ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«РОССИЙСКИЕ СЕТИ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ПАО «РОССЕТИ»

СТО 34.01-21.1-001-2017

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4-110 кВ. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРОЕКТИРОВАНИЮ

Стандарт организации

Дата введения: 02.08.2017

ПАО «Россети»

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

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

Сведения о стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН

АО «Институт Энергосетьпроект» при участии ПАО «Россети» и ДЗО

2. ВНЕСЕН

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

3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

Распоряжением ПАО «Россети» от 02.08.2017 № 400р

4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

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

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

Содержание

Введение 1
1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины и определения 8
4 Обозначения и сокращения 14
5 Общие положения 19
6 Проектирование ВЛ до 1 кВ 21
6.1 Общие требования 21
6.2 Выбор трассы 21
6.3 Выбор опор 22
6.4 Выбор провода 24
6.5 Выбор арматуры, ЗУ, средств защиты от перенапряжений 24
6.6 Организация строительства ВЛИ 25
6.7 Организация эксплуатации 25
6.8 Реконструкция и техническое перевооружение ВЛ 26
7 Проектирование ВЛ 6 - 20 кВ и ВЛ 35, 110 (150) кВ 27
7.1 Общие требования 27
7.2 Выбор трассы ВЛ 32
7.3 Опоры и фундаменты 33
7.3.1 Опоры и фундаменты для ВЛ 6 - 20 кВ 33
7.3.2 Опоры и фундаменты ВЛ 35, 110 (150) кВ 35
7.4 Провода и грозозащитные тросы 41
7.4.1 Провода для ВЛ 6 - 20 кВ 41
7.4.2 Провода и тросы для ВЛ 35, 110 (150) кВ 42
7.5 Изоляторы и линейная арматура 47
7.6 Защита от перенапряжений, заземление 49
7.7 ВОЛС по ВЛ (по необходимости) 51
7.8 Проект организации строительства 53
7.9 Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта 55
7.10 Мероприятия по охране окружающей среды 55
7.11 Организация эксплуатации 58
8 КЛ и КВЛ до 1 кВ, 6 - 20 кВ и 35, 110 (150) кВ 61
8.1 Общие требования к проектированию 61
8.2 Выбор трассы КЛ 62
8.3 Выбор конструкции кабеля 65
8.4 Выбор сечения токоведущей жилы 66
8.5 Выбор сечения и обустройство экранов кабелей однофазной конструкции 67
8.6 Способ прокладки 68
8.7 Соединительная и концевая арматура 72
8.8 Пункты транспозиции (при необходимости) 72
8.9 ВОЛС по КЛ (при необходимости) 74
8.10 Проект организации строительства 75
8.11 Мероприятия по охране окружающей среды 76
8.12 Требования к КВЛ 77
8.13 Система мониторинга и диагностики, индикаторы короткого замыкания (при необходимости) 78
9 Проектирование подстанций 6 - 20 кВ и 35, 110 (150) кВ 79
9.1 Общие требования к проектированию 79
9.2 Площадка для строительства подстанции 82
9.3 Схемы электрические распределительных устройств 84
9.4 Выбор основного электротехнического оборудования 85

9.5 Защита от перенапряжений, заземление, электромагнитная совместимость 89
9.5.1 Молниезащита оборудования, зданий и сооружений 89
9.5.2 Защита от грозовых перенапряжений 90
9.5.3 Защита от внутренних перенапряжений 91
9.5.4 Заземление 91
9.5.5 Режим заземления нейтрали трансформаторов 91
9.5.6 Электромагнитная совместимость 92
9.6 Собственные нужды, система оперативного тока, кабельное хозяйство, освещение 93
9.6.1 Собственные нужды 93
9.6.2 Система оперативного тока. Общие положения 96
9.6.3 Система оперативного переменного тока 96
9.6.4 Система оперативного постоянного тока 98
9.6.5 Кабельное хозяйство 104
9.6.6 Освещение 107
9.7 Организация управления коммутационными аппаратами 108
9.7.1 Общие положения 108
9.7.2 Оперативное управление коммутационными аппаратами 108
9.7.3 Основные технические требования к контроллерам и цепям управления 109
9.8 Оперативная блокировка неправильных действий при переключениях в электроустановках 110
9.8.1 Общие положения 110
9.8.2 Общие требования к устройствам оперативной блокировки 111
9.8.3 Принципы выполнения оперативной блокировки 111
9.8.4 Системы применяемых блокировок 112
9.8.5 Требования к цепям питания блокировки разъединителей 114
9.9 Релейная защита и сетевая автоматика 114
9.9.1 Общие принципы построения 115
9.9.2 ПС 35, 110 (150) кВ 119
9.9.3 Определение места повреждения линии 129
9.9.4 ТП 6 - 20/0,4 кВ 129
9.9.5 РП 6 - 20 кВ 129
9.10 Противоаварийная автоматика 130
9.11 Оперативно-технологическое управление оборудованием подстанций. АСУ ТП и устройства телемеханики 132
9.12 Средства связи 148
9.13 Компоновка и конструктивная часть 155
9.13.1 ПС 35, 110 (150) кВ 155
9.13.2 РУ 35, 110 (150) кВ 159
9.13.3 РУ с элегазовыми КРУ (КРУЭ) 161
9.13.4 Трансформаторные подстанции 6 - 20/0,4 кВ 162
9.13.5 Комплектные распределительные устройства 6 - 20 кВ 163
9.14. Генеральный план и транспорт 164
9.14.1 Застройка территории (горизонтальная планировка) 164
9.14.2 Вертикальная планировка 165
9.14.3 Автомобильные дороги 166
9.15 Системы инженерно-технического обеспечения ПС 168
9.15.1 Отопление, вентиляция и кондиционирование зданий ПС 168
9.15.2 Хозяйственно-питьевое водоснабжение и канализация 171
9.15.3 Техническое водоснабжение 172
9.15.4 Отвод масла 172
9.16 Ремонт, техническое и оперативное обслуживание 173
9.17 Безопасность и антитеррористическая защищенность объектов 174
9.18 Особые условия окружающей среды 178

9.19 Охрана окружающей среды ... 180
10 Учёт электроэнергии ... 182
10.1 Автоматизированные системы учёта электроэнергии ... 182
10.2 Приборы учета электроэнергии ... 184
10.3 Измерительные трансформаторы для учёта электроэнергии ... 186
10.4 Требования по надежности ... 187
10.5 Требования к метрологическому обеспечению ... 188
11 Требования к системе мониторинга и управления качеством электроэнергии ... 190
12 Пожарная безопасность ... 191
Приложение А (справочное) Разработка схем развития распределительных сетей 0,4 - 110 (150) кВ ... 193
А1 Общие принципы построения сетей до 1 кВ ... 193
А1.1 Разработка схем развития ... 193
А1.2 Построение сетей ... 194
А1.3 Надёжность электроснабжения потребителей ... 194
А1.4 Компенсация реактивной мощности ... 195
А1.5 Регулирование напряжения ... 196
А2 Общие принципы построения сетей 6 - 110 (150) кВ ... 197
А2.1 Разработка схем развития ... 197
А2.2 Выбор класса напряжения ... 198
А2.3 Построение схем и выбор параметров электрических сетей ... 199
А2.4 Требования к надежности электроснабжения потребителей ... 208
А2.5 Пропускная способность электрической сети ... 210
А2.6 Ограничение уровней токов короткого замыкания ... 211
А3 Регулирование напряжения и потоков реактивной мощности ... 211
А3.1 Виды и назначение мероприятий по нормализации параметров режима работы и качества электроэнергии ... 211
А3.2 Выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности ... 213
Приложение Б (справочное) Состав проектной документации ЛЭП ... 216
Приложение В (справочное) ЛЭП с применением УПСК ... 217
Приложение Г (справочное) Рекомендуемые области применения ВО ... 219
Приложение Д (справочное) Состав проектной документации ПС ... 222
Приложение Е (справочное) Рекомендуемые объёмы телеинформации ... 224
Библиография ... 228

Введение

Стандарт «Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 (150) кВ. Требования к технологическому проектированию» разработан на основе требования Положения ПАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе о необходимости разработки комплекса нормативно-технической документации (стандарты организации, регламенты, нормы и правила), определяющей приоритеты и правила применения технических решений в ходе эксплуатации объектов электросетевого хозяйства, реализации программ нового строительства, комплексного технического перевооружения и реконструкции объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети», а также при инновационном и перспективном развитии электросетевых компаний.

Разработка и введение единых технических требований к проектированию распределительных сетей обеспечат:

- повышение уровня надежности электросетевого комплекса;
- сохранение жизни и здоровья работников, а также обеспечение безопасных условий труда персонала;
- реализацию единой технической политики;
- совершенствование и развитие электросетевого комплекса;
- обновление нормативных документов отрасли.

1 Область применения

Настоящий Стандарт устанавливает основные требования к проектированию ВЛ, КЛ, КВЛ, ТП, РП, СП, ПС и распространяется на вновь сооружаемые, а также подлежащие техническому перевооружению и реконструкции объекты электросетевого хозяйства напряжением 0,4-110 (150) кВ.

Требования Стандарта являются обязательными при проектировании.

При проектировании объектов электросетевого хозяйства надлежит также руководствоваться нормативными и методическими документами, перечень которых приведён в разделе 2, и директивными документами по техническому перевооружению и реконструкции электрических сетей.

При проектировании объектов электросетевого хозяйства, помимо разделов по охране окружающей среды и пожарной безопасности, должен быть предусмотрен раздел «Охрана труда», предусматривающий требования к подстанциям в части организации работы обслуживающего персонала, обеспечивающего его безопасные и удобные условия труда (санитарно-гигиенические условия; организация и обеспечение отдыха и питания, хранения спецодежды, инвентаря, материалов и приспособлений; оснащение технологическим оборудованием, необходимым для выполнения работ; водоснабжение, канализация, система вентиляции и кондиционирования и т.п.), в соответствии с действующими государственными нормативными правовыми актами (Правила, нормы, СНиП, ГОСТ, СанПиН, СП и др.) и локальными нормативными актами ПАО «Россети» (ДЗО ПАО «Россети»), устанавливающими требования в области охраны труда и пожарной безопасности.

2 Нормативные ссылки

В настоящем Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 9.307-89 (ИСО 1461-89, СТ СЭВ 4663-84). Государственный стандарт Союза ССР. Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия цинковые горячие. Общие требования и методы контроля

ГОСТ Р 9.316-2006. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия термодиффузионные цинковые. Общие требования и методы контроля

ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением № 1)

ГОСТ 12.2.007.3-75 Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности (с Изменениями № 1-4)

ГОСТ 12.2.007.4-75 Шкафы комплектных распределительных устройств и комплектных трансформаторных подстанций, камеры сборные одностороннего обслуживания, ячейки герметизированных элегазовых распределительных устройств. Требования безопасности (с Изменениями № 1-6)

ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования

ГОСТ 12.2.091-2012 (МЭК 61010-1:2001) «Безопасность электрического оборудования для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 1. Общие требования»

ГОСТ 21.001-2013 Система проектной документации для строительства. Общие положения

ГОСТ 21.607-2014 Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации наружного электрического освещения

ГОСТ 26.005-82 Телемеханика. Термины и определения (с Изменением № 1)

ГОСТ 27.003-90 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем (с Изменением №1)

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ 721-77* (СТ СЭВ 779-77) Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В (ред. от 20.03.1989) (с Изменениями №1-3)

ГОСТ 839-80 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия (ред. от 01.06.1990)

ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 9920-89 Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции

ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (с Изменениями № 1-4)

ГОСТ 11920-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия (с Изменением № 1)

ГОСТ 14693-90 Устройства комплектные распределительные негерметизированные в металлической оболочке напряжением до 10 кВ. Общие технические условия

ГОСТ 14695-80 Подстанции трансформаторные комплектные мощностью от 25 до 2500 кВ·А на напряжение до 10 кВ (с Изменениями № 1-5)

ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические и другие технические изделия. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам (с Изменением № 1)

ГОСТ 15845-80 Изделия кабельные. Термины и определения

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

ГОСТ 17516.1-90 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам (с Изменениями № 1-2)

ГОСТ 17613-80 Арматура линейная. Термины и определения

ГОСТ 18410-73 Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией. Технические условия (ред. от 01.04.2002) (с Изменениями № 1-5)

ГОСТ 18599-2001 Трубы напорные из полиэтилена. Технические условия (ред. от 11.04.2013) (с Изменениями № 1-2)

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 23118-2012 Конструкции стальные строительные. Общие технические условия

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

ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения

ГОСТ 26522-85 Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения

ГОСТ 27751-2014 Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения

ГОСТ 28157-89 Пластмассы. Методы определения стойкости к горению

ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ

ГОСТ 30247.0-94 Конструкции строительные. Методы испытаний на огнестойкость. Общие требования

ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности

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

ГОСТ 31946-2012 Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия (с Изменением № 1)

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

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

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

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 17.0.0.06-2000 Охрана природы. Экологический паспорт природопользователя. Основные положения. Типовые формы

ГОСТ Р 21.1101-2013 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации

ГОСТ Р 50397-2011 Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения

ГОСТ Р 50571-4-44-2011 (МЭК 60364-4-44:2007) Электроустановки низковольтные. Часть 4-44. Требования по обеспечению электробезопасности. Защита от отклонений напряжения и электромагнитных помех

ГОСТ Р 51177-98 Арматура линейная. Общие технические условия

ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51321.1-2007 (МЭК 60439-1:2004) Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 52719-2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

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

ГОСТ Р 53313-2009 Изделия погонажные электромонтажные. Требования пожарной безопасности. Методы испытаний

ГОСТ Р 54827-2011 (МЭК 60076-11 2004) Трансформаторы сухие. Общие технические условия

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

ГОСТ Р 55105-2012 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования

ГОСТ Р 55190-2012 Устройства комплектные распределительные в металлической оболочке (КРУ) на номинальные напряжения до 35 кВ

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

ГОСТ Р 55438-2013 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования (с Изменением № 1)

ГОСТ Р МЭК 60287-1-1-2009 Кабели электрические. Расчет номинальной токовой нагрузки. Часть 1-1. Уравнения для расчета номинальной токовой нагрузки (100%-ный коэффициент нагрузки) и расчет потерь. Общие положения

ГОСТ IEC 60332-3-22-2011 Испытания электрических и оптических кабелей в условиях воздействия пламени. Часть 3-22. Распространение пламени по вертикально расположенным пучкам проводов или кабелей. Категория А

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

ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики

ГОСТ Р МЭК 60870-5-103-2005 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 103. Обобщающий стандарт по информационному интерфейсу для аппаратуры релейной защиты

ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей

ГОСТ Р МЭК 60896-11-2015 Батареи свинцово-кислотные стационарные. Часть 11. Открытые типы. Общие требования и методы испытаний

ГОСТ Р МЭК 60949-2009 Расчет термически допустимых токов короткого замыкания с учетом неадиабатического нагрева

IEC 60502-2(2014) Кабели силовые с экструдированной изоляцией и кабельная арматура на номинальное напряжение от 1 кВ (U_m=1,2 кВ) до 30 кВ (U_m=36 кВ). Часть 2. Кабели на номинальное напряжение от 6 кВ (U_m=7,2 кВ) до 30 кВ (U_m=36 кВ)

IEC 60853-1(1985) Кабели. Расчет циклических и аварийных токовых нагрузок. Часть 1: Коэффициент циклических нагрузок кабелей на номинальное напряжение до 18/30(36) кВ включительно

IEC 61850-8-1(2011) Сети связи и системы автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 8-1. Схема распределения особой услуги связи (SCSM). Схема распределения для производственной системы модульной конструкции MMS (ISO 9506-1 и ISO 9506-2) и по ISO/IEC 8802-3

IEC 60870-6-503(2014) Аппаратура и системы телеуправления. Часть 6-503. Протоколы телеуправления, совместимые со стандартами ISO и рекомендациями ITU-T. Сервис и протокол TASE.2

IEC 61443(1999)/Amd.1(2008) Кабели электрические на номинальное напряжение свыше 30 кВ (U_m=36 кВ). Пределы температуры короткого замыкания

IEC 62271-209(2007) Высоковольтное комплектное распределительное устройство. Часть 209. Кабельные соединения для газоизолированных распределительных устройств на расчетное напряжение свыше 52 кВ. Заполненные жидкостью и экструдированные изоляционые кабели. Заполненные жидкостью и сухие кабельные концы

СП 11-102-97 Инженерно-экологические изыскания для строительства

СП 11-103-97 Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства

СП 11-104-97 Инженерно-геодезические изыскания для строительства

СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть I. Общие правила производства работ

СП 14.13330.2014 Свод правил. Строительство в сейсмических районах СНиП II-7-81*

СП 16.13330.2011 Свод правил. Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81*

СП 20.13330.2011 Свод правил. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*

СП 21.13330.2012 Свод правил. Здания и сооружения на подрабатываемых территориях и просадочных грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.01.09-91

СП 22.13330.2011 Свод правил. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*

СП 24.13330.2011 Свод правил. Свайные фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85

СП 28.13330.2012 Свод правил. Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85

СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий

СП 34.13330.2012 Свод правил. Автомобильные дороги. Актуализированная редакция СНиП 2.05.02-85*

СП 42.13330.2011 Свод правил. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89*

СП 47.13330.2012 Свод правил. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96

СП 48.13330.2011 Свод правил. Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004

СП 50-102-2003 Проектирование и устройство свайных фундаментов

СП 132.13330.2011 Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования

СП 165.132800.2014 Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне

Примечание:

Указанный перечень нормативных ссылок не является исчерпывающим, и при проектировании объектов электросетевого хозяйства необходимо в обязательном порядке учитывать требования действующих государственных нормативных правовых актов (ФЗ, Правила, нормы, СНиП, ГОСТ, СанПиН, СП и др.) и локальных нормативных актов ПАО «Россети» (ДЗО ПАО «Россети»), устанавливающих требования в области охраны труда и пожарной безопасности.

При пользовании настоящим Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (сводов правил и/или классификаторов) в информационной системе общего пользования - на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю "Национальные стандарты", который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячно издаваемого информационного указателя "Национальные стандарты" за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт (документ), на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта (документа) с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт (документ), на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта (документа) с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт (документ), на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт (документ) отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

Сведения о действии сводов правил можно проверить в Федеральном информационном фонде стандартов.

3 Термины и определения

В настоящем Стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 Автоматизированная система (АС): Система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, реализующая информационную технологию выполнения установленных функций.

Примечания:

1. В зависимости от вида деятельности выделяют, например, следующие виды АС: автоматизированные системы управления (АСУ), системы автоматизированного проектирования (САПР), автоматизированные системы научных исследований (АСНИ) и др.

2. В зависимости от вида управляемого объекта (процесса) АСУ делят, например, на АСУ технологическими процессами (АСУ ТП), АСУ предприятиями (АСУП) и т.д.

[ГОСТ 34.003-90, статья 1.1]

3.2 Ветровой пролет: Длина участка воздушной линии, с которого давление ветра на провода и грозозащитные тросы воспринимается опорой.

3.3 Воздушная линия электропередачи (ВЛ): Устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изолирующих конструкций и арматуры к опорам, несущим конструкциям, кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях.

3.4 Высотная опора (ВО): Опора ЛЭП, имеющие высоту выше традиционных нормальных опор стандартной компоновки с учётом типовых подставок (но не более 100 м), применяемая для переходов/прохождения через инженерные коммуникации/особые территории (леса, поймы рек и т.п.) и/или для уплотнения коридоров ЛЭП.

3.5 Высотная переходная опора (ВПО): ВО, предназначенные для пересечения с протяжёнными или высокими инженерными коммуникациями или географическими объектами.

3.6 Высотная опора нестандартной компоновки (ВО НК): ВО с нестандартным взаиморасположением проводов, находящее своё отражение в компоновке опоры, применяемая как правило, для уплотнения трасс ВЛ (многоцепные опоры) или для уменьшения ширины коридора ВЛ (одно- и двухцепные опоры).

3.7 Высотная опора традиционной компоновки (ВО ТК): ВО, имеющие традиционное взаиморасположение проводов («бочка», «треугольник», «горизонталь») и как следствие, традиционную компоновку, в общем похожую на высотные переходные опоры.

3.8 Высота опоры: Высота до высшей точки конструкции от нулевой отметки фундамента.

3.9 Сверхвысокая опора: Опора ЛЭП высотой от 100 м.

3.10 Глубокий ввод: Система электроснабжения потребителя от электрической сети высшего класса напряжения.

3.11 Гололедоупорное исполнение ВЛ: Конструкция линии и совокупность технических средств, обеспечивающих устойчивость линии к гололедно-ветровым воздействиям в районе строительства без применения установок плавки гололеда.

3.12 Дистанционное управление: Автоматизированное управление, осуществляемое оперативным персоналом с места, удаленного от соответствующих исполнительных органов управления оборудованием электроэнергетического

объекта.

3.13 Заземляющее устройство (ЗУ): Совокупность электрически соединённых заземлителя и заземляющих проводников.

[ГОСТ 24291-90, статья 7.49]

3.14 Инженерная подготовка территории: Комплекс мероприятий, направленных на предупреждение отрицательного воздействия опасных геологических, экологических и других процессов на территорию при строительстве и реконструкции ВЛ.

3.15 Кабельная линия: Линия для передачи электроэнергии или отдельных импульсов ее, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками), с системой заземления, транспозиции экранов, кабельными сооружениями и крепежными деталями.

3.16 Кабельно-воздушная линия: Линия электропередачи, состоящая из участков кабельной линии и участков воздушной линии электропередачи.

3.17 Кабельная арматура: Конструкции, предназначенные для соединения, ответвления, оконцевания и крепления кабелей, а также для обустройства экранов кабелей однофазной конструкции.

3.18 Кабельная камера: Подземное кабельное сооружение, закрываемое глухой съемной бетонной плитой, предназначенное для укладки кабельных муфт или для протяжки кабелей в блоки, а также для устройства транспозиции и заземления экранов.

3.19 Качество электрической энергии (КЭ): Степень соответствия характеристик электрической энергии в данной точке электрической системы совокупности нормированных показателей КЭ.

[ГОСТ 32144-2013, статья 3.1.38]

3.20 Комплексные программы развития сетей: Программы, включающие совокупность технических решений в определенной последовательности, позволяющие решить задачи эффективного функционирования и развития электрических сетей (повышение надежности, снижение потерь, внедрение АСУ на основе цифровых устройств и т. п.).

3.21 Нормативное (базовое) значение нагрузок: Основная базовая характеристика, устанавливаемая соответствующими нормами проектирования, техническими условиями или заданием на проектирование.

[СП 20.13330.2011, Приложение Б]

3.22 Объекты электросетевого хозяйства (объекты ЭСХ): Линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование.

3.23 Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН): Аппарат, предназначенный для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений, представляющий собой последовательно и/или параллельно соединенные металлооксидные варисторы без каких-либо последовательных или параллельных искровых промежутков, заключенные в изоляционный корпус.

[ГОСТ 52725-2007, статья 3.1]

3.24 Охранная зона ЛЭП: Часть поверхности участка земли и воздушного пространства (на высоту, соответствующую высоте опор воздушных линий электропередачи), ограниченной параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии электропередачи от крайних проводов при не отклонённом их положении на следующем расстоянии: до 1 кВ - на 2 м (для линий с самонесущими или изолированными проводами, проложенных по стенам зданий, конструкциям и т. д., охранная зона определяется в соответствии с установленными нормативными правовыми актами минимальными допустимыми расстояниями от таких линий), от 1 до 20 кВ - на 10 м (5 м - для линий с самонесущими или изолированными проводами, размещенных в границах населенных пунктов), 35 кВ - 15 м, 110 кВ - 20 м, 150 кВ - 25 м.

[Постановление правительства РФ от 24.02.2009 №160, приложение]

3.25 Охранная зона КЛ: Вдоль подземных кабельных линий электропередачи - в виде части поверхности участка земли, расположенного под ней участка недр (на глубину, соответствующую глубине прокладки кабельных линий электропередачи), ограниченной параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии электропередачи от крайних кабелей на расстоянии 1 м (при прохождении кабельных линий напряжением до 1 киловольта в городах под тротуарами - на 0,6 м в сторону зданий и сооружений и на 1 м в сторону проезжей части улицы).

Примечание - Вдоль подводных кабельных линий электропередачи - в виде водного пространства от водной поверхности до дна, ограниченного вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии от крайних кабелей на расстоянии 100 м.

3.26 Оперативно-диспетчерское управление (ОДУ): Комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей в пределах Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, осуществляемому субъектами оперативно-диспетчерского управления, уполномоченными на осуществление указанных мер в порядке, установленном законодательством РФ.

3.27 Перенапряжения: Повышения напряжения сверх амплитуды длительно допустимого рабочего фазного напряжения.

Примечания:

1. Коммутационные (внутренние) перенапряжения возникают при нормальных (оперативных) включениях и отключениях, изменениях нагрузки или авариях (ОКЗ, КЗ, обрывах проводов и т. д.).

2. Грозовые (атмосферные) перенапряжения возникают в результате воздействия на электрическую установку разрядов молнии.

3.28 Переходной пункт: Комплекс оборудования и конструкций, необходимых для соединения кабельной и воздушной линий.

Примечания:

1. В зависимости от конкретных условий состав оборудования может включать в себя коммутационные аппараты, ОПН, ВЧ заградители, конденсаторы связи, средства управления и автоматики.

2. В зависимости от конструктивного исполнения ПП могут быть наземного исполнения (открытого или закрытого типа), или монтироваться на опорах (порталах).

3.29 Подстанция глубокого ввода: Подстанция на напряжение 35-110 (150) кВ, получающая питание непосредственно от энергосистемы и предназначенная для питания отдельного объекта или группы электроустановок предприятия

3.30 Подстанция ответвительная (отпаечная): Подстанция, присоединяемая к одной или двум проходящим параллельным воздушным линиям на ответвлениях.

3.31 Подстанция проходная: Подстанция, присоединяемая к сети путем захода одной линии с двусторонним питанием.

3.32 Подстанция узловая: Подстанция, присоединяемая к сети не менее чем по трем питающим линиям.

3.33 Подстанция тупиковая: Одиночная подстанция, питаемая по одной или двум радиальным линиям.

3.34 Потребитель электрической энергии: Юридическое или физическое лицо, осуществляющее пользование электрической энергией (мощностью) на основании заключенного договора.

[ГОСТ 32144-2013, статья 3.1.5]

3.35 Проектная документация: Совокупность текстовых и графических документов, определяющих архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические и иные решения проектируемого здания (сооружения), состав которых необходим для оценки соответствия принятых решений заданию на проектирование, требованиям технических регламентов и документов в области стандартизации и достаточен для разработки рабочей документации для строительства.

[ГОСТ 21.001-2013, статья 3.1.5]

3.36 Пропускная способность электрической сети: Технологически максимально допустимое значение мощности, которая может быть передана с учетом условий эксплуатации и параметров надежности функционирования электрических сетей без ущерба качеству поставляемой потребителю электроэнергии, без повреждения элементов сети или выхода нормируемых параметров за пределы допустимых.

3.37 Противоаварийная автоматика: Совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.

3.38 Рабочая документация: Совокупность текстовых и графических документов, обеспечивающих реализацию принятых в утвержденной проектной документации технических решений объекта капитального строительства, необходимых для производства строительных и монтажных работ, обеспечения строительства оборудованием, изделиями и материалами и/или изготовления строительных изделий.

[ГОСТ 21.001-2013, статья 3.1.6]

3.39 Радиальная электрическая сеть: Электрическая сеть, состоящая из радиальных линий, передающих электрическую энергию от одного источника питания к потребителям.

3.40 Разрядник молниезащитный для воздушных линий электропередачи: Аппарат, предназначенный для защиты изоляции воздушных линий электропередачи переменного тока от воздействий грозовых перенапряжений путём предотвращения перекрытия изоляторов и изолирующих подвесок проводов за счёт обеспечения альтернативного пути развития разрядов и создания условий для успешного гашения дуги сопровождающего тока.

3.41 Распределительная электрическая сеть: Электрическая сеть, обеспечивающая распределение электрической энергии между пунктами потребления.

[ГОСТ 24291-90, статья 71]

3.42 Сети нового поколения: Сети, в основе которых заложены новые принципы построения, выполненные с использованием новых технологий, конструкций и материалов, а также оснащенные современным электрооборудованием, средствами измерения, управления, автоматизации и защиты, удовлетворяющие требованиям потребителя по качеству электроэнергии и надежности электроснабжения.

3.43 Система защиты от перенапряжений: Совокупность мероприятий и технических средств (устройства заземления, защитные аппараты), снижающих негативное воздействие перенапряжений на электроустановки.

3.44 Система мониторинга кабельной линии: Система, обеспечивающая непрерывный контроль технического состояния кабельных линий.

3.45 Системообразующая электрическая сеть: Электрическая сеть высших классов напряжения, обеспечивающая надежность и устойчивость энергосистемы как единого объекта.

3.46 Телемеханика (ТМ): Отрасль науки и техники, охватывающая теорию и технические средства контроля и управления объектами на расстоянии с применением специальных преобразований сигналов для эффективного использования каналов связи.

Примечание: Телемеханика включает в любой комбинации телеуправление, телесигнализацию и телеизмерение.

[ГОСТ 26.005-82, статья 1]

3.47 Технологическое проектирование: Технологическое проектирование электрических подстанций и линий электропередачи как объектов электросетевого хозяйства заключается в разработке оптимальных технических решений и организационных условий для реализации установленной технологии приема, преобразования, передачи и распределения электроэнергии.

3.48 Технологическое управление: Выполняемые оперативным персоналом координация действий по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электросетевого хозяйства и (или) сами действия с использованием средств телеуправления или непосредственно на объектах электросетевого хозяйства, исключая случаи, когда эти действия выполняются по диспетчерской команде или координируются оперативным персоналом.

3.49 Транспозиция экранов: Периодическое перекрестное соединение экранов разных фаз кабелей однофазной конструкции кабельной ЛЭП.

3.50 Трубный переход: Кабельное сооружение с трубами для прокладки в них кабелей с относящимися к нему колодцами (или без них).

3.51 Устройства защиты от перенапряжений (разрядники молниезащитные, ОПН или УЗПН) - устройства, предназначенные для предотвращения импульсного перекрытия линейной изоляции и перехода разряда по устройству в силовую дугу тока промышленной частоты.

3.52 Устройство телемеханики (УТМ): Совокупность технических средств телемеханики, расположенных на телемеханическом пункте управления или контролируемом телемеханическом пункте (УТМ КП).

[ГОСТ 26.005-82, статья 22]

3.53 Частичные разряды: Разряды локализованные электрические, частично шунтирующие изоляцию между проводниками, которые могут возникать как в прилегающих, так и в не прилегающих к проводнику объемах изоляции.

3.54 Экологическая безопасность: Состояние защищённости природной среды и жизненно важных интересов человека от возможного негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайных ситуаций природного и технического характера и их последствий.

3.55 Электрическая сеть: Совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии между пользователями электрической сети, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

Примечание: В зависимости от места расположения и характера потребителей различают сети городские, промышленные, сельские и др.

3.56 Электрическая сеть с изолированной нейтралью: Сеть, нейтраль которой не имеет соединения с землей, за исключением приборов сигнализации, измерения и защиты, имеющих высокое сопротивление.

3.57 Электрическая сеть с компенсированной нейтралью: Сеть, нейтраль которой заземлена через дугогасящий реактор.

3.58 Электрическая сеть с резистивно-заземленной нейтралью: Сеть, нейтраль которой присоединена к заземляющему устройству через активное сопротивление (высокоомное или низкоомное).

3.59 Электрическая сеть с глухо-заземленной нейтралью: Сеть, нейтраль которой присоединена непосредственно к заземляющему устройству.

3.60 Электрическая сеть с комбинированной нейтралью: Сеть, нейтраль которой заземлена через дугогасящий реактор и параллельно подключённый резистор.

3.61 Электрическая сеть с эффективно-заземленной нейтралью: Сеть, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает нормируемого значения 1,4.

Примечание: Коэффициент замыкания на землю - отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

Остальные термины и определения - по ГОСТ 15845, ГОСТ 17613, ГОСТ 24346, ГОСТ Р 51177. ГОСТ 26522 ГОСТ 19431 ГОСТ 24291 ГОСТ 52725 ГОСТ 32144 ГОСТ 15845, ГОСТ 26.005, ГОСТ 34.003, ГОСТ 31565, ГОСТ Р 55438, ГОСТ 34.003.

4 Обозначения и сокращения

АБП - агрегат бесперебойного питания

АВР - автоматическое включение резерва

АД - асинхронный двигатель

АДСК - агрегат дугогасящий сухой с конденсатором

АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления

АСУЭ - автоматизированная система учёта электроэнергии

АПВ - автоматическое повторное включение

АПТС - аварийно-предупредительная телесигнализация

АРКТ - автоматическое регулирование коэффициента трансформации

АРМ - автоматизированное рабочее место

АРН - автоматический регулятор напряжения

АРПН - устройства автоматического регулирования напряжения под нагрузкой

АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическими процессами

АТС - автоматическая телефонная станция

АУВ - автоматика управления выключателем

БК - батарея конденсаторов

БСК - батарея статических конденсаторов

БШПД - беспроводный широкополосный доступ

БЩУ - блочный щит управления

ВВ - высоковольтный выключатель

ВДТ - вольтодобавочный трансформатор

ВЛ - воздушная линия электропередачи

ВЛЗ - воздушная линия электропередачи свыше 1кВ с самонесущими защищенными проводами

ВЛИ - воздушная линия электропередачи до 1кВ с самонесущими изолированными проводами (СИП)

ВН / НН / СН - высшее / низшее / среднее напряжение

ВО – высотная опора

ВОЛС - волоконно-оптическая линия связи

ВОЛС-ВЛ - волоконно-оптическая линия связи для передачи информации с использованием размещаемого на элементах ВЛ оптического кабеля (ОК)

ВРГ- вакуумно-реакторная группа

ВЧ - высокочастотный

ВЧБ - направленная высокочастотная защита нулевой последовательности с блокировкой

ВЧКС - высокочастотный канал связи

ГБП - граница балансовой принадлежности

ГПУ - газопоршневая установка

ГСП - головной соединительный пункт

ГТ - грозотрос

ГТС - газотурбинная электростанция

ГЩУ - главный щит управления
ГЭС - гидроэлектростанция
ДЗЛ - продольная дифференциальная защита
ДЗО - дочернее зависимое общество
ДЗШ - дифференциальная защита шин
ДП - диспетчерский пункт
ДФЗ - дифференциально-фазная защита
ДЦ - диспетчерский центр АО «СО ЕЭС»
ДЭС - дизель-электрическая электростанция
ДЭУ - дизель-электрическая установка
ЕНЭС - единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЗВН - здание вспомогательного назначения
ЗДЗ - защита от дуговых замыканий
ЗИП - запасные части, инструменты, принадлежности
ЗМН - защита минимального напряжения
ЗП - задание на проектирование
ИБП - источник бесперебойного питания
ИВК - информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ - информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК - измерительно-информационный комплекс
ИК - измерительный канал
ИРМ - источник реактивной мощности
КА - коммутационный аппарат
КВ - коротковолновый
КВЛ - кабельно-воздушная линия
КЗ - короткое замыкание
КЛ - кабельная линия
КП - контролируемый телемеханический пункт
КРУЭ - комплектное распределительное устройство элегазовое
КСЗ БС - комплект ступенчатых защит с передачей блокирующего сигнала
КСЗ РС - комплект ступенчатых защит с передачей разрешающего сигнала
КТПР - комплексное техническое перевооружение и реконструкция
КЭ - качество электрической энергии
ЛЗШ - логическая защита шин;
ЛПВ - линии проводного вещания
ЛС - линия связи
ЛЭП - линия электропередачи
МП - микропроцессорный
МТЗ - максимальная токовая защита
МТНЗ - максимальная токовая направленная защита
МТНО - максимальная токовая направленная отсечка
НВЧЗ - направленная высокочастотная защита
НД - нормативная документация
НПА - нормативно-правовой акт
НТИ - неоперативная технологическая информация

ОВ - обходной выключатель
ОВБ - оперативно-выездная бригада
ОДУ - объединённое диспетчерское управление
ОЗЗ - однофазное замыкание на землю
ОК - оптический кабель
ОКГТ - оптический кабель, встроенный в грозозащитный трос
ОКЗ - однофазное короткое замыкание
ОКНН - оптический кабель неметаллический навивной, навиваемый на фазный провод или грозозащитный трос воздушной линии
ОКСН - оптический кабель самонесущий неметаллический
ОКФП - оптический кабель, встроенный в фазный провод
ОМП - устройство определения места повреждения
ОП - оперативный персонал
ОПН - ограничитель перенапряжений нелинейный
ОПТ - оперативный постоянный ток
ОПУ - общеподстанционный пункт управления
ОРУ - открытое распределительное устройство
ОРЭМ - оптовый рынок электроэнергии и мощности
ОТР - основные технические решения
ОЭС - объединенная энергетическая система
ПА - противоаварийная автоматика
ПВХ - поливинилхлорид
ПГУ - парогазовая установка
ПД - проектная документация
ПЗК – плита для закрытия кабеля
ПКЭ - показатель качества электроэнергии
ПО - программное обеспечение
ПОД - проект организации демонтажа
ПОС - проект организации строительства
ПП - переходный пункт для соединения воздушной линии с кабельной линией
ППО - предпроектное обследование
ПС - подстанция
ПТК - программно-технический комплекс
ПТС - программно-технические средства
ПУЭ - правила устройства электроустановок
ПЭС - предприятие электрических сетей
РА - режимная автоматика
РАС - регистрация аварийных событий
РДСК – реактор дугогасящий сухой с конденсатором
РДУ - региональное диспетчерское управление
РЗА - релейная защита и автоматика
РЗАУ - релейная защита, автоматика и управление
РМЗ - разрядник молниезащитный
РП - распределительный пункт
РПБ - ремонтно-передвижная бригада

РПН - регулирование под нагрузкой
РРЭ - розничный рынок электроэнергии
РСК - распределительная сетевая компания ПАО «Россети»
РТП - распределительный трансформаторный пункт
РЭП - ремонтно-эксплуатационный пункт
РЭС - район электрических сетей
СанПиН - санитарные правила и нормы
СА - сетевая автоматика
САПР - автоматизированная система проектирования
СВ - секционный выключатель
СВН - секционный выключатель нагрузки
СИ - средства измерения
СИП - самонесущий изолированный провод
СКРМ - средство компенсации реактивной мощности
СМиД - система мониторинга и диагностики состояния оборудования
СМиУКЭ - система мониторинга и управления качеством электрической энергии
СН - собственные нужды
СНиП - строительные нормы и правила
СОЕВ - система обеспечения единого времени
СО ЕЭС - Системный Оператор Единой Энергетической Системы
СОПТ - система оперативного постоянного тока
СП - соединительный пункт
СПЗ - совмещённое производственное здание
СРН - средство регулирования напряжения
СТАТКОМ - статический компенсатор мощности на базе преобразователя напряжения с полностью управляемыми вентилями
СТК - статический компенсатор
СТО - стандарт организации
СТП - столбовая трансформаторная подстанция
ТА - технологическая автоматика
ТАПВ - трехфазное автоматическое повторное включение
ТИ - телеизмерение
ТН - трансформатор напряжения измерительный
ТМ - телемеханика
ТО - токовая отсечка
ТОиР - техническое обслуживание и ремонт
ТП - трансформаторная подстанция
ТПВ и РК - техническое перевооружение и реконструкция
ТРГ - тиристорно-реакторная группа
ТС - телесигнализация
ТСН - трансформатор собственных нужд
ТТ - трансформатор тока измерительный
ТУ - телеуправление
ТЭЦ - теплоэлектроцентраль

УАТС - учрежденческая автоматическая телефонная станция
УЗИП - устройство защиты от импульсных перенапряжений
УЗПН - устройств защиты от перенапряжений нелинейные (на основе ОПН)
УКВ - ультракоротковолновый
УКРМ - устройство компенсации реактивной мощности
УПК - устройство продольной компенсации индуктивного сопротивления ЛЭП
УПСК - универсальный подвесной скрученный кабель
УР - установившийся режим энергосистемы
УРОВ - устройство резервирования отказа выключателя.
УСО - устройство сопряжения с объектом
УСПД - устройство сбора и передачи данных
УТКЗ - указатель тока короткого замыкания
УТМ - устройство телемеханики
УУПК - управляемое устройство продольной компенсации сопротивления ЛЭП
УШР - управляемый шунтирующий реактор
ЦП - центр питания
ЦУС - центр управления сетями
ЦЩУ - центральный щит управления
ШВН - шинный выключатель нагрузки
ШР - шунтирующий реактор
ШСВ - шиносоединительный выключатель
ЩПТ - щит постоянного тока
ШСН - щит собственных нужд
ЦКС - цифровые каналы связи
ФКУ - фильтрокомпенсирующее устройство
ЭМП - электромагнитная помеха
ЭМС - электромагнитная совместимость
ЭСК - электросетевой комплекс
ЭП - электроприёмник
ЭСХ - электросетевое хозяйство

5 Общие положения

5.1 Настоящие требования относятся к проектированию новых, реконструкции, техническому перевооружению и расширению действующих объектов ЭСХ напряжением 0,4-110 (150) кВ.

При проектировании объектов ЭСХ надлежит руководствоваться действующими разделами и главами [1] и [2].

Для обозначения обязательности выполнения требований применяются слова «должен», «следует», «необходимо» и производные от них. Слова «как правило» используются в случае, когда данное требование является преобладающим, а отступление от него должно быть обосновано. Слово «допускается» используется в случае, когда данное решение применяется в виде исключения как вынужденное (вследствие стесненных условий, ограниченных ресурсов необходимого оборудования, материалов и т.п.). Слово «рекомендуется» используется в случае, когда данное решение является одним из лучших, но не обязательным. Слово «может» используется в случае, когда данное решение является правомерным. Использование слова «целесообразно» означает, что данное решение является наиболее рациональным.

5.2 Проектирование должно осуществляться проектной организацией с учетом требований федеральных законов, Градостроительного и Земельного кодекса, технических регламентов, санитарных и противопожарных требований.

При проектировании объектов ЭСХ в границах городских и сельских поселений следует руководствоваться СП 42.13330.2011 и [3].

5.3 В проектной документации должно применяться оборудование промышленного изготовления, унифицированные или типовые строительные конструкции и изделия, допущенные к применению в установленном ПАО «Россети» порядке.

5.4 Любые отступления от существующих норм и требований, а также использование оборудования и материалов, применение которых не регламентировано существующей НД, должны быть реализованы только на основе Специальных технических условий, разработанных в соответствии с [4].

5.5 Количество типоразмеров строительных конструкций, изделий и оборудования, а также типоразмеров кабельной продукции, применяемых проектной документации, должно быть минимальным.

5.6 Технические решения должны приниматься на основании технико-экономических расчетов путем сравнения вариантов с учетом требований энергоэффективности использования технологий и материалов, исключающей нерациональный расход энергетических ресурсов как в процессе строительства и реконструкции, так и в процессе их эксплуатации. Из числа технически сопоставимых вариантов предпочтение следует отдавать варианту с минимальными дисконтированными затратами.

5.7 При выполнении расчетов конструкций, строений, сооружений и электрических расчетов рекомендуется использовать сертифицированные системы автоматизированного проектирования и программно-технические комплексы.

5.8 При разработке проектной документации следует производить проверку использованных технических решений на патентную чистоту и патентоспособность.

Использование изобретений и полезных моделей осуществляется в соответствии с действующим законодательством и должно быть согласовано с заказчиком и патентообладателем.

5.9 Исходные данные для технологического проектирования:

- технические условия и ЗП;
- отчетная документация по результатам инженерных изысканий;
- правоустанавливающие документы на объект ЭСХ (при реконструкции);
- утвержденный и зарегистрированный в установленном порядке проект планировки территории и проект межевания территории, предоставленные для размещения объекта ЭСХ;
- иные исходно-разрешительные документы, установленные законодательными и иными НПА РФ, в том числе техническими и градостроительными регламентами;
- сведения о климатической, географической, инженерно-геологической и сейсмической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство объекта ЭСХ;
- сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование, обоснование размеров изымаемого земельного участка, если такие размеры не установлены нормами отвода земель для конкретных видов деятельности, или правилами землепользования и застройки, или проектами планировки, межевания территории (при необходимости изъятия земельного участка);
- данные об объеме этапов строительства ЭСХ (в случае необходимости сооружения объекта по этапам).

5.10 Техническое перевооружение, расширение и реконструкция.

5.10.1 Понятия «новое строительство», «расширение», «реконструкция» и «техническое перевооружение» определяются согласно [5].

5.10.2 Объем технического перевооружения и реконструкции объекта ЭСХ определяется комплексной комиссией на основании документов, подготовленных по результатам полного обследования и оценки технического состояния объекта и утвержденных в установленном порядке, в соответствии с [6].

5.10.3 При техническом перевооружении и реконструкции объекта ЭСХ должны быть предусмотрены мероприятия по устранению дефектов, неисправностей и повреждения оборудования, конструкций, устройств, схем, зданий, сооружений, а также изменены все технические решения, которые являлись причиной отказов при эксплуатации.

5.10.4 Допускается оставлять без изменений конструкции и технические решения, принятые на существующем объекте ЭСХ, если, несмотря на их несоответствие нормам, действующим на момент технического перевооружения, они удовлетворяют требованиям правил техники безопасности при производстве соответствующих работ и в процессе эксплуатации не было случаев отказов по причинам этих несоответствий.

5.11 Комплектование, выполнение и оформление проектной и рабочей документации должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 21.1101 и [7].

5.12 Стадийность проектирования определяется [8].

5.13 Сметная документация определяется [7] и МДС 81-35.2004.

6 Проектирование ВЛ до 1 кВ

6.1 Общие требования

6.1.1 При проектировании нового строительства и реконструкции воздушных линий рекомендуется использовать самонесущие изолированные провода (СИП), соответствующие ГОСТ 31946. Неизолированный провод используют при соответствующих обоснованиях (в районах с допустимыми ветровыми и гололедными нагрузками, на открытых пространствах и т.д.). При этом на магистрали ВЛИ, как правило, используются СИП с фазными жилами неизменного сечения по всей длине.

6.1.2 На ВЛИ должны внедряться современные прогрессивные технические решения, способствующие обеспечению бесперебойного электроснабжения потребителей, имеющие высокую надёжность, ремонтопригодность. Технические параметры рекомендуется выбирать из условия минимальных затрат на их обслуживание за период эксплуатации не менее 40 лет.

6.1.3 При проектировании нового строительства все элементы линий должны быть рассчитаны на механические нагрузки в соответствии с требованиями [2] (глава 2.5), с учетом фактических климатических условий района расположения строящегося объекта.

6.2 Выбор трассы

6.2.1 Выбор трассы новой ВЛИ производится с учётом обеспечения возможности выходов ВЛИ с распределительного устройства 0,4 кВ трансформаторной подстанции. В стеснённых и городских условиях допускается выполнять выходы ВЛИ с распределительного устройства 0,4 кВ трансформаторной подстанции в кабельном исполнении.

6.2.2 Выбор трассы новой ВЛИ производится на основании технико-экономического сравнения вариантов. При выборе варианта трассы со сложными участками рекомендуется выполнять расстановку опор с отражением необходимого объёма информации и обеспечением точности съёмки.

6.2.3 При прохождении ВЛИ по лесным массивам и зеленым насаждениям, расстояние в свету от проводов до деревьев и кустов при наибольшей стреле провеса СИП и наибольшем их отклонении должно быть не менее 0,3 м. Расстояние от СИП до зелёных насаждений должно быть не менее 0,5 м.

6.2.4 При отводе и использовании земель для ВЛИ должны соблюдаться требования Земельного, Водного и Лесного кодексов, федеральных законов, а также [9] и [10].

6.2.5 При пересечении, параллельном прохождении и сближении ВЛИ до 1 кВ и ВЛ классов напряжений свыше 1 кВ расстояния между ними должны быть не менее указанных в [2] (пп.2.5.220-2.5.230).

6.2.6 Совместная подвеска проводов ВЛИ до 1 кВ и неизолированных проводов ВЛ напряжением до 20 кВ на общих опорах допускается при соблюдении следующих условий, указанных в [2] (пп.2.4.71-2.4.89);

- ВЛИ до 1 кВ выполняются по расчётным климатическим условиям ВЛ до 20 кВ;
- провода ВЛ до 20 кВ располагаются выше проводов ВЛИ до 1 кВ;

- расстояние по вертикали между ближайшими проводами ВЛ разных напряжений на общей опоре, а также в середине пролёта при температуре окружающего воздуха плюс 15 °С без ветра должно быть не менее 2,0 м, [2];

- крепление проводов высшего напряжения на штыревых изоляторах должно быть выполнено двойным.

6.2.7 При подвеске на общих опорах проводов ВЛИ до 1 кВ и ВЛЗ должны соблюдаться следующие требования:

- ВЛИ до 1кВ должны выполняться по расчётным климатическим условиям ВЛЗ;

- провода ВЛЗ располагаются выше проводов ВЛИ;

- расстояние по вертикали между ближайшими проводами ВЛЗ и проводами ВЛИ до 1кВ на общей опоре и в пролёте при температуре окружающего воздуха плюс 15°С без ветра должно быть не менее 0,4 м, [2] (п.2.5.96);

- крепление проводов высшего напряжения на штыревых изоляторах должно быть выполнено усиленным.

6.2.8 На опорах ВЛИ допускается подвеска кабелей ВОЛС-ВЛ, проводов линий связи (ЛС). Расстояние от неметаллических самонесущих ОК (ОКСН) до поверхности земли для населённой и ненаселённой местности должно быть не менее 5 м. Расстояние между проводами ВЛИ до 1 кВ и ОКСН на опоре и в пролёте должно быть не менее 0,4 м.

6.2.9 При подвеске на общих опорах проводов ВЛИ до 1 кВ и ЛС и ЛПВ должны соблюдаться следующие требования:

- провода ВЛИ до 1 кВ рекомендуется располагать над проводами ЛС и ЛПВ;

- расстояние по вертикали от СИП до верхнего провода ЛС (ЛПВ) независимо от их взаимного расположения должно быть не менее 0,5 м на опоре и в пролёте. Провода ВЛИ, ЛС и ЛПВ рекомендуется располагать по разным сторонам опоры.

6.2.10 В городах и посёлках городского типа провода вновь строящихся ЛС и ЛПВ в исключительных случаях допускается располагать над проводами ВЛИ до 1кВ.

6.2.11 ВЛИ в населённой местности рекомендуется прокладывать по двум сторонам улиц. Допускается их прохождение по одной стороне улицы при соблюдении габарита пересечения проезжей части при выполнении ответвлений ВЛИ к вводам в здания.

6.2.12 При проектировании, строительстве, реконструкции ВЛИ, проходящей по лесным массивам и зеленым насаждениям должны быть соблюдены требования действующего природоохранного законодательства и локальных НПА по природоохранной деятельности.

6.3 Выбор опор

6.3.1 Конструкции опор должны обеспечивать надёжную эксплуатацию ВЛИ в течение всего срока службы. Для этого следует:

-выбирать материалы, выполнять расчёты в соответствии с требованиями действующих НД;

- предусматривать мероприятия по обеспечению долговечности конструкций и их защиты от коррозии, износа, истирания и других воздействий;

- предусматривать мероприятия по укреплению опор (подсыпка земли, замощение и т.п.) при установке опор на затапливаемых участках трассы, где возможны размывы грунта.

6.3.2 На ВЛИ следует применять деревянные и железобетонные опоры из вибрированных стоек, а также стальные опоры с изгибающим моментом не менее 30 кН·м.

При выборе материала опор для ВЛИ 0,4 кВ следует руководствоваться приоритетным применением деревянных опор (с учетом соблюдения архитектурного стиля при прохождении ВЛ в населенных пунктах):

– при строительстве и реконструкции;

– при проведении ремонтных работ;

– в районах по гололеду IV и выше;

– в труднодоступной и горной местности, где затруднена доставка железобетонных опор;

– в местностях со скалистыми грунтами;

– при аварийно-восстановительных работах.

1) Допускается применение железобетонных опор на ВЛИ только при наличии соответствующего технико-экономического и архитектурного обоснования;

2) Допускается применение многогранных металлических опор на ВЛИ только при невозможности применения деревянных и железобетонных (например, в качестве анкерных и угловых опор в стеснённых условиях при невозможности установки укосов и выполнения оттяжек) и соответствующем технико-экономическом обосновании.

6.3.3 На ВЛИ при соответствующем технико-экономическом обосновании рекомендуется применение одностоечных анкерных и анкерно-угловых стальных многогранных опор:

- вместо трехстоечных анкерно-угловых железобетонных или деревянных опор;

- вместо двустоечных анкерных и анкерно-угловых железобетонных или деревянных опор

6.3.4 Рекомендуется применять деревянные опоры, обработанные специальными консервантами, антисептиками и обязательно - антиперенами, предотвращающими загнивание и загорание стоек, в первую очередь на ВЛИ, проходящих по лесным массивам. В местах возможного возникновения низовых пожаров применение деревянных опор без проведения дополнительных противопожарных мероприятий не допускается.

6.3.6 Выбор опор для ВЛИ должен соответствовать [2] (п.п. 2.4.50 - 2.4.54).

6.3.7 Опоры ВЛИ, на которых подвешиваются дополнительные кабели, и их закрепление в грунте должны быть рассчитаны с учётом дополнительных нагрузок, возникающих при этом [2] (глава 2.4).

6.3.8 Способ закрепления опор в грунте должен определяться на основании результатов геологических изысканий.

6.3.9 Коэффициент надёжности по ответственности для одноцепных и многоцепных ВЛИ до 1 кВ следует принимать в соответствии с [1] (п. 2.4.11). Коэффициент учитывается при расчёте нагрузок от ветра и собственного веса проводов и конструкций.

6.4 Выбор провода

6.4.1 Выбор типов и сечений проводов при проектировании ВЛИ напряжением до 1 кВ должен производиться по результатам технико-экономических и механических расчётов с учётом требуемой пропускной способности, допустимой температуры нагрева и в соответствии с требованиями [2].

6.4.2 Провод СИП должен быть проверен:

- по длительно допустимому току нагрузки провода (значения токов следует принимать по НД конкретного исполнения СИП);
- по термической стойкости при КЗ;
- по допустимому отклонению напряжения у потребителей;
- по обеспечению надёжного срабатывания автоматических выключателей и плавких вставок при однофазных и трёхфазных КЗ и перегрузках.

6.4.3 Самонесущие изолированные провода ВЛИ следует применять:

- марки СИП - для магистральных ВЛИ и линейных ответвлений от них;
- марки СИПн - для выполнения ответвлений от ВЛИ к вводу, для прокладки по стенам зданий и сооружениям. Провода с индексом «н» не должны распространять горение и образовывать при горении горящие капельки/частицы.

6.4.4 Магистраль ВЛИ с распределённой нагрузкой по длине линии должна выполняться СИП с фазной жилой сечением не менее 50 мм^2. Для подключения отдельных потребителей, в том числе для линейных ответвлений, может использоваться СИП с фазной жилой сечением не менее 16 мм^2.

6.5 Выбор арматуры, ЗУ, средств защиты от перенапряжений

6.5.1 Соединения и ответвления проводов на ВЛИ допускается выполнять только с применением специальной арматуры, соответствующих типу СИП и требованиям нормативных документов [11], [12], [13], [14] и [15].

6.5.2 Линейная арматура должна быть необслуживаемой и соответствовать сроку службы ВЛИ, арматура ремонту не подлежит.

6.5.3 Расчётные усилия в арматуре не должны превышать значений разрушающих механических нагрузок, установленных национальными стандартами и техническими условиями с учётом коэффициента надёжности по материалу, учитывающего влияние длины пролёта на ветровую нагрузку и принимаемого равным 1,2 при длине пролёта до 50 м.

6.5.4 В местах, где наблюдается разрушение арматуры ВЛИ от коррозии, следует применять арматуру в стойком к коррозии исполнении, изготовленную из алюминиевого сплава.

6.5.5 Для выполнения требований техники безопасности при проведении технического обслуживания и ремонта в процессе эксплуатации ВЛИ проектом должны быть определены места установки специальных ответвительных зажимов на фазных и нулевых проводах для присоединения приборов контроля напряжения, закорачивания и наложения переносного заземления.

При необходимости, может быть предусмотрена установка стационарных устройств закорачивания и заземления, не требующих использования переносных заземлений.

6.5.6 При выборе заземляющих устройств опор ВЛИ необходимо руководствоваться требованиями [2] (глава 1.7 и п.п. 2.4.38-2.4.48). Рекомендуется учитывать положения [16] и [17]. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 30 Ом.

6.5.7 На нулевом проводе для повторного заземления должны быть предусмотрены ответвительные зажимы, присоединение к заземляющему спуску опор рекомендуется выполнять с применением специальных гибких проводников.

Металлические элементы кронштейнов и крюков ВЛИ должны обеспечивать возможность болтового присоединения проводников повторного заземления в соответствии с требованием [2].

6.5.8 Соединения ответвлений от ВЛИ к вводам абонентов должны осуществляться с применением ответвительных прокалывающих герметичных зажимов, соединение жил СИП в пролёте ответвления к вводу не допускается.

6.5.9 Защиту ВЛИ от перенапряжений необходимо выполнять во всех случаях, предусмотренных [2].

При выборе мер защиты от перенапряжений ВЛИ необходимо предусматривать установку на фазных проводах магистрали и абонентских ответвлений УЗИП, УЗПН (ОПН). ОПН на ВЛИ следует устанавливать во всех точках заземления PEN проводника, в начале и конце каждой линии, на линейных ответвлениях и при переходе ВЛИ в кабельную линию.

6.5.10 Установка абонентских ОПН без установки ОПН на линии и на ТП не допускается.

6.6 Организация строительства ВЛИ

Проект организации строительства ВЛ должен разрабатываться в соответствии с [7], СП 48.13330.2011 и действующими ведомственными НД.

6.7 Организация эксплуатации

Каждая ВЛИ, вводимая в эксплуатацию, должна пройти приёмо-сдаточные испытания в соответствии с [18]. В составе проектной документации должен быть указан следующий перечень документации, представляемой при приёмке ВЛИ в эксплуатацию и передаваемой заказчику подрядной организации:

- проект линии, согласованный с заказчиком (исполнительная схема сети);
- исполнительный чертёж трассы, выполненный в масштабе 1:500;
- материалы по согласованию трассы ВЛИ;
- протокол заводских испытаний (сертификат) на СИП;
- акты о состоянии СИП на барабанах;
- акты освидетельствования скрытых работ;
- протокол измерения сопротивления изоляции;
- таблицы уставок защит, протоколы наладки коммутационных и защитных аппаратов линии (автоматических выключателей, предохранителей, реле нулевой защиты и др.);
- протокол замеров тока однофазного короткого замыкания в конце линии или сопротивления петли «фаза-нуль» с указанием токов короткого замыкания;

- протокол испытаний заземляющих устройств;
- акты приёмки переходов и пересечений;
- паспорт линии.

6.8 Реконструкция и техническое перевооружение ВЛ

6.8.1 При выполнении проекта по реконструкции и техническому перевооружению ВЛ для определения объёма проектирования выполняются изыскания. При этом должны в обязательном порядке использоваться изыскания прошлых лет с выполнением соответствующей рекогносцировки.

6.8.2 Выполняется обследование технического состояния ВЛ.

6.8.2.1 Задачами обследования технического состояния ВЛ являются оценка фактического технического состояния отдельных элементов и линии в целом, проверка соответствия пропускной способности ВЛ её фактической нагрузке, уточнение сроков и условий эксплуатации, сроков и объемов восстановления и/или реконструкции линии, а также определение мер, необходимых для обеспечения требуемой эксплуатационной надежности ВЛ.

6.8.2.2 Оценка технического состояния ВЛ производится на основе проверки остаточной прочности элементов на реальные нагрузки с учетом коррозионного износа материалов и выявленных дефектов.

6.8.2.3 По результатам оценки технического состояния ВЛ должны разрабатываться проекты реконструкции линии в целом или отдельных ее элементов.

6.8.2.4 Периодичность проведения оценки технического состояния ВЛ устанавливается руководством эксплуатирующей организации и может быть изменена в связи с ростом технологических нарушений, выходом из строя отдельных основных элементов ВЛ или ухудшением их технического состояния.

6.8.3 В проектно-сметную документацию технического перевооружения и реконструкции ВЛ должны включаться мероприятия по замене или устранению дефектов и повреждений существующих опор и фундаментов с восстановлением прочности конструкций и заделок до уровня, установленного требованиями нормативных документов.

7 Проектирование ВЛ 6 - 20 кВ и ВЛ 35, 110 (150) кВ

7.1 Общие требования

7.1.1 Общие вопросы проектирования воздушных линий электропередачи, а также проектирование и расчет электрической части ВЛ, проводов, изоляции и грозозащиты регламентируются [2] (глава 2.5) и настоящим Стандартом.

Объем проектной документации и требования к содержанию разделов определяются [7] и [8]. Перечень разделов приведён в Приложении Б.

7.1.2 При проектировании новых ВЛ по этапам каждый этап должен быть законченным объектом, обеспечивающим передачу электроэнергии потребителям и безопасную эксплуатацию.

7.1.3 При проектировании ВЛ должны быть обеспечены:

- надёжная и качественная передача электроэнергии;
- экономическая эффективность ВЛ;
- внедрение прогрессивных проектных решений, обеспечивающих снижение ресурсных, трудовых и капитальных затрат при строительстве и эксплуатации;
- внедрение прогрессивных технологий строительных и монтажных работ;
- оптимальное использование земли, а также лесных угодий;
- соблюдение требований экологической безопасности и охраны окружающей среды;
- соблюдение требований пожарной безопасности;
- ремонтопригодность применяемых конструкций;
- безопасность выполнения ремонтных работ на ВЛ;
- передовые методы эксплуатации, удобные и безопасные условия труда, возможность проведения ремонтных работ на ВЛ под напряжением;
- выполнение требований ЗП и условий договора на производство проектно-изыскательских работ.

7.1.4 При проектировании воздушных линий электропередачи в сложных климатических и геологических условиях необходимо учитывать проблемы, возникающие при эксплуатации ВЛ в рассматриваемых регионах, такие, как:

- повышенная вибрация проводов и тросов;
- схлёстывание проводов и тросов при пляске, сбросе гололёда и при ветровых воздействиях;
- низкая грозоупорность ВЛ;
- перекрытия изоляции при низовых пожарах;
- криогенное разрушение железобетонных свай;
- морозное пучение свай фундаментов опор и пр.

7.1.4.1 К районам со сложными климатическими и геологическими условиями относятся:

– районы по гололёду IV и выше (толщина стенки гололёда 25 мм и более с повторяемостью 1 раз в 25 лет);

– районы по ветру V и выше (нормативное ветровое давление 1000 Па и более на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 25 лет);

– районы, где ветровое давление при гололёде с повторяемостью 1 раз в 25 лет превышает 280 Па независимо от района по гололёду;

– районы, с частой и интенсивной пляской проводов;

– районы, с вечномерзлыми, обводненными, заболоченными, пучинистыми грунтами;

– районы, где аварийность ВЛ данного класса напряжения от воздействия гололёдно-ветровых нагрузок превышает среднюю по региону, независимо от района по ветру или гололёду по картам климатического районирования или региональным картам.

7.1.4.2 Для ВЛ 6-110 (150) кВ в районах с толщиной стенки гололеда 25 мм и выше (IV район по гололеду и выше), а также с частыми образованиями гололеда и изморозевых отложений в сочетании с сильными ветрами необходимо:

- применять опоры и провода с повышенной механической прочностью;

- применять специальные типы проводов с высокими антигололёдными характеристиками;

- применять плавку гололёда, при соответствующем технико-экономическом обосновании;

- применять различные системы мониторинга температуры проводов, образования и развития гололёда с передачей информации и интеграцией в систему АСТУ (при обосновании);

- допускается отказ от применения грозотроса при условии применения ОПН (в частности, на отдельных участках). При использовании ОПН должны быть выполнены расчеты затухания трактов ВЧ каналов, организованных на ВЛ.

- для предотвращения «каскадных» разрушений на ВЛ сокращать длину анкерных пролётов.

Кроме того, в районах с частым образованием гололёда в особых гололёдных районах, а также в районах с высокими ветровыми нагрузками необходимо рассматривать возможность строительства кабельной линии взамен ВЛ.

7.1.4.3 По решению заказчика, для повышения устойчивости ВЛ к гололедно-ветровым нагрузкам, система плавки гололеда может применяться без применения облегченных конструкций в соответствии с требованиями [2] (п. 2.5.16).

7.1.5 Допускается временная работа ВЛ на напряжении более низком, чем напряжение, на которое она запроектирована.

7.1.6 Для ВЛ 110 (150) кВ, применение высотных опор (ВО) требует комплексного подхода. Проектирование линии должно проходить с учётом применения проводов нового поколения (с повышенной разрывной прочностью, со сниженным коэффициентом линейного удлинения, увеличенной длиной пролета при одинаковой стреле провеса, увеличение предельной токовой нагрузки (повышение пропускной способности)), снижения объемов работ на трассе за счет меньшей ширины просеки, увеличения длин пролётов и уменьшения количества опор.

7.1.7 При выполнении технико-экономического обоснования применения ВО допускаются конструкции индивидуального проектирования, при условиях их конкурентоспособности и соответствия их требованиям нормативных документов, и настоящего стандарта. При выполнении вариантного проектирования в составе технико-экономического обоснования применения ВО следует:

– рассмотреть возможность использования типов применения ВО;

– проанализировать возможность применения ВО конструкций заводского изготовления или конструкций индивидуального проектирования;

– рассмотреть целесообразность строительства типовых опор вместо применения ВО, с учетом перспектив развития, реконструкции, благоустройства и планировки населенных пунктов, освоения земель в сельскохозяйственных целях;

– рассмотреть конкурентоспособные варианты применения ВО с учетом объемов земляных работ и работ по устройствам подходов и подъездов.

Проводить сравнение технико-экономических показателей выбранных вариантов применения Высотных опор рекомендуется в соответствии с положениями, изложенными ниже с учетом следующих позиций:

– фактические характеристики опор, их техническое состояние, продолжительность их эксплуатации, а также способы ремонтов и технологии их производства. Трасса ВЛ должна быть проложена, по возможности, по кратчайшему расстоянию с учётом условий отчуждения земли, вырубки просек в насаждениях, комплексного использования охранной зоны, а также приближена к дорогам и существующим ВЛ;

– ситуационные планы и материалы топографических съемок;

– объемы выполняемых работ по рассматриваемым вариантам и стоимость строительства сооружений;

– возможность транспортировки элементов опор и фундаментов к месту строительства;

– объемы работ по устройству подходов и подъездов к ВО;

– возможные динамические и вибрационные воздействия на конструкции;

– возможность использования подручных средств и местных материалов;

– необходимость пропуска паводка и ледохода;

– сроки эксплуатации применения ВО;

– темпы строительства применения ВО и сроки проведения ремонтов;

– масса конструкций применения ВО;

– возможность проведения работ в зимнее время;

– стоимость строительно-монтажных работ;

– оборачиваемость и взаимозаменяемость конструкций.

7.1.8 Состав проектной документации при производстве работ по строительству, реконструкции и капитальному ремонту линейных объектов капитального строительства и требования к её содержанию установлены Градостроительным кодексом [7] и НПА Федеральных органов исполнительной власти.

7.1.9 Проектирование ВЛ должно осуществляться с учетом опыта строительства и эксплуатации ВЛ, с использованием результатов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по созданию новых типов оборудования, строительных конструкций и материалов, прогрессивных технологических процессов.

7.1.10 Проектирование строительства новых ВЛ, а также технического перевооружения и реконструкции действующих, связанных с увеличением

пропускной способности, ВЛ, должно выполняться на основании утвержденных в установленном порядке соответствующих схем развития электрических сетей.

7.1.11 Обязательным условием проектирования новых ВЛ и ВЛ, подлежащих техническому перевооружению и реконструкции, связанным с перенесением их участков на новую трассу или установкой дополнительных опор, является наличие разрешения на землепользование.

Таблица 7.1

Климатические характеристики	**Ед. изм.**
Нормативная толщина гололёда на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 25 лет	мм
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 25 лет	Па
Нормативное ветровое давление при гололёде с повторяемостью 1 раз в 25 лет	Па
Преобладающее направление ветра	-
Температура среднегодовая	град.
Температура минимальная	град.
Температура максимальная	град.
Средний из абсолютных минимумов температуры воздуха	град.
Температура наиболее холодной пятидневки	град.
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98	град.
Среднемесячная температура самого холодного месяца года	град.
Температура воздуха при гололёде для районов, где при гололёде наблюдается температура ниже минус 15 °С	град.
Годовое количество осадков	мм
Глубина промерзания почвы	см
Средняя из наибольших декадных высот снежного покрова	мм
Среднегодовое число дней с грозой	дни
Среднегодовая продолжительность гроз	ч
Район по пляске проводов	-
Степень загрязнения атмосферы в соответствии с главой 1.9 [2]	-
Сейсмичность	балл

7.1.12 Проектирование технического перевооружения и реконструкции ВЛ осуществляется на основании документально оформленной оценки технического состояния элементов ВЛ, произведённой по результатам их обследования на предмет соответствия состояния элементов ВЛ действующим на момент обследования нормам и правилам.

7.1.13 Элементы вновь строящихся ВЛ должны быть рассчитаны на механические нагрузки в соответствии с [2] с учётом климатических условий района расположения ВЛ.

7.1.13.1 При расчёте ВЛ и их элементов должны учитываться климатические параметры, приведённые в таблице 7.1.

7.1.13.2 Определение расчётных климатических условий при проектировании должно производиться по региональным картам и материалам многолетних наблюдений гидрометеорологических станций и метеопостов за скоростью ветра, массой, размерами и видом гололёдно-изморозевых отложений, температурой воздуха, интенсивностью грозовой деятельности. В малоизученных районах для этой цели могут организовываться специальные обследования и наблюдения.

7.1.13.3 При отсутствии региональных карт значения климатических параметров уточняются путем обработки соответствующих данных многолетних наблюдений согласно методическим указаниям по определению климатических нагрузок и построению региональных карт с повторяемостью 1 раз в 25 лет.

7.1.13.4 Определение районов по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов и тросов должно производиться на основании опыта эксплуатации действующих в районе предполагаемого строительства линий электропередачи, а также на основании анализа инженерно-гидрометеорологических изысканий.

7.1.13.5 В случае, если трасса ВЛ проходит в нескольких климатических зонах, должны быть определены и указаны границы районов с привязкой к местности по трассе ВЛ.

7.1.13.6 В районах со сложными климатическими условиями следует выделять локальные участки, где возможно повышение нагрузок данного климатического района за счёт влияния особенностей микрорельефа местности, а в горных районах и за счёт мезорельефа местности (гребни, склоны, долины и т.п.).

7.1.13.7 При проектировании ВЛ, проходящих в условиях пересечённой, особенно горной или предгорной местности, необходимо учитывать возможность локальных усилений скорости ветра, особенно при наличии отрицательного опыта эксплуатации существующих линий.

7.1.13.8 Для районов со сложными климатическими условиями значения ветрового давления и толщины стенки гололёда могут быть указаны Заказчиком в задании на проектирование, а при наличии выполненных метеорологических изысканий они должны быть к нему приложены. В случае, если в задании на проектирование указано, что район со сложными климатическими условиями, но значения ветрового давления и толщины стенки гололёда не указаны, то следует выполнить метеорологические изыскания по трассе ВЛ, затраты на которые должны быть предусмотрены Заказчиком.

7.1.13.9 Сейсмостойкость ВЛ должна обеспечиваться при воздействии максимальной интенсивности землетрясения (по шкале MSK-64) для данного региона строительства в соответствии с картами общего сейсмического районирования территории Российской Федерации (СП 14.13330.2014).

7.1.13.10 Сейсмичность района строительства при проектировании принимается на основании выполненных на стадии проектирования сейсмологических исследований района трассы ВЛ в соответствии с СП 14.13330.2014.

7.1.13.11 Сейсмостойкость ВЛ в значительной мере определяется выбором трассы ВЛ, при котором учитывается категория грунта в соответствии с его характеристиками по таблице 1 СП 14.13330.2014.

Предпочтительными являются грунты I и II категории.

В регионах с уровнем сейсмичности 6 баллов на грунтах III-ей категории сейсмичность трасс ВЛ следует принимать равной 7 баллов.

При уровне сейсмичности 8 или 9 баллов грунты III категории трасс ВЛ, при наличии такой возможности, выбираться не должны.

7.1.13.12 Следует избегать прохождения трассы ВЛ по территориям с близостью плоскостей сбросов пород, сильной нарушенностью пород физико-геологическими процессами, просадочностью грунтов, осыпями, обвалами, плывунами, оползнями, карстом, горными выработками и селями.

7.1.14 Срок службы ВЛ:

- на деревянных пропитанных водорастворимыми антисептиками опорах - не менее 40 лет.
- на железобетонных центрифугированных и вибрированных опорах - не менее 50 лет;
- на стальных решетчатых опорах - не менее 60 лет;
- на стальных многогранных опорах - не менее 70 лет;
- на композитных опорах - не менее 70 лет.

7.1.15 Рекомендации по применению универсального кабеля УПСК, закрепляемого на опорах или других конструкциях и сооружениях, приведены в Приложении В.

7.2 Выбор трассы ВЛ

7.2.1 Выбор трассы ВЛ производится на основании технико-экономического сравнения конкурирующих вариантов и должен учитывать:

- природные особенности территории;
- состояние природной среды;
- современное хозяйственное использование территории;
- ценность территории (природоохранная, культурная, национальная, особо охраняемые природные объекты и пр.);
- возможный ущерб, причиняемый природной и социальной среде, а также возможные изменения в окружающей природной среде в результате сооружения ВЛ и последствия этих изменений для природной среды, жизни и здоровья населения;
- условия строительства и эксплуатации.

7.2.2 Трасса ВЛ должна быть по возможности кратчайшей и приближена к дорогам и существующим ВЛ.

7.2.3 При выборе трассы ВЛ обходу, как правило, подлежат населённые пункты, промышленные предприятия, участки с широкими поймами рек, места залегания полезных ископаемых, заповедники, природные заказники, памятники истории и культуры. При выборе направления трассы необходимо стремиться к минимальным переустройствам пересекаемых ВЛ и линий связи.

7.2.4 При изысканиях трасс ВЛ следует обходить участки, где по физико-географическим условиям можно ожидать повышения нагрузок или частой и интенсивной пляски проводов, а также районы с неблагоприятными топографическими и геологическими условиями (глубокие болота, сильнольдистые грунты, участки с активным проявлением криогенных процессов и т.п.).

7.2.5 При выборе и согласовании трасс особое внимание необходимо уделять подходам ВЛ к электростанциям и подстанциям, трасса ВЛ должна прокладываться

в соответствии с планом разводки подходящих ВЛ всех напряжений с учётом перспектив развития.

7.2.6 Инженерные изыскания трасс линейных объектов следует производить в соответствии с действующими СП 47.13330.2012, СП 11-103-97, СП 11-102-97, СП 11-104-97, СП 11-105-97.

7.2.7 При отводе и использовании земель для ВЛ должны соблюдаться требования законодательства РФ, а также [9], [10] и [19].

7.2.8 На протяжённых участках ВЛ при реконструкции рекомендуется использовать методы дистанционного обследования (лазерно-локационную съемку, аэрофотографирование).

7.3 Опоры и фундаменты

7.3.1 Опоры и фундаменты для ВЛ 6 - 20 кВ

7.3.1.1 Выбор материала, типа опор и типа закрепления опор в грунте должен производиться исходя из технико-экономической целесообразности применения проектных решений в конкретных условиях строительства, с учётом обеспечения надёжности ВЛ при эксплуатации.

7.3.1.2 Для принятия оптимального решения следует учитывать:

- размеры, расположение и стоимости земельных участков, отчуждаемых под опоры;
- целесообразность применения выбираемых типов опор в различных природных условиях;
- ветровой район, район по гололеду, грозовую активность;
- значение расчетной зимней температуры наиболее холодной пятидневки для района строительства;
- затраты на эксплуатацию;
- для труднодоступных участков и участков со стесненными условиями - дополнительные затраты, связанные с доставкой грузов на пикеты при строительстве ВЛ и проездом эксплуатационного персонала к опорам при их обслуживании и ремонте;
- агрессивность грунтовых сред в районе строительства и агрессивность газовых сред.

7.3.1.3 На опорах ВЛ должны быть установлены постоянные информационные знаки в соответствии с действующей НД.

7.3.1.4 Допустимые нагрузки и воздействия на опоры и фундаменты ВЛ должны приниматься согласно положениям [2] и требованиям НД.

7.3.1.5 Для строительных конструкций ВЛ напряжением 6 - 20 кВ коэффициент надёжности по ответственности принимается согласно ГОСТ 27751.

7.3.1.6 Коэффициент надёжности по ответственности необходимо учитывать при расчёте нагрузок от ветра, собственного веса проводов и конструкций. На коэффициент надёжности по ответственности следует умножать показатели эффектов воздействия, определяемые при расчёте конструкций опор на основные сочетания нагрузок по первой группе предельных состояний.

7.3.1.7 В соответствии с технико-экономическими обоснованиями на ВЛ 6 - 20 кВ могут быть применены опоры на основе железобетонных, деревянных стоек,

стальные решётчатые и многогранные опоры, опоры из композитных материалов, опоры из стального гнутого профиля.

Деревянные опоры 6-20 кВ (с учетом соблюдения архитектурного стиля при прохождении ВЛ в населенных пунктах) приоритетно применять:

– в районах по гололеду IV и выше;

– в труднодоступной и горной местности, где затруднена доставка железобетонных опор;

– в местностях со скалистыми грунтами;

7.3.1.8 Минимальный изгибающий момент стоек на магистралях ВЛ 6-20 кВ без ответвлений – не менее 70 кНм, на ответвлениях 6-20 кВ – не менее 50 кНм.

7.3.1.9 На ВЛ или участках ВЛ 6-20 кВ, проходящих по насаждениям [2] (п. 2.5.207), допускается применять деревянные опоры, пропитанные водорастворимыми антисептиками. При этом должны выполняться требования [2] (п. 2.5.35) по их защите (при необходимости) от низовых пожаров.

В местах возможного возникновения низовых пожаров применение деревянных опор без проведения дополнительных противопожарных мероприятий не допускается.

7.3.1.10 Закрепление опор в грунте в зависимости от конкретных