определяемые по согласованию заказчика с потребителем.

5.2.11 Общие требования к механической прочности элементов линии электропередачи

5.2.11.1 При выборе конструкций линий электропередачи и расчете конструкций на механическую прочность необходимо обеспечить выполнение следующих требований:

а) для механических напряжений проводов от воздействующих расчетных нагрузок с заданными коэффициентами надежности в нормальном, аварийном и монтажном режимах не допускается превышение допустимых значений, установленных правилами устройства электроустановок [8]. Все виды механических нагрузок и воздействий на самонесущий изолированный провод (СИП), скрученный в жгут, с несущей жилой требуется воспринимать этой жилой, а на СИП без несущей жилы − их воспринимают все жилы скрученного жгута;

б) расчетными усилиями в изоляторах и арматуре от воздействующих расчетных нагрузок с заданными коэффициентами надежности в нормальном и аварийном режимах не допускается превышение значений разрушающих нагрузок, установленных стандартами или техническими условиями на соответствующую продукцию;

в) расчетным изгибающим моментом от воздействующих на опору нагрузок с заданными коэффициентами надежности в нормальном, аварийном и монтажном режимах не допускается превышение нормативных значений, установленных стандартами или техническими условиями для стойки, из которой изготовлена опора.

Примечание − Для ВЛ напряжением до 1 кВ расчеты на механическую прочность в аварийном режиме допускается не производить.

5.2.11.2 В линиях электропередачи провода, изоляторы, арматура и опоры следует рассчитывать на механическую прочность в нормальном, аварийном и монтажном режимах с учетом следующих климатических факторов в районе прохождения трассы линии:

а)расчетные скорость ветра или ветровое давление:

1) наибольшие;

2) при гололеде;

б) расчетная наибольшая толщина стенки гололеда;

в) расчетная температура воздуха:

1) наинизшая;

2) при наибольшей скорости ветра;

3) при гололеде;

4) при монтаже.

Значения указанных факторов – по ГОСТ 16350, строительным нормам и правилам [12], [13] с учетом изменений, приведенных в Правилах устройства электроустановок [8], а для линий электропередачи, проложенных на опорах контактной сети – дополнительно с учетом установленных норм проектирования [14].

5.2.11.3 При расчете конструкций линии электропередачи на механическую прочность воздействующие на конструкции нагрузки, их сочетание для нормального, аварийного и монтажного режимов и коэффициенты надежности, а также сочетание климатических факторов следует определять:

- для линий электропередачи на отдельно стоящих самостоятельных опорах – по правилам устройства электроустановок [8];

- для линий электропередачи, проложенных по опорам контактной сети, питающих шунтирующих и отсасывающих линий – по установленным нормам проектирования [14].

5.2.11.4 При прохождении ВЛ напряжением свыше 1 кВ в населенной местности неизолированные провода следует выполнять с двойным креплением. В районах, где наблюдается вибрация проводов, следует применять их двойное рессорное крепление.

5.2.12 Требования к механической прочности проводов

5.2.12.1 На ВЛ напряжением до 1 кВследует применять самонесущие изолированные провода по ГОСТ Р 52373 и изолированные многопроволочные провода по ГОСТ 839. В местах, где провода подвергаются интенсивной коррозии (побережья морей, солевых озер, промышленные районы, районы засоленных песков и др.) самонесущие провода следует применять с изолированной нулевой несущей жилой, а многопроволочные изолированные провода – предназначены для этих условий.

При расчете проводов на прочность по условию 5.2.11.1, перечисление а), в качестве расчетного значения следует принимать наибольшее из вычисленных для сочетаний климатических факторов, установленных правилами устройства электроустановок [8].

5.2.12.2 Наименьшие допустимые сечения проводов ВЛ напряжением до 1 кВ по условиям механической прочности указаны в таблицах 5.12 и 5.13.

Таблица 5.12 – Наименьшие допустимые значения сечения самонесущих изолированных проводов ВЛ напряжением до 1 кВ

Нормативная толщина стенки гололеда, мм	Сечение несущей жилы на магистрали и линейном ответвлении ВЛ, мм^2	Сечение жилы на ответвлениях к вводам, мм^2
10	35 (25)*	16
15 и более	50 (25)	16
* В скобках приведено сечение жилы самонесущих изолированных проводов, скрученных в жгут, без нулевой защитной жилы.		

Таблица 5.13 – Наименьшие допустимые значения сечения неизолированных и изолированных проводов ВЛ напряжением до 1 кВ

Нормативная толщина стенки гололеда, мм	Материал провода	Сечение провода на магистрали и линейном ответвлении ВЛ, мм^2
10	*А, АН, АС, АЖ*	25
	М	16
15 и более	*А, АН*	35
	АС, АЖ	25
	М	16
Примечание – *А* – алюминий; *АН* – нетермообработанный алюминиевый сплав; *АС* – сталеалюминий; *АЖ* – термообработанный алюминиевый сплав; м – медь.		

5.2.12.3 На ВЛ напряжением свыше 1 кВ следует принимать многопроволочные алюминиевые неизолированные провода – по ГОСТ 839 или защищенные провода – по ГОСТ Р 52373.

Для ВЛ напряжением свыше 1 кВ без пересечений по условиям механической прочности следует применять сталеалюминиевые провода сечением не менее 25 мм^2. Для ВЛ с пересечением сечение сталеалюминиевых проводов следует принимать не менее указанного в таблице 5.14.

5.2.12.4 Для сталеалюминиевых проводов с сечением алюминиевой части *А* и стального сердечника *С* рекомендуются области применения по гололеду, указанные в таблице 5.15.

Сечение защищенных проводов следует принимать не менее:

- на магистральной линии электропередачи – 50 мм^2;
- на ответвлениях – 35 мм^2.

Таблица 5.14 – Наименьшие допустимые сечения сталеалюминиевых проводов по ГОСТ 839 для ВЛ напряжением свыше 1 кВ с пересечениями

Пересекаемые объекты	Наименьшие сечения, мм^2
Железные дороги	35
ВЛ напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ	25
Линии связи классов I и II	35
Автомобильные дороги категорий I-IV	25
Трамвайные и троллейбусные линии	то же
Судоходные реки, каналы, водоемы	«
Надземные трубопроводы и канатные дороги	35

Таблица 5.15 – Области применения сталеалюминиевых многопроволочных проводов

Нормативная толщина стенки гололеда, мм	Характеристика провода	
	Сечение алюминиевой части A, мм^2	Отношение сечений алюминиевой части и стального сердечника A/C
До 25	До 185	От 6,00 до 6,25 включ.
	“ 95	6,00
Св. 25	Св. 120 до 400включ.	От 4,29 до 4,39 включ.

5.2.13 Требования к механической прочности изоляторов и арматуры

5.2.13.1 Проверку механической прочности изоляторов и арматуры по условию 5.2.11.1, перечисление б), следует проводить для нормального и аварийного режимов при сочетании нагрузок и климатических факторов, установленных правилами устройства электроустановок [8] и нормами [14].

Расчетные усилия в изоляторах и арматуре ВЛ следует умножать на коэффициент условий работы, равный:

- 1,4 для ВЛ, трасса которой проходит в районах со среднегодовой температурой минус 10 °С и ниже или в районах с низшей температурой минус 50 °С и ниже;
- 1,0 для остальных ВЛ.

Для расчетных усилий, умноженных на этот коэффициент, не допускается превышение значений разрушающих нагрузок (электрической или электромеханической для изоляторов и механической для арматуры), установленных стандартами или техническими условиями, деленных на коэффициент надежности по материалу.

Коэффициент надежности по материалу для изоляторов и арматуры следует принимать не менее:

- в нормальном режиме при наибольших нагрузках – 2,5;
- то же при средних нагрузках для поддерживающих гирлянд – 5,0;
- « при средних нагрузках для натяжных гирлянд – 6,0;
- в аварийном режиме для изоляторов и арматуры – 1,8;
- в нормальном и аварийном режимах для штырей – 1,1.

5.2.14 Требования к механической прочности опор

5.2.14.1 На ВЛ, проложенных по самостоятельным опорам, допускается применение опор, изготовленных из стоек:

- железобетонных – по ГОСТ 22131, ГОСТ 22687.0 и ГОСТ 22687.1 или ГОСТ Р 54270;
- металлических – по ГОСТ Р 54270 или по техническим условиям заводов-изготовителей.

Металлические стойки, используемые для изготовления опор, следует применять с иметь цинковым покрытием, нанесенным одним из следующих методов:

- термодиффузионным классов I и II – по ГОСТ Р 9.316;
- горячим цинкованием – по ГОСТ 9.307.

В обоснованных случаях для изготовления опор допускается применение стоек, изготовленных из иных материалов.

Оттяжки следует изготавливать из круглой стали сечением не менее 25 $мм^2$ с цинковым покрытием, требования к которому аналогичны указанным выше.

5.2.14.2 Для линий электропередачи, проложенных на самостоятельных опорах, расчет опор на механическую прочность по условию 5.2.11.1, перечисление в), следует производить для нормального, аварийного и монтажного режимов при сочетании нагрузок и климатических факторов, установленных Правилами устройства электроустановок [8] и нормами [14].

Допускается в качестве опор линии электропередачи использование опор контактной сети, питающих, шунтирующих и отсасывающих линий. В этом случае механический расчет с учетом нагрузок проводов соответственно контактной сети, питающих, шунтирующих и отсасывающих линий следует выполнять в соответствии с требованиями действующих норм проектирования [14]. Если требования 5.2.11.1, перечисление в), не удовлетворяются, то линию электропередачи следует прокладывать по самостоятельным опорам.

5.2.15 Основные требования к защите от грозовых перенапряжений

5.2.15.1 Все ВЛ и кабельные вставки следует защищать от грозовых перенапряжений защитными аппаратами, соединенными с заземляющими устройствами. Сопротивления заземляющих устройств выполняют в соответствии с требованиями 5.2.4.

5.2.15.2 На ВЛ напряжением до 1 кВ защитные аппараты от грозовых перенапряжений следует устанавливать:

- на опорах на выходах от пунктов питания;
- на опорах в местах повторного заземления *PEN*-проводника;
- на опорах с ответвлениями к вводам в здания, в которых сосредотачивается большое количество людей, которые представляют большую материальную ценность или относятся к объектам повышенной ответственности и важности назначения;
- на концевых опорах линий, имеющих ответвления к вводам, при этом наибольшее расстояние от соседнего заземления этих же линий следует приниматьне более 100 м для районов с числом грозовых часов в году до 40 и не более 50 м – для районов с числом грозовых часов в году более 40.

В населенной местности с одно- и двухэтажной застройкой расстояние между заземляющими устройствами ВЛ следует приниматьне более 200 м для

районов с числом грозовых часов в году до 40 и не более 100 м – для районов с числом грозовых часов в году более 40.

5.2.15.3 На ВЛ напряжением свыше 1 кВ защитные аппараты от грозовых перенапряжений следует устанавливать на опорах:

- на выходах от пунктов питания;
- на переходах через контактную сеть – с одной стороны места пересечения;
- в местах секционирования – с обеих сторон;
- на опорах с размещенным на них электротехническим оборудованием;
- на опорах с мачтовой подстанцией;
- в местах пересечения с ВЛ напряжением 110 кВ и выше;
- по обе стороны кабельной вставки, независимо от ее длины, в соответствии с [3].

5.2.15.4 На ЛЭП ПЭ и ЛЭП АБ, питающих устройства железнодорожной автоматики и телемеханики с централизованным размещением оборудования, защитные аппараты от грозовых перенапряжений следует устанавливать через каждые 3 км, а также в местах подключения потребителей.

5.2.15.5 В районах с повышенной грозовой активностью и вблизи морских побережий самонесущие изолированные провода, а также защищенные провода всех фаз ВЛ напряжением свыше 1 кВ, включая ЛЭП АБ и ЛЭП ПЭ на всем протяжении, проложенные вдоль контактной сети, питающих, отсасывающих и шунтирующих линий железной дороги, следует оборудовать устройствами для защиты от дуговых перенапряжений.

5.3 Требования к кабельным линиям электропередачи

5.3.1 Требования к условиям прокладки

5.3.1.1 Кабели КЛ, прокладываемых непосредственно в земле, следует размещать в траншеях, иметь снизу подсыпку толщиной не менее 100 мм, а сверху засыпку слоем мелкой земли толщиной не менее 100 мм, не содержащей камней, строительного мусора и шлака.

5.3.1.2 На всем протяжении кабели следует, как правило, защищать от механических повреждений.

Допускается для кабелей напряжением 20 кВ и ниже, прокладываемых на глубине не менее 1 м, а также для кабелей напряжением до 1 кВ, над траншеей которых проходит асфальтовое покрытие, защиту от механических повреждений не устанавливать.

На кабельных линиях напряжением до 1 кВследует иметь такую защиту в местах частых раскопок и на других участках, где вероятны механические повреждения.

Участки кабеля на выходе из траншеи на стены здания или на опору ВЛ

следует защищать трубами или коробами на высоту не менее 2 м от уровня пола или земли.

Защиту от механических повреждений на всем протяжении кабелей следует, как правило, осуществлять путем их покрытия:

- при напряжении 35 кВ – железобетонными плитами толщиной не менее 50 мм;

- при напряжении ниже 35 кВ:

1) ширине траншеи 350 мм и более – плитами или глиняным обыкновенным красным керамическим кирпичом в один слой поперек трассы кабеля;

2) ширине траншеи менее 350 мм, а также для одного кабеля – глиняным обыкновенным красным керамическим кирпичом в один слой вдоль трассы кабеля.

Примечание – Применение глиняного пустотелого или дырчатого, а также силикатного кирпича не допускается.

Допускается выполнять защиту кабельных линий электропередачи напряжением до 20 кВ от механических повреждений специальными полимерными листами, если устойчивость к механическим и химическим воздействиям, а также долговечность листов не уступают аналогичным показателям красного керамического кирпича.

В траншее кабельной линии электропередачи следует укладывать сигнальную полимерную ленту.

5.3.1.3 В городах и поселках кабельные линии следует, как правило, прокладывать в земле (в траншеях) по непроезжей части улиц (под тротуарами), по дворам и техническим полосам в виде газонов. По улицам и площадям, насыщенными подземными коммуникациями, прокладку кабельных линий в количестве 10 и более в потоке рекомендуется осуществлять в коллекторах и кабельных тоннелях. Кабельные линии следует прокладывать в блоках или трубах при пересечении:

- улиц и площадей с усовершенствованными покрытиями и интенсивным движением транспорта;

- въездов автотранспорта во дворы, гаражи и т.д.;

- ручьев и канав.

5.3.1.4 Прокладку кабельных линий по каменным, железобетонным и металлическим мостам, эстакадам и путепроводам следует выполнять под пешеходным настилом в каналах или в отдельных для каждого кабеля несгораемых трубах, например, хризотилцементных. В таких же трубах рекомендуется прокладывать кабельные линии в местах перехода с конструкций указанных сооружений в грунт. Все подземные кабели при их прохождении по металлическим и железобетонным мостам, эстакадам и путепроводам следует электрически изолировать от металлических частей этих сооружений.

Прокладку кабельных линий по указанным деревянным сооружениям следует выполнять в стальных трубах.

В местах перехода кабелей через температурные швы мостов, эстакад и путепроводов, а также с конструкций указанных сооружений на устои следует принимать меры для предотвращения возникновения в кабелях механических усилий.

5.3.1.5 При прохождении тоннелей кабель размещается в огнезащитных лотках на крайних верхних кабельных рожках.

5.3.1.6 Кабельную линию устройств железнодорожной автоматики, телемеханики и связи и воздушную ЛЭП АБ необходимо располагать, как правило, по разные стороны железнодорожного пути. Допускается располагать эти линии по одну сторону от пути при условии, что кабельную линию следует располагать крайней со стороны «поля».

5.3.1.7 При прокладке КЛ НП в земле допускается размещать в одной траншее не более шести силовых кабелей. Прокладку большего количества кабелей следует, как правило, осуществлять в отдельных траншеях с расстоянием между группами кабелей не менее 0,5 м или в кабельных сооружениях.

5.3.1.8 Кабели взаимно резервирующих линий, питающие потребителей с электроприемниками I категории надежности, а также кабельные вставки ЛЭП АБ и ЛЭП ПЭ следует укладывать в разные траншеи, расстояния между которыми следует приниматьне менее 3 м, а в стесненных условиях – не менее 1 м.

5.3.2 Требования к безопасным расстояниям

5.3.2.1 Глубину заложения в траншее кабелей КЛ от планировочной отметки следует приниматьне менее:

- для линий электропередачи напряжением 35 кВ – 1 м;
- для линий электропередачи напряжением до 20 кВ – 0,7 м;
- при пересечении улиц и площадей независимо от напряжения – 1 м;
- при пересечении железнодорожных путей от нижней поверхности шпалы – 1 м.

Допускается уменьшение глубины до 0,5 м на участках длиной до 5 м при вводе в здание, а также в местах пересечения с подземными сооружениями при условии защиты кабелей от механических повреждений, например, прокладкой их в трубах.

Прокладка КЛ по плотинам, дамбам, пирсам и причалам непосредственно в земляной траншее разрешается при толщине слоя земли не менее 1 м.

5.3.2.2 Расстояние в свету от кабеля, проложенного непосредственно в земле, до фундаментов зданий и сооружений следует принимать не менее 0,6 м.

Прокладка кабелей непосредственно в земле под фундаментами зданий и сооружений не допускается.

5.3.2.3 При прокладке трассы КЛ рядом с ВЛ напряжением 110 кВ и

выше расстояние от кабеля до вертикальной плоскости, проходящей через крайний провод линии, следует принимать не менее 10 м.

Расстояние в свету от КЛ до заземленных частей и заземлителей опор ВЛ следует принимать не менее:

- для ВЛ напряжением 110 кВ и выше – 10 м;
- для ВЛ напряжением от 1 до 35 кВ – 5 м.

В стесненных условиях допускается принимать расстояние от КЛ до подземных частей и заземлителей отдельных опор ВЛ напряжением выше 1 кВ не менее 2 м, при этом расстояние от кабеля до вертикальной плоскости, проходящей через провод ВЛ, не нормируется.

Расстояние в свету от КЛ до опоры с ВЛ напряжением до 1 кВследует принимать не менее 1 м, а при прокладке кабеля на участке сближения в изолирующей трубе – не менее 0,5 м.

На территориях электростанций и подстанций в стесненных условиях допускается прокладывать КЛ на расстоянии не менее 0,5 м от подземной части опор токопроводов и ВЛ напряжением свыше 1 кВ, если заземляющие устройства этих опор присоединены заземляющему контуру подстанций.

5.3.2.4 Расстояние в свету от КЛ до фундамента опоры контактной сети, питающей, отсасывающей или шунтирующей линии железной дороги следует принимать не менее:

- при прокладке на участке сближения в траншее – 5 м;
- то же в стесненных условиях – 2 м;
- при прокладке на участке сближения в траншее в изолирующей трубе длиной не менее 3 м в каждую сторону от оси опоры – 0,5 м.

5.3.2.5 При прокладке КЛ в зоне насаждений расстояние от кабелей до стволов деревьев следует принимать, как правило, не менее 2 м. По согласованию с организацией, в ведении которой находятся насаждения, разрешается уменьшение этого расстояния при условии прокладки кабелей в трубах, проложенных путем подкопки. В пределах зоны насаждений с кустарниковыми посадками допускается уменьшать указанное расстояние до 0,75 м.

5.3.2.6 При параллельной прокладке расстояние в свету от КЛ следует принимать не менее:

- до трубопроводов, воздухопровода, канализации, дренажа – 1 м;
- до газопроводов низкого (0,0049 МПа), среднего (0,294 МПа) и высокого (свыше 0,294 до 0,588 МПа включительно) давления – 1 м;
- до газопроводов высокого давления (свыше 0,588 до 1,176 МПа) – 2 м;
- до стенки канала теплопровода – 2 м или теплопровод на всем участке сближения с КЛ следует применять такую изоляцию, чтобы дополнительный нагрев токопроводом кабелей в месте прохождения кабелей в любое время года не превышал:

1) 10 °С для КЛ напряжением до 10 кВ;

2) 5 °С для КЛ напряжением свыше 10 до 35 кВ.

5.3.2.7 При прокладке КЛ параллельно с железной дорогой расстояние от кабельной траншеи до оси ближайшего пути железной дороги следует принимать не менее 2,2 м.

На железных дорогах, электрифицированных на постоянном токе, кабели на участке сближения следует прокладывать в изолирующих блоках или трубах (хризотилементных, пропитанных гудроном или битумом, пластмассовых и др.).

5.3.2.8 Трассу КЛ вдоль автомобильной дороги следует прокладывать за пределами дороги с внешней стороны кювета или подошвы насыпи на расстоянии, как правило, не менее 1 м от бровки и не менее 1,5 м от бортового камня проезжей части улицы (проезда).

5.3.2.9 При параллельной прокладке разных КЛ в одной траншее расстояние в свету между кабелями следует принимать не менее:

а) между силовыми кабелями напряжением до 10 кВ, а также между ними и контрольными кабелями – 100 мм;

б) между кабелями напряжением 20 кВ и более, а также между ними и другими кабелями – 250 мм;

в) между силовыми кабелями и кабелями связи – 500 мм.

Допускается в случаях необходимости с учетом местных условий уменьшение расстояний, указанных в перечислениях а) и б), до 100 мм, а между силовыми кабелями напряжением до 10 кВ и кабелями связи, кроме кабелей с цепями, уплотненными высокочастотными системами телеграфной связи, до 250 мм при условии прокладки кабелей в трубах или установки между ними несгораемых перегородок.

Совместная прокладка в одной траншее силовых кабелей и кабелей устройств железнодорожной автоматики и телемеханики не допускается.

Расстояние между взаимно резервируемыми кабельными линиями – по 5.3.1.8.

5.3.2.10 При пересечении КЛ других кабелей они следует разделять слоем земли толщиной не менее 0,5 м, при этом кабели СЦБ и связи необходимо располагать выше силовых кабелей. Если кабели напряжением до 35 кВ разделены на всем участке пересечения плюс до 1 м в каждую сторону плитами или трубами из бетона или другого равнопрочного металла, то расстояние между пересекающимися кабелями допускается уменьшать до 0,15 м.

5.3.2.11 При пересечении КЛ трубопроводов, в том числе нефте- и газопроводов, а также теплопроводов расстояние от них до кабелей следует принимать не менее 0,5 м.

Если на участке пересечения плюс не менее 2 м в каждую сторону прокладка кабеля выполнена в трубах, то допускается уменьшение указанного расстояния до 0,25 м, при этом на теплопроводе на таком расстоянии следует применять теплоизоляцию, при которой температура земли не повышалась бы более, чем на 10 °С по отношению к высшей температуре летом и на 15 °С по от-

ношению к низшей температуре зимой.

5.3.2.12 При пересечении КЛ железнодорожных путей и автомобильных дорог кабели следует прокладывать в тоннелях, блоках или трубах по всей ширине зоны отчуждения на глубине не менее 1 м от поверхности балластной призмы полотна железной или автомобильной дороги и не менее 0,5 м от дна водоотводных канав и лотков. Концы тоннелей, блоков или труб следует удалять от рельсов не менее, чем на 1,25 м. При отсутствии зоны отчуждения указанные условия прокладки следует выполнять на участке пересечения плюс по 2 м в обе стороны от полотна дороги.

При пересечении КЛ электрифицированных и подлежащих электрификации на постоянном токе железных дорог блоки и трубы следует применять изолирующими (хризотилцементные, пропитанные гудроном или битумом, пластмассовыми, керамическими и др.).

5.3.2.13 При пересечении железнодорожных путей не допускается прокладка кабелей:

- под остряками и крестовинами стрелочных переводов и глухими пересечениями;
- на расстоянии менее 1,5 м от стыка рельсов до вертикальной плоскости, проходящей через продольную ось кабеля;
- на расстоянии менее 10 м от мест присоединения к рельсам отсасывающих линий;
- совместно с кабелями СЦБ.

5.3.2.14 В случае перехода КЛ в ВЛ кабель следует выводить на поверхность на расстоянии не менее 3,5 м от подошвы насыпи или от кромки полотна.

5.3.3Требования к пожарной безопасности

5.3.3.1 Требования пожарной безопасности – по ГОСТ 12.1.004-91.

5.3.3.2 Кабельные сооружения и конструкции, на которые укладываются кабели, следует выполнять из несгораемых материалов. Запрещается выполнение в кабельных сооружениях каких-либо временных устройств, хранение в них материалов и оборудования.

При прокладке КЛ в кабельных сооружениях не разрешается иметь у бронированных кабелей поверх брони, а у небронированных кабелей поверх металлических оболочек, защитные покровы из горючих материалов.

Для открытой прокладки не допускается применять кабели с горючей полиэтиленовой изоляцией.

Металлические оболочки кабелей и металлические поверхности, по которым они прокладываются, следует защищать негорючим антикоррозийным покрытием.

5.3.3.3 Надземное или наземное полностью закрытое кабельное сооружение (кабельная галерея) следует делить на отсеки длиной не более 150 м не-

сгораемыми противопожарными перегородками с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч.

5.3.3.4 В тоннелях бронированные кабели следует быть прокладывать на специальных конструкциях, заземленных на стенах тоннеля, без наружного защитного покрытия или в шлангах (оболочках), не распространяющих горение.

5.3.3.5 На соединительных муфтах силовых кабелей напряжением от 6 до 35 кВ в тоннелях и каналах следует устанавливать специальные защитные кожухи для локализации пожаров и взрывов, которые возникают при электрических пробоях в муфтах.

5.3.3.6 Вентиляционные устройства кабельных тоннелей следует оборудовать заслонками (шиберами) для прекращения доступа воздуха в случае возгорания.

5.3.3.7 Проверка на невозгораемость при коротких замыканиях (КЗ) силовых кабелей линий электропередачи – по ГОСТ Р 52736.

5.3.3.8 При вводах в здание бронированных кабелей их наружные защитные покровы из горючих материалов следует снимать и принимать меры по повышению огнестойкости кабеля. Броню необходимо заземлять непосредственно в наружном кабельном приямке медным голым проводником с сечением, обеспечивающим термическую стойкость при протекании расчетных аварийного и блуждающего токов.

5.3.4 Требования к электрической прочности изоляции

5.3.4.1 Сопротивление изоляции КЛ напряжением до 1 кВ следует принимать не менее 0,5 МОм.

Сопротивление изоляции КЛ напряжением свыше 1 кВ не нормируется.

5.3.4.2 Изоляцию всех КЛ следует испытывать повышенным напряжением за исключением выполненных кабелями:

а) с резиновой изоляцией:

1) на номинальное напряжение до 1 кВ;

2) на номинальное напряжение свыше 1 кВ после ремонтов, не связанных с перемонтажом кабеля и муфт;

б) одножильных кабелей на номинальное напряжение до 1 кВ с пластмассовой изоляцией без брони (экрана), проложенных на воздухе;

в) КЛ длиной до 60 м, которые являются выводами из распределительного устройства и трансформаторной подстанции на ВЛ, и состоящие из двух параллельных кабелей;

г) КЛ со сроком эксплуатации более 15 лет, на которых удельное число отказов из-за электрического пробоя составляют 30 и более отказов на 100 км в год.

5.3.4.3 Значения испытательного выпрямленного напряжения в зависимости от категории испытаний для кабелей с бумажной, пластмассовой и рези-

новой изоляцией приведены в таблицах 5.16 и 5.17.

Таблица 5.16– Испытательное выпрямленное напряжение для кабелей с бумажной изоляцией

Категория испытания*	Значение испытательного напряжения, кВ, для кабелей на напряжение, кВ						
	до 1	2	3	6	10	20	35
П	6	12	18	36	60	100	175
К	2,5	10–17	15–25	то же	то же	то же	то же
М	–	то же	«	«	«	«	«
* Категории испытания: П – приемосдаточные при вводе в эксплуатацию; К – после капитального ремонта; М – в процессе эксплуатации между ремонтами.							

5.3.4.4 Длительность времени приложения испытательного напряжения:

а) для кабелей на напряжение до 35 кВ с бумажной или пластмассовой изоляцией:

1) при приемосдаточных испытаниях – 10 мин;

2) в процессе эксплуатации – 5 мин;

б) для кабелей напряжением свыше 1 до 10 кВ с резиновой изоляцией – 5 мин.

Таблица 5.17– Испытательное выпрямленное напряжение для кабелей с пластмассовой и резиновой изоляцией

Категория испытания	Значение испытательного напряжения, кВ, для кабелей на напряжение, кВ							
	с пластмассовой изоляцией					с резиновой изоляцией		
	0,66*	1*	3	6	10	3	6	10
П	3,5	5,0	15	36	60	6	12	20
К	–	2,5	7,5	то же	то же	то же	то же	то же
М	–	–	то же	«	«	«**	«**	«**
* Испытание повышенным выпрямленным напряжением одножильных кабелей с пластмассовой изоляцией без брони (экрана), проложенных на воздухе, не производится. ** После ремонтов не связанных с перемонтажом кабеля, изоляция проверяется мегаомметром на напряжение 2500 В, а испытание повышенным выпрямленным напряжением не производится.								

5.3.4.5 Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена следует подвергать одному из следующих видов испытаний:

- повышенным напряжением частотой 0,1 Гц, равным трехкратному рабочему напряжению длительностью приложения 30 мин;

- рабочим напряжением длительностью испытания 24 ч.

Примечание – Под рабочим напряжением в данном случае следует понимать напряжение, приложенное между жилой и экраном кабеля в нормальном режиме работы электроустановки.

При прокладке в земле кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением свыше 1 кВ, кроме указанных испытаний, следует также испытывать в течение 1 мин выпрямленным напряжением 10 кВ, прикладываемым ме-

жду металлическим экраном или броней и заземлителем.

5.3.5 Требования термической безопасности

5.3.5.1 Требования термической безопасности следует принимать по ГОСТ Р 50571.4 и 5.2.8.

6 Проектирование трансформаторных подстанций

6.1 Общие требования

6.1.1 Условия выбора количества трансформаторных подстанций, их конструкции, высшего напряжения и мест расположения

6.1.1.1 При проектировании вновь сооружаемых систем электроснабжения нетяговых потребителей количество трансформаторных подстанций, их высшее напряжение и места расположения выбирают руководствуясь интересами соблюдения следующих условий:

- обеспечения требуемой надёжности электроснабжения;
- достижения оптимального соотношения между:

1) капитальными затратами на строительство подстанций (включая затраты на оплату технологического присоединения к сетям территориальных сетевых и(или) иных энергоснабжающих организаций) и электрической сети;

2) расходами, вызванными потерями энергии в трансформаторах и в электрической сети.

6.1.1.2 При проектировании реконструкции существующих систем электроснабжения нетяговых потребителей следует проверять выполнение условий, установленных в 6.1.1.1. При невыполнении этих условий следует предусматривать мероприятия по развитию или оптимизации существующей электрической сети, выбирая эти мероприятия из числа следующих:

- строительство новых трансформаторных подстанций и(или) линий электропередачи с полным или частичным переводом на них нетяговых потребителей, ранее подключённых к другим трансформаторным подстанциям и(или) линиям электропередачи;
- строительство резервирующих линий электропередачи;
- полный или частичный перевод электрических сетей железных дорог, ранее непосредственно подключённых к электрическим сетям территориальных сетевых и(или) иных энергоснабжающих организаций, на питание:

1) через тяговые подстанции;

2) через трансформаторные подстанции, подключённые к линиям электропередачи продольного электроснабжения;

- демонтаж избыточного количества трансформаторных подстанций

и(или) линий электропередачи;

- сокращение протяжённости линий электропередачи напряжением до 1 кВ.

6.1.1.3 Для выполнения установленных в 6.1.1.1 условий выбора количества трансформаторных подстанций, их конструкции, высшего напряжения и мест расположения необходима, как правило, комбинация мероприятий по развитию или оптимизации существующей электрической сети, перечисленных в 6.1.1.2, определяемая по минимуму капитальных затрат и эксплуатационных расходов с учётом технико-экономических аспектов, изложенных в 6.1.2.

6.1.1.4 В случаях, указанных в 4.3, предусматривают мачтовые трансформаторные подстанции.

Во всех остальных случаях предусматривают комплектные трансформаторные подстанции.

6.1.2 Технико-экономические аспекты мероприятий по развитию или оптимизации существующей электрической сети

6.1.2.1 Строительство новых трансформаторных подстанций и(или) линий электропередачи с полным или частичным переводом на них нетяговых потребителей, ранее подключённых к другим трансформаторным подстанциям и(или) линиям электропередачи, наиболее эффективно в условиях крупных железнодорожных станций и узлов, имеющих развитые электрические сети, сформировавшиеся в течение нескольких десятилетий.

Для железнодорожных станций и узлов характерны:

- изменения специализации образующих узел станций или их отдельных парков в зависимости от изменения объёма и структуры грузо- и пассажиропотока, электрификации прилегающих к узлу участков, переноса пунктов оборота локомотивов;

- строительство новых, закрытие или перепрофилирование действующих заводов, промышленных баз, депо, сортировочных горок;

- перевод на электрическое отопление служебных зданий;

- изменения в нормативных требованиях к освещённости, изменения конструкции устройств наружного освещения и перевод их на новую элементную базу.

Все эти факторы приводят к изменению характера и мест расположения электрических нагрузок, в результате чего мощность или расположение трансформаторных подстанций, выбранные по первоначальным проектам, становятся не удовлетворяющими условиям надёжности или экономической эффективности и, следовательно, возникает необходимость в изменении конфигурации электрической сети.

6.1.2.2 Сооружение резервирующих линий электропередачи наиболее эффективно в условиях, когда невозможно обеспечить требуемую надёжность

электроснабжения:

- на участках железных дорог, ранее не оборудованных линиями электропередачи вообще, или оборудованных одной линией электропередачи, при наличии потребителей I или II категорий надёжности вне станций;

- железнодорожных узлов и крупных станций с недостаточно развитыми электрическими сетями.

Следует учитывать, что альтернативой резервирующим линиям электропередачи, в особенности для потребителей электроэнергии небольшой мощности, являются источники электроэнергии возобновляемого характера, а также устройства аккумуляторного резерва.

6.1.2.3 Полный или частичный перевод электрических сетей железных дорог, ранее непосредственно подключенных к электрическим сетям территориальных сетевых и(или) иных энергоснабжающих организаций, на питание через тяговые подстанции эффективен в условиях железнодорожных станций и узлов, имеющих развитые электрические сети, сформировавшиеся в течение нескольких десятилетий, при электрификации одного или нескольких прилегающих к этим станциям или узлам участков железных дорог, когда возникает необходимость в сооружении тяговой подстанции.

Полный или частичный перевод электрических сетей железных дорог, ранее непосредственно подключённых к электрическим сетям территориальных сетевых и(или) иных энергоснабжающих организаций, на питание через трансформаторные подстанции, подключённые к линиям электропередачи продольного электроснабжения, эффективен на участках железных дорог, ранее не оборудованных линией электропередачи продольного электроснабжения.

6.1.2.4 Демонтаж избыточного количества трансформаторных подстанций и(или) линий электропередачи эффективен в условиях железнодорожных станций и узлов, а также участков железных дорог при прогнозируемом на длительную перспективу сокращении объёма перевозок, изменении специализации и других обстоятельствах, влекущих сокращение объёма потребляемой нетяговыми потребителями электроэнергии и отсутствии повышенных требований к надёжности электроснабжения.

6.1.2.5 Сокращение протяжённости линий электропередачи напряжением до 1 кВ эффективно в условиях, аналогичным изложенным в 6.1.2.1, и рассматривается как мероприятие, дополнительное по отношению к сооружению новых трансформаторных подстанций и(или) линий электропередачи с полным или частичным переводом на них нетяговых потребителей.

6.1.3Требования к высшему напряжению трансформаторных подстанций

6.1.3.1 Для нового строительства трансформаторных подстанций высшее напряжение выбирают по условию минимизации капитальных затрат на сооружение подстанции и затрат на оплату технологического присоединения к сетям

территориальных сетевых и(или) иных энергоснабжающих организаций.

6.1.3.2 На реконструируемых трансформаторных подстанциях сохраняют, как правило, значение высшего напряжения, существовавшее до начала реконструкции. Исключения из этого правила составляют случаи, когда реконструкция трансформаторной подстанции:

- выполняется одновременно с реконструкцией прилегающей электрической сети с переводом её на более высокое напряжение;
- требует значительного увеличения мощности, когда сохранение значения высшего напряжения, существовавшего до начала реконструкции, приводит к неоправданному росту потерь электроэнергии.

6.1.4 Требования к надёжности электроснабжения

6.1.4.1 При строительстве каждой трансформаторной подстанции, являющейся одновременно основным и резервным источником электроэнергии для потребителей с электроприемниками I или II категорий надёжности, следует подключать к электрическим сетям территориальных сетевых и(или) иных энергоснабжающих организаций, или к другим трансформаторным подстанциям железных дорог, или к линиям электропередачи не менее, чем по двум цепям, таким образом, чтобы обеспечивалась взаимная независимость этих цепей.

6.1.4.2 При новом строительстве трансформаторных подстанций, не удовлетворяющих указанным в 6.1.4.1 условиям, их рекомендуется подключать к электрическим сетям территориальных сетевых и(или) иных энергоснабжающих организаций, или к другим трансформаторным подстанциям железных дорог, или к линиям электропередачи по двум цепям, таким образом, чтобы обеспечивалась взаимная независимость этих цепей.

Исключением из этого являются трансформаторные подстанции с одним силовым трансформатором, подключаемые к ответвлению от линии электропередачи автоблокировки или линии электропередачи продольного электроснабжения. Каждую такую подстанцию следует подключать по одной цепи.

6.1.4.3 На реконструируемых трансформаторных подстанциях сохраняют, как правило, схему подключения к электрическим сетям территориальных сетевых и(или) иных энергоснабжающих организаций, или к другим трансформаторным подстанциям железных дорог, или к линиям электропередачи, существовавшую до начала реконструкции. Исключения из этого правила составляют случаи, когда реконструкция тяговой подстанции организована вследствие повышения требований к надёжности подключённых к ней потребителей. В этом случае применяют схему, аналогичную изложенной в 6.1.4.1.

6.2 Требования к расположению трансформаторных подстанций и площадкам для их строительства

6.2.1 При выборе мест расположения трансформаторных подстанций руководствуются интересами:

- обеспечения требуемой надёжности электроснабжения;
- достижения оптимального соотношения между:

1) капитальными затратами на сооружение подстанций и электрической сети;

2) расходами, вызванными потерями энергии в электрической сети.

6.2.2 При выборе площадки для строительства трансформаторной подстанции с высшим напряжением 35 кВ и более (далее – площадки) следует учитывать следующие требования:

- площадкуследует по возможности располагать вблизи центра электрических нагрузок и в местах, обеспечивающих удобный заход всех проектируемых линий электропередачи, а также питающих и отсасывающих линий;
- следует обеспечить возможность строительства автомобильной дороги, а для трансформаторных подстанций, указанных в 6.3.3.1, еще и подъездного железнодорожного пути;
- расстояние от внешней границы площадки до территорий жилой застройки следуетвыбирать в соответствии с установленными санитарными нормами;
- следует обеспечить возможность подключения с минимальными затратами к существующим сетям водопровода, канализации и теплоснабжения (только для трансформаторных подстанций, на которых применяют способы оперативного обслуживания, указанные в 6.5.1, перечисления в) и г));
- следует по возможности быть обеспечена возможность совмещения строительной площадки подстанции со строительными площадками других объектов, в частности, дежурного пункта контактной сети;
- следует соблюдать требования к минимально допустимым расстояниям между внешними границами площадки и инженерными коммуникациями;
- площадку, кроме того, следует располагать:

1) вне зон природных и техногенных загрязнений;

2) вне зон активного карста, оползней, оседания или обрушения поверхности под влиянием горных разработок, селевых потоков и снежных лавин, угрожающие работоспособности подстанции;

3) вне зон, подлежащих промышленной разработке (торфяники и др.), а также вне радиационно-зараженных мест;

4) на незатопляемых местах и, как правило, на местах с уровнем грунтовых вод ниже заложения фундаментов и инженерных коммуникаций;

5) на территориях, не подверженных размывам в результате русловых процессов при расположении площадок у рек или водоемов, а также, как правило, вне мест с потоками дождевых и других вод, а также выше отметок складов с нефтепродуктами и другими горючими жидкостями.

6) на площадках, рельеф которых, как правило, не требует производства трудоемких и дорогостоящих планировочных работ;

7) на грунтах, не требующих устройства дорогостоящих оснований и фундаментов под здания и сооружения;

8) на территориях, на которых отсутствуют строения или коммуникации, подлежащие сносу или переносу в связи с сооружением подстанции.

В исключительных случаях с разрешения владельца инфраструктуры допускается сооружение трансформаторной подстанции с высшим напряжением 35 кВ и выше на площадках с грунтами I или II категории по сейсмическим свойствам, на торфах или свалках. При этом следует предусмотреть дополнительные мероприятия по обеспечению устойчивого функционирования трансформаторной подстанции.

6.2.3 Для трансформаторной подстанции с высшим напряжением ниже 35 кВ требования 6.2.2 являются рекомендуемыми.

6.3 Требования к территории и строительной части трансформаторных подстанций

6.3.1 Требования к территории трансформаторных подстанций

6.3.1.1 Территория трансформаторной подстанции следует планировать с обеспечением отвода атмосферных, паводковых, талых вод и селей и устройством, в необходимых случаях, специальных водостоков.

При расположении трансформаторной подстанции на косогоре допускается размещение отдельных зданий и распределительных устройств подстанции на разных уровнях (террасами) с разностью высот смежных террас, как правило, не более 1,5 м.

6.3.1.2 При расположении трансформаторной подстанции на сильнозаносимых участках, где количество снега, приносимого за зиму, составляет более 4 $м^3$ на 1 м пути, открытые участки территории подстанции следуетоборудовать защитой от снежных заносов.

6.3.1.3 Требования к инженерно-технической укреплённости трансформаторной подстанций – в соответствии с [15] для класса защиты 3.

6.3.1.4 Силовые и контрольные кабели по территории трансформаторной подстанции прокладывают:

- в грунте при количестве параллельно прокладываемых на данном участке кабелей до 7 включительно;
- в наземных лотках при количестве параллельно прокладываемых на данном участке кабелей свыше 7.

Лотки, предназначенные для прокладки кабелей, устанавливают на железобетонные прокладки, укладываемые на щебеночное основание.

6.3.1.5 На территории трансформаторной подстанции предусматривают:

- проезды для автотранспорта шириной не менее 3,5 м с щебеночным покрытием толщиной не менее 150 мм на песчаной подушке толщиной не менее 150 мм;
- пешеходные дорожки для прохода между всеми распределительными устройствами и открыто расположенным оборудованием.

6.3.1.6 Территорию трансформаторной подстанции следует оборудовать электрическим освещением. Требования к уровню освещенности территории – по ГОСТ Р 54984. Для размещения светильников наружного освещения допускается использовать строительные конструкции при условии выполнения требований к минимально допустимым расстояниям до находящихся под напряжением токоведущих частей при техническом обслуживании светильников и замене ламп в них. Если возможность расположить светильники наружного освещения на строительных конструкциях отсутствует, то следует предусматри-

вать прожекторные мачты.

6.3.2 Требования к зданиям

6.3.2.1 При строительстве новых трансформаторных подстанций здания капитального типа предусматривают в следующих случаях:

- при необходимости размещения комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией в соответствии с 6.4.2.1, перечисление в);
- в случаях, указанных в 6.4.3.2, перечисление б);
- когда трансформаторная подстанция, в соответствии с 6.5, имеет постоянное дежурство персонала.

6.3.2.2 На реконструируемых трансформаторных подстанциях сооружение зданий капитального типа допускается в следующих случаях:

- если до реконструкции таких зданий на подстанции не было, но они необходимы для выполнения требований 6.3.2.1;
- если в результате предпроектного обследования обнаружено невыполнение условия, указанного в 6.4.3.2, перечисление а).

6.3.2.3 Объем и количество вновь строящихся зданий выбирают минимально возможными исходя из:

- необходимости размещения всего основного и вспомогательного оборудования;
- необходимости обеспечения необходимых изоляционных расстояний и проходов между оборудованием размерами в свету не менее установленных в 6.4.1.1;
- недопустимости образования опасных мест;
- необходимости выполнения требований настоящего свода правил.

6.3.2.4 На вновь строящихся трансформаторных подстанциях, расположенных вблизи водопропускных сооружений и вдоль водотоков в пределах разлива паводковых вод, отметку пола зданий подстанции следует назначать не ниже отметки головки рельса главного пути в этом месте.

6.3.2.5 Окна во вновь строящихся зданиях трансформаторных подстанций, как правило, не предусматривают. Исключения допускаются только для помещений, предназначенных для длительного пребывания дежурного персонала (когда подстанция, в соответствии с 6.5, имеет постоянное дежурство персонала). Окна и воздухозаборные отверстия следует оборудовать решетками. Для решеток на окнах помещений, предназначенных для длительного пребывания дежурного персонала, необходимо предусмотреть возможность открывания изнутри с помощью ключа.

При реконструкции действующих трансформаторных подстанций рекомендуется наглухо заделывать оконные проемы, кроме тех, которые расположены в помещениях, предназначенных для длительного пребывания дежурного персонала.

Входные наружные двери зданий трансформаторных подстанций и всех закрытых распределительных устройств следуетвыполнять металлическими, открывающимися наружу и оборудованными:

- врезными замками, открывающимися изнутри без ключа;
- приспособлением для фиксации створок дверей в открытом положении.

6.3.2.6 Здания трансформаторных подстанций следует выполнять без внутреннего противопожарного водопровода.

При расстоянии от внешней границы территории трансформаторной подстанции до систем централизованного водоснабжения до 500 м следует предусматривать наружное пожаротушение зданий, сооружений и оборудования подстанций с трансформаторами единичной мощностью 63 МВ·А и более из этих систем или из емкостей (резервуаров, водоемов), пополняющихся из водопровода. Расчетный пожарный расход воды принимают наибольший из необходимых для тушения пожара зданий подстанций или масляных трансформаторов.

В остальных случаях устройства наружного пожаротушения зданий, сооружений и оборудования подстанций допускается не предусматривать.

6.3.2.7 Отопление зданий и отдельных помещений трансформаторной подстанции выполняют таким образом, чтобы обеспечивалось соблюдение требований к воздуху рабочей зоны по ГОСТ 12.1.005. Кроме того, следует обеспечить возможность автоматического поддержания температуры воздуха рабочей зоны на уровне:

- в помещениях закрытых распределительных устройств – от 5 до 10 °С;
- в помещениях, предназначенных для длительного пребывания дежурного персонала – от 18 до 22 °С;
- в помещениях, в которых расположены аккумуляторные батареи – не ниже температуры, установленной изготовителем аккумуляторов, а при отсутствии указаний изготовителя аккумуляторов – не ниже 10 °С.

В помещениях закрытых распределительных устройств следует, кроме того, предусмотреть возможность доведения температуры воздуха рабочей зоны на время ремонтных работ до 17 °С.

6.3.2.8 В зданиях трансформаторных подстанций, имеющих постоянное дежурство персонала, если расстояние от внешней границы территории подстанции до сетей водопровода и канализации составляет не более 300 м, следует предусмотреть умывальник и туалет.

В остальных случаях следует предусмотреть умывальник с приносной водой и биотуалет.

6.3.2.9 Помещения подстанций следует оборудовать рабочим и аварийным электрическим освещением. Требования к уровню освещенности помещений – по ГОСТ Р 54984. В помещениях распределительных устройств светильники следует размещать таким образом, чтобы при техническом обслуживании

светильников и замене ламп в них обеспечивалось выполнение требований к минимально допустимым расстояниям до находящихся под напряжением токоведущих частей.

6.3.3 Требования к железнодорожным подъездным путям трансформаторных подстанций

6.3.3.1 Если на строящейся трансформаторной подстанции предполагается размещение силовых трансформаторов массой 60 т и более, то железнодорожный подъездной путь подстанции следуетвыполнять с примыканием к путям станции. У входа на территорию подстанции железнодорожный подъездной путь трансформаторной подстанции следует разветвлять на два параллельных тупиковых пути. В остальных случаях допускается примыкание железнодорожного подъездного пути подстанции к путям станции под произвольным углом без стрелочного перевода. Разность отметок уровня головки рельса между путями станции или перегона и подъездного пути подстанции в этом случае не следует приниматьболее 2 м.

6.3.3.2 При реконструкции действующих трансформаторных подстанций следует, как правило, сохранять существующий железнодорожный подъездной путь. Исключения допускаются при наличии обоснования и по согласованию с владельцем инфраструктуры.

6.3.4 Требования к фундаментам силовых трансформаторов

6.3.4.1 Для установки силовых трансформаторов с высшим напряжением от 35 до 220 кВ предусматривают фундаменты без кареток (катков) и рельсов.

6.3.5 Требования к масляному хозяйству

6.3.5.1 На трансформаторных подстанциях с маслонаполненным оборудованием, не имеющих железнодорожного подъездного пути, примыкающего к путям станции или перегона, предусматривают:

- металлические резервуары для хранения трансформаторного масла – один для чистого масла емкостью 100 % объема наибольшего трансформатора, второй – емкостью 5 $м^3$ для слива масла;
- переносные насосы для перекачки масла и щитки для их подключения.

На всех остальных трансформаторных подстанциях масляное хозяйство не предусматривают.

6.3.5.2 На всех трансформаторных подстанциях для каждой единицы маслонаполненного оборудования с массой масла 1 т и более следует предусмотреть систему стока масла, не допускающая растекания масла и проникновения его в почву, в соответствии с приложением А.

6.3.5.3 Если в ходе реконструкции трансформаторной подстанции с

высшим напряжением до 10 кВ не предполагается сохранение маслонаполненного оборудования, то указанные в 6.3.5.1 и 6.3.5.2 сооружения и системы не предусматривают, а сооруженные ранее следует демонтировать.

6.4 Требования к компоновке и конструктивному исполнению распределительных устройств

6.4.1 Общие требования

6.4.1.1 Компоновка и конструктивное исполнение распределительных устройств трансформаторных подстанций следует выполнять таким образом, чтобы:

- при нормальных условиях работы электроустановки возникающие усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т.п.), не приводили к повреждению оборудования или возникновению короткого замыкания, а также не причиняли вреда обслуживающему персоналу;
- обеспечивалась возможность удобной транспортировки оборудования;
- при снятии рабочего напряжении с какого-либо присоединения (какой-либо цепи) обеспечивалась возможность безопасного выполнения осмотров, замены и ремонтов относящихся к этому присоединению (цепи) аппаратов, токоведущих частей и конструкций без нарушения нормальной работы соседних присоединений;
- расстояния между токоведущими частями разных фаз и между токоведущими и заземленными частями составляли не менее установленных правилами [8];
- ширина проходов между оборудованием составляла не менее установленных правилами [8].

6.4.1.2 Распределительные устройства всех видов конструктивного исполнения следует оборудовать оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электроустановках (сокращенно - оперативной блокировкой) в соответствии с ГОСТ 12.2.007.4, а также иными видами оперативной блокировки, препятствующими выполнению операций одними коммутационными аппаратами при определенных положениях других коммутационных аппаратов.

6.4.1.3 Для соединения выводов обмоток силовых трансформаторов с соответствующими шкафами распределительных устройств рекомендуется применять при напряжении:

- до 1 кВ – открытыешинопроводы;
- свыше 1 кВ – кабельные линии.

При реконструкции действующих подстанций допускается сохранять открытые шинопроводы напряжением свыше 1 кВ, если это не приводит к об-

разованию новых или сохранению ранее существовавших опасных мест.

6.4.1.4 Распределительные устройства напряжением свыше 1 кВследует оборудовать стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими заземление аппаратов и ошиновки.

6.4.1.5 При строительстве распределительных устройств напряжением свыше 1 кВ применяют, как правило, комплектные шкафы заводского изготовления по ГОСТ 14693. Исключения допускаются для тех элементов и оборудования распределительных устройств, для которых комплектные шкафы не выпускаются промышленностью. При напряжении до 1 кВ используют устройства комплектные распределения и управления по ГОСТ Р 51321.1.

6.4.2 Требования к компоновке и конструктивному исполнению распределительных устройств напряжением 110 и 220 кВ

6.4.2.1 При новом строительстве трансформаторных подстанций допускается применение следующих вариантов конструктивного исполнения распределительных устройств напряжением 110 и 220 кВ:

а) отдельные элементы оборудования – элегазовые выключатели и измерительные трансформаторы с полимерной либо фарфоровой внешней и элегазовой внутренней изоляцией, а также другие современные конструкции;

б) комбинированные устройства, представляющие собой выключатель, разъединитель, заземляющие ножи, трансформаторы тока и напряжения, заключенные в общую оболочку, заполненную элегазом, или находящиеся в вакууме, а также другие современный устройства;

в) комплектные распределительные устройства с элегазовойили вакуумной изоляцией, другие современные конструкции.

6.4.2.2 Вариант, указанный в 6.4.2.1, перечисление а), является основным. Его применяют при отсутствии ограничений на площадь, занимаемую распределительным устройством.

Вариант, указанный в 6.4.2.1, перечисление б), применяют с разрешения владельца инфраструктуры в стесненных или геологически сложных условиях, когда высокая стоимость устройства компенсируется сокращением расходов на отвод или подготовку площадки для сооружения подстанции.

Вариант, указанный в 6.4.2.1, перечисление в), применяют в исключительных случаях с разрешения владельца инфраструктуры при сооружении трансформаторных подстанций в границах перспективного развития крупных городов, заповедников, национальных парков. Технико-экономическая эффективность применения данного варианта на стадии проектирования подлежит обоснованию в сравнении с вариантом, указанным в 6.4.2.1, перечисление б).

6.4.2.3 При реконструкции действующих трансформаторных подстанций следует, как правило, применять вариант, указанный в 6.4.2.1, перечисление а). Исключения допускаются при наличии обоснования и по согласованию с вла-

дельцем инфраструктуры. При этом предпочтение следует отдавать комплектному исполнению распределительных устройств.

6.4.2.4 Сборные и соединительные шины распределительных устройств напряжением 110 и 220 кВ следует, как правило, выполнять жесткими из труб из алюминия или сплавов на его основе. Исключения допускаются:

- при реконструкции действующих трансформаторных подстанций, где полностью или частично допускается сохранять гибкую ошиновку;
- на трансформаторных подстанциях, расположенных вблизи морских побережий, соленых озер, химических предприятий и т. п. местах, где следует применять гибкую ошиновку, выполненную специальными защищенными от коррозии алюминиевыми или сталеалюминевыми проводами в соответствии с установленной ГОСТ 839 областью применения этих проводов.

6.4.2.5 Для подвески гибкой и крепления жесткой ошиновки следует применять стеклянные или полимерные изоляторы.

6.4.2.6 Ответвления от проводов и шин, а также присоединения их к аппаратным зажимам следует, как правило, производить опрессовкой, в том числе методом взрыва, или сваркой. Исключения допускаются только для ответвлений к разрядникам, ограничителям перенапряжений, конденсаторам связи и трансформаторам напряжения, а также для мест соединения ошиновки с выводами аппаратов, которые допускается выполнять болтовыми.

Механический расчет ошиновки для определения максимальных усилий в ошиновке, стрел провеса и отклонений выполняют в соответствии с правилами [8].

6.4.2.7 Как при новом строительстве, так и при реконструкции трансформаторных подстанций следует применять:

- разъединители по ГОСТ Р 52726;
- вводы силовых трансформаторов, коммутационных аппаратов и комплектных распределительных устройств с твердой изоляцией;
- выключатели по ГОСТ Р 52565 с пружинным приводом;
- трансформаторы напряжения в антирезонансном исполнении по ГОСТ 1983.

6.4.2.8 Применение отдельно стоящих трансформаторов тока допускается только в тех случаях, когда для целей измерения или обеспечения работоспособности защит нет возможности использовать трансформаторы тока, встроенные в силовые трансформаторы или выключатели.

В случаях, когда необходимо измерение тока и напряжения в одной и той же цепи, применяют комбинированные устройства, содержащие трансформаторы тока и напряжения в одном корпусе.

6.4.2.9 При компоновке распределительных устройств, выполненных по вариантам, указанным в 6.4.2.1, перечисления а) и б), следует обеспечивать возможность проведения технического обслуживания и ремонта выключателей

и измерительных трансформаторов с применением автокранов, гидроподъемников или телескопических вышек преимущественно без снятия напряжения с соседних присоединений, а также возможность подъезда к оборудованию передвижных лабораторий.

6.4.3 Требования к компоновке и конструктивному исполнению распределительных устройств напряжением свыше 1 до 35 кВ

6.4.3.1 При новом строительстве трансформаторных подстанций применяют следующие варианты конструктивного исполнения распределительных устройств напряжением свыше 1 до 35 кВ:

а) комплектные распределительные устройства с воздушной изоляцией, размещаемые в зданиях капитального типа;

б) комплектные распределительные устройства с воздушной изоляцией, размещаемые в мобильных зданиях.

6.4.3.2 Вариант, указанный в 6.4.3.1 , перечисление а), следует применять в следующих случаях:

а) при реконструкции действующих трансформаторных подстанций с капитальным зданием, если состояние этого здания позволяет разместить в нем все оборудование без значительных затрат на восстановление элементов здания и его перепланировку;

б) при строительстве новых трансформаторных подстанций в холодном макроклиматическом районе по ГОСТ 16350, а также независимо от климата в границах перспективного развития крупных городов, в черте заповедников и национальных парков.

Вариант, указанный в 6.4.3.1, перечисление б), следует применять во всех остальных случаях.

6.4.3.3 При новом строительстве и при реконструкции подстанций в составе конструкции комплектных распределительных устройств, указанных в 6.4.3.1, следует применять комплектные шкафы заводского исполнения с медными сборными и соединительными шинами, не требующие при техническом обслуживании и ремонте двустороннего подхода, с выкатными и(или) подъемно-опускными элементами, на которых расположены выключатели и измерительные трансформаторы.

6.4.3.4 Площадь помещения, в котором расположено распределительное устройство, следуетвыбирать достаточной для хранения одного запасного выкатного и(или) подъемно-опускного элемента с выключателем вне зависимости от количества присоединений.

6.4.3.5 При новом строительстве и при реконструкции трансформаторных подстанций следует применять:

- вакуумные выключатели переменного тока без масляной изоляции по ГОСТ Р 52565:

1) напряжением 15 кВ и выше – с пружинным приводом;

2) напряжением до 10 кВ включительно – либо с электромагнитным приводом, потребляющим при подготовке к включению и включении выключателя мощность не более 90 Вт или 120 В·А, либо с пружинным приводом;

- трансформаторы тока с литой изоляцией;

- трансформаторы напряжения в антирезонансном исполнении по ГОСТ 1983 с литой изоляцией.

6.4.4 Требования к компоновке и конструктивному исполнению распределительных устройств напряжением до 1 кВ

6.4.4.1 Электроустановки трансформаторных подстанций для электроснабжения нетяговых потребителей напряжением до 1 кВследует выбирать с учетом требований ГОСТ Р 50571.24.

6.4.4.2 При новом строительстве и при реконструкции трансформаторных подстанций требования к компоновке и конструктивному исполнению распределительных устройств собственных нужд – в соответствии с требованиями владельца инфраструктуры.

6.4.4.3 При строительстве трансформаторных подстанций с высшим напряжением 110 кВ и выше не следует предусматривать распределительные устройства напряжением до 1 кВ переменного тока, не относящиеся к электроснабжению собственных нужд подстанции. На реконструируемых трансформаторных подстанциях с высшим напряжением 110 кВ и выше, имевших до реконструкции распределительные устройства напряжением до 1 кВ переменного тока, не относящиеся к электроснабжению собственных нужд подстанции, последние подлежат демонтажу с переводом нагрузок на трансформаторные подстанции с высшим напряжением до 35 кВ.

6.4.5 Требования к силовым трансформаторам

6.4.5.1 При новом строительстве и при реконструкции трансформаторных подстанций следует, как правило, применять силовые трансформаторы или автотрансформаторы по ГОСТ 11677 или ГОСТ Р 52719:

- с высшим напряжением 110 и 220 кВ – масляные с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой;

- с высшим напряжением от 15 до 35 кВ – масляные с устройствами переключения ответвлений без возбуждения;

- с высшим напряжением до 10 кВ включительно – сухие с устройствами переключения ответвлений без возбуждения.

Исключения допускаются по согласованию с владельцем инфраструктуры.

Примечание – в тексте настоящего пункта по отношению к силовым трансформаторам и автотрансформаторам, если не требуется специального раз-

деления, применяется термин «трансформатор».

6.4.5.2 Обмотки напряжением 110 кВ силовых трансформаторов следует оборудовать разъединителем для заземления нейтрали. Выводы нейтрали обмоток напряжением 220 кВ силовых трансформаторов следует заземлять наглухо.

6.4.5.3 Требования к размещению силовых трансформаторов – в соответствии с правилами [10].

6.4.5.4 Резервирующие друг друга силовые трансформаторы следует принимать с таким соотношением параметров, которое допускает возможность параллельной работы этих трансформаторов:

- первичные и вторичные напряжения соответственно одинаковые;
- группы соединений обмоток одинаковы, а соотношение между их номинальными мощностями не превышает 1:3;
- коэффициенты трансформации различаются не более чем на ± 0,5 %;
- напряжения короткого замыкания различаются не более чем на ± 10 % среднего арифметического значения;
- произведена фазировка трансформаторов.

6.4.5.5 Схему и группу соединений обмоток трансформаторов мощностью до 160 кВ·А следует выбирать с учетом несимметрии его нагрузок по фазам.

6.5 Требования к способам оперативного обслуживания трансформаторных подстанций

6.5.1 Способ оперативного обслуживания для каждой трансформаторной подстанции выбирают из числа следующих:

а) без дежурного персонала;

б) с дежурством на дому;

в) с постоянным дежурством на подстанции персонала в одно лицо и правом отдыха в специально оборудованной комнате;

г) с постоянным дежурством на подстанции персонала в одно лицо.

6.5.2 Способы оперативного обслуживания, указанные в 6.5.1, перечисления в) и г), применяют на трансформаторных подстанциях с высшим напряжением 110 и выше, относящихся по схеме внешнего электроснабжения к опорным.

На всех остальных трансформаторных подстанциях применяют способы оперативного обслуживания, указанные в 6.5.1, перечисления а) и б).

6.6 Требования к заземлению и защите от перенапряжений

6.6.1 Основные требования к заземлению

6.6.1.1 Заземляющие устройства вновь сооружаемых и реконструируемых трансформаторных подстанций выполняют с соблюдением требований ГОСТ Р 50571.5.54, правил [8] и инструкции [5].

6.6.2 Требования к защите от перенапряжений

6.6.2.1 Для защиты распределительных устройств и оборудования от перенапряжений следует применять ограничители перенапряжений по ГОСТ Р 52725.

6.6.2.2 Требования к месту размещения ограничителей перенапряжений – в соответствии с правилами [8].

6.7 Требования к количеству силовых трансформаторов

6.7.1 При выборе количества и мощности силовых трансформаторов следует соблюдать следующие общие требования:

- количество трансформаций электроэнергии следуетпринимать минимально возможным;
- не следует применять трех- и четырехобмоточные трансформаторы в тех случаях, когда их третья (четвертая) обмотка не будет использоваться.

6.7.2 В отдельных случаях, обусловленных наличием отходящих от трансформаторной подстанции линий электропередачи различных напряжений или специализированных для питания технических средств железнодорожной автоматики и телемеханики, соотношением между мощностью на тягу поездов и питаниемнетяговых потребителей и другими обстоятельствами, по согласованию с владельцем инфраструктуры допускается увеличивать количество силовых трансформаторов по отношению к установленному настоящим сводом правил.

6.7.3 На действующих подстанциях при их реконструкции количество (мощность) отдельных силовых трансформаторов, если они превышают требуемые по настоящему своду правил количество (мощность), допускается по согласованию с владельцем инфраструктуры оставлять на прежнем уровне.

6.7.4 На трансформаторных подстанциях, которые являются одновременно основным и резервным источником питания для нетяговых потребителей с электроприемниками I или II категории надежности, следует предусматривать два трансформатора, мощность каждого является достаточной для обеспечения питания всех нагрузок данной подстанции.

6.7.5 На трансформаторных подстанциях, не удовлетворяющих указанным в 6.7.4 условиям, следует предусматривать один трансформатор.

6.8 Требования к схемотехническим решениям распределительных устройств

6.8.1 Общие требования к схемотехническим решениям распределительных устройств

6.8.1.1 Схемы распределительных устройств выбирают в зависимости от количества силовых трансформаторов с обмотками соответствующего напряжения и количества присоединений. Кроме того, в обоснованных случаях и по согласованию с владельцем инфраструктуры в схеме распределительного устройства следует учитывать возможность его поэтапного развития.

6.8.1.2 Разъединители в распределительных устройствах напряжением выше 1 кВ применяют в следующих случаях:

а) с обеих сторон от выключателей (за исключением распределительных устройств напряжением до 35 кВ включительно, в которых выключатели размещены на выкатных и(или) подъемно-опускных элементах) следующих присоединений:

1) выключателей отходящих линий электропередачи;

2) секционных и шиносоединительных выключателей;

3) выключателей силовых трансформаторов с числом обмоток 3 и более;

б) между сборными шинами и выключателями присоединений двухобмоточных силовых трансформаторов, в т. ч. трансформаторов собственных нужд (за исключением распределительных устройств, в которых выключатели размещены на выкатных и(или) подъемно-опускных элементах);

в) для секционирования сборных шин распределительных устройств (кроме исключений, указанных в перечислениях а) и б));

г) между сборными шинами и предохранителями трансформаторов напряжения в распределительных устройствах напряжением до 35 кВ за исключением следующих случаев:

1) когда трансформаторы напряжения подключены к линиям электропередачи;

2) когда трансформаторы напряжения размещены на выкатных и(или) подъемно-опускных элементах комплектных распределительных устройств;

д) между сборными шинами и выводами обмоток трансформаторов напряжения в распределительных устройствах напряжением 110 и 220 кВ (за исключением случаев, когда трансформаторы напряжения подключены к линиям электропередачи);

е) в случаях, когда необходимо образование развилок из разъединителей в цепях, полностью или частично резервирующих друг друга.

6.8.1.3 В распределительных устройствах напряжением до 1 кВследуетпредусматривать в каждой из своих цепей коммутационные аппараты, позволяющие обеспечить видимый разрыв при отключении основного

оборудования данного присоединения (обмотки силового или измерительного трансформатора, выключателя, предохранителя, преобразователя) от сборных шин и(или) отходящих линий. Исключения допускаются для тех присоединений, где имеются предохранители и видимый разрыв обеспечивается их снятием.

6.8.1.4 Применяют следующие варианты секционирования сборных шин распределительных устройствнапряжением выше 1 кВ:

а) секционирование на две секции выключателем – для распределительных устройств, получающих электроэнергию не менее, чем от двух силовых трансформаторов и имеющих присоединения трансформаторов собственных нужд либо взаиморезервирующих отходящих линий электропередачи;

б) секционирование на две секции двумя последовательно включенными разъединителями или одной перемычкой, размещаемой на выкатном и(или) подъемно-опускном элементе – для распределительных устройств, не удовлетворяющих установленным в перечислении а) условиям;

в) без секционирования – для распределительных устройств, не удовлетворяющих условиям, установленным в перечислениях а) и б).

6.8.1.5 В каждой из отходящих от трансформаторной подстанции линий электропередачи следует предусматривать, как правило, линейный разъединитель, расположенный следующим образом:

а) для линий электропередачи, имеющих кабельную вставку на выходе из распределительного устройства – на опоре в месте перехода кабельного участка в воздушный;

б) для линий электропередачи, не имеющих кабельных вставок напряжением до 15 кВ включительно – на концевой опоре линии электропередачи;

в) для линий электропередачи, не имеющих кабельных вставок напряжением выше 15 кВ – на концевой опоре либо на общей или самостоятельной конструкции.

Исключением являются линии электропередачи, выполненные кабелем по всей своей длине, на которых линейный разъединитель не предусматривают.

6.8.1.6 На трансформаторных подстанциях двигательным приводом необходимо оборудовать следующие разъединители:

- линейные отходящих линий электропередачи, предназначенных для основного или резервного электроснабжения технических средств железнодорожной автоматики и телемеханики, а также линий электропередачи напряжением 110 и 220 кВ;

- секционный разъединитель (при двух последовательно соединённых секционных разъединителях и отсутствии секционного выключателя – один из секционных разъединителей).

6.8.1.7 При реконструкции действующих трансформаторных подстанций

предусматривают демонтаж трансформаторов, распределительных устройств или их отдельных цепей или присоединений, а также иного оборудования, недействующего или являющегося избыточным по отношению к требованиям настоящего свода правил.

6.8.2 Дополнительные требования к схемотехническим решениям распределительных устройств напряжением свыше 1 кВ, специализированных для подключения линий электропередачи автоблокировки

6.8.2.1 Количество распределительных устройств напряжением свыше 1 кВ, специализированных для подключения линий электропередачи автоблокировки, на каждой трансформаторной подстанции следует выбирать таким образом, чтобы от одного распределительного устройства отходило не более двух линий электропередачи автоблокировки. При необходимости подключения к одной и той же трансформаторной подстанции трёх и более линий электропередачи автоблокировки следует предусматривать второе, и, при необходимости, третье распределительное устройство.

6.8.2.2 Сборные шины распределительных устройств напряжением свыше 1 кВ переменного тока, специализированных для подключения линий электропередачи автоблокировки, не секционируют.

6.8.2.3 Каждое из распределительных устройств напряжением свыше 1 кВ, специализированных для подключения линий электропередачи автоблокировки, подключают:

- на тяговых подстанциях − через разделительный повышающий трансформатор к шинам собственных нужд;
- на трансформаторных подстанциях (пунктах питания) – через разделительный трансформатор к шинам распределительного устройства.

6.9 Требования к сети собственных нужд, сети оперативного тока и кабельному хозяйству

6.9.1 При строительстве трансформаторных подстанций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми владельцем инфраструктуры, следует предусматривать одно- или трёхфазную сеть собственных нужд напряжением 0,4 кВ.

На подстанциях с выключателями напряжением свыше 1 кВ следует, кроме того, предусматривать сеть постоянного, выпрямленного или переменного оперативного тока напряжением 0,23 кВ.

6.9.2 Резервирующие друг друга силовые и контрольные кабели сети собственных нужд и сети оперативного тока следует прокладывать по разным трассам.

6.9.3 Требования к прокладке кабелей по территории трансформаторной подстанции – в соответствии с 6.3.1.4.

7 Правила строительства и реконструкции

7.1 При строительстве и реконструкции объектов электроснабжения нетяговых потребителей, кроме ЛЭП АБ, следует выполнять требования [16], а для ЛЭП АБ – требования [3]. Для ЛЭП, расположенных на опорах контактной сети, следует выполнять нормы [17].

7.2 Работы по строительству и реконструкции объектов электроснабжения нетяговых потребителей следует выполнять в соответствии с рабочим проектом.

7.3 Применяемые при строительстве и реконструкции объектов электроснабжения нетяговых потребителей устройства и материалы следуетвыбирать с установленным сроком службы в соответствии с действующими нормами.

7.4 Строительство и реконструкцию зданий, имеющих водоснабжение, осуществляют на основе строительных норм [18], внутренний водопровод и канализацию на основе строительных норм [19], наружные сети и канализацию на основе строительных норм [20], отопление, вентиляцию и кондиционирование на основе строительных норм [21].

7.5 Электромонтажные работы внутри зданий следует выполнять, в две стадии. В первой стадии внутри зданий и сооружений производят работы по монтажу опорных конструкций для установки электрооборудования и шинопроводов, для прокладки кабелей и проводов, и пластмассовых труб для электропроводок, прокладке проводов скрытой проводки до штукатурных и отделочных работ, а также работы по монтажу наружных кабельных сетей и сетей заземления. Работы первой стадии следует выполнять в зданиях и сооружениях по совмещенному графику одновременно с производством основных строительных работ, при этом следует принимать меры по защите установленных конструкций и проложенных труб от поломок и загрязнений.

Во второй стадии выполняют работы по монтажу электрооборудования, прокладке кабелей и проводов, шинопроводов и подключению кабелей и проводов к выводам электрооборудования. В электротехнических помещениях объектов работы второй стадии следует выполнять после завершения комплекса общестроительных и отделочных работ и по окончании работ по монтажу сантехнических устройств, а в других помещениях и зонах – после установки технологического оборудования, электродвигателей и других электроприемников, монтажа технологических, санитарно-технических трубопроводов и вентиляционных коробов.

На небольших объектах, удаленных от мест расположения электромонтажных организаций, работы следует производить выездными комплексными

бригадами с совмещением двух стадий их выполнения в одну.

Электрооборудование, изделия и материалы следует поставлять по согласованному с электромонтажной организацией графику, в котором предусматривается первоочередная поставка материалов и изделий, включенных в спецификации на блоки, подлежащие изготовлению на сборочно- комплектовочных предприятиях электромонтажных организаций.

Окончание монтажа и порядок ввода в эксплуатацию следует производить в соответствии с правилами [22, 23, 24].

На каждом объекте строительства в процессе монтажа объектов электроснабжения нетяговых потребителей следует вести специальные журналы производства электромонтажных работ, а при завершении работ электромонтажная организация обязана передать генеральному подрядчику документацию в соответствии с требованиями строительных норм [23]. Перечень актов и протоколов проверок и испытаний определяется строительными нормами [25].

7.6 Технический надзор за строительно-монтажными работами ЛЭП ПЭ, проверка их параметров, регулировка устройств и оборудования до приемки в эксплуатацию следует выполнять в соответствии с требованиями [23].

Приложение А

(обязательное)

Требования к системе стока масла

А.1 Систему стока масла следует выполнять состоящей из маслоприемников, маслоотводов и маслосборников.

А.2 Габариты маслоприемника следует выполнять выступающими за габариты трансформатора 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 следует принимать меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора на расстоянии менее 2 м.

А.3 Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м^2 в течение 30 мин;

А.4 Устройство маслоприемников и маслоотводовследует выполнять с исключениемперетока масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекания масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространения пожара, засорениямаслоотвода и забивки его снегом и льдом.

А.5 Маслоприемники под трансформаторы с объемом масла до 20 т включительно допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла следует выполнять заглубленной конструкции и закрытыми металлической решеткой, поверх которой следует насыпать 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. Уровень полного объема масла в маслоприемнике следуетподдерживать ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Следует предусматривать возможность удаления масла и воды из маслоприемника без отвода масла передвижными средствами. Рекомендуется также предусматривать простейшее устройство для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

А.6 Маслоприемники с отводом масла допускается выполнять 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 А.3.

Маслоприемники с отводом масла допускается выполнять:

- с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

- без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслонаполненного оборудования. Высоту бортовых ограждений следуетпринимать не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) следуетвыполнять с уклоном не менее 0,005 в сторону приямка и засыпать чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщину засыпки следуетпринимать не менее 0,25 м.

Верхний уровень гравия (щебня) следуетпринимать 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).

А.7 При установке маслонаполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным.

А.8 Маслоотводыобеспечивают отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды следует удалять не более чем за 0,25 ч. Маслоотводыдопускается выполнять в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков.

А.9 Маслосборники следует выполнять закрытого типа с вмещением полного объема масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники следует оборудовать сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждений маслоприемника и маслосборника следует защищать маслостойким покрытием.

Библиография

[1] приказ Министерства путей сообщения Российской Федерации от 11 марта 1991 г., № ЦЭ-4846 — Инструкция по категорийности электроприемников нетяговых потребителей железнодорожного транспорта

[2] приказ Минтранса России от 21 декабря 2010 г. № 286 — Правила технической эксплуатации железных дорог Российской Федерации

[3] приказ Министерства путей сообщения Российской Федерации от 14 марта 2002 г., № ЦЭ-881 — Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту устройств электроснабжения сигнализации, централизации, блокировки и связи на Федеральном железнодорожном транспорте

[4] приказ Министерства путей сообщения Российской Федерации от 11 декабря 2001 г., № ЦЭ-868 — Правила устройства и технической эксплуатации контактной сети электрифицированных железных дорог

[5] приказ Министерства путей сообщения Российской Федерации от 10 июня 1993 г., № ЦЭ-191 — Инструкция по заземлению устройств электроснабжения на электрифицированных железных дорогах

[6] постановление Правительства Российской Федерации от 24 февраля 2009 г. № 160 — Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон

[7] Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ — «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

[8] приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 8 июня 2002 г., № 204 и 20 мая 2003 г., № 187 — Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание

[9] приказ Министерства путей сообщения Российской Федерации от4 июня 1997 г., № ЦЭ-462 — Правила устройства системы тягового электроснабжения железных дорог Российской Федерации

[10] постановление Постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 21 августа 2007 г., № 60 — ГН 2.1.8/2.2.4.2262-07. Гигиенический норматив «Предельно допустимые уровни магнитных полей частотой 50 Гц в помещениях жилых, общественных зданий и на селитебных территориях»

[11] постановление Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 09 июня 2003 г., № 135 — СанПиН 2.1.8/2.2.4.1383-03. Гигиенические требования к размещению и эксплуатации передающих радиотехнических объектов

[12] приказ Государственного комитета Российской Федерации по делам строительства от 11 июня 1999 г., № 45 — СНиП 23-01-99. Строительные нормы и правила. Строительная климатология

[13] приказ Министерства регионального развития Российской Федерации (Минрегион России) от 27 декабря 2010 г. № 787 — СП 20.13330.2011. Нагрузки и воздействия

[14] приказ Министерства путей сообщения Российской Федерации от 26 апреля 2001 г., № ЦЭ-771у — Нормы проектирования контактной сети СТН ЦЭ 141-99

[15] приказ МВД России от 6 ноября 2002 г., Руководящий документ РД 78.36.003-2002. — Инженерно-техническая укрепленность. Технические средства охраны. Требования и нормы проектирования по защите объектов от преступных посягательств

[16] постановление Государственного комитета СССР по делам строительства от 11 декабря 1985 г., № 215 — СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства

[17] приказ Министерства путей сообщения Российской Федерации от 11.08.2000 г № М-2200у — СТН ЦЭ 12-00 Нормы по производству и приемке строительных и монтажных работ при электрификации железных дорог (устройства контактной сети)

[18] постановление Государственного комитета СССР по делам строительства от 27 июля 1984 г. № 123 — СНиП 2.04.02-84 Строительные нормы и правила. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения

[19] постановление Государственного комитета СССР по делам строительства от 4октября 1985 г. № 189 — СНиП 2.04.01-85 Строительные нормы и правила. Внутренний водопровод и канализация зданий

[20] постановление Государственного комитета СССР по делам строительства от 21 мая 1985 г. № 71 — СНиП 2.04.03.85 Строительные нормы и правила. Канализация. Наружные сети и сооружения

[21] постановление Госстроя России от 26.06.2003 №115 — СНиП 41-01-2003 Строительные нормы и правила. Отопление, вентиляция и кондиционирование

[22] постановление Правительства Российской Федерации от 15 июля 2010 г., № 525 — Технический регламент о безопасности инфраструктуры железнодорожного транспорта

[23] постановление Государственного строительного комитета СССР по делам строительства от 21 апреля 1987 года № 84 — СНиП 3.01.04-87 Строительные нормы и правила. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения

[24] приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 03.04.2002 г. — Методические указания по допуску в эксплуатацию новых и реконструированных электрических и тепловых энергоустановок

[25] постановление Государственного комитета СССР по делам строительства от 18 октября 1982 г. № 257 — СНиП 1.01.01-82* Строительные нормы и правила. Система нормативных документов в строительстве. Основные положения

gost.e-ecolog.ru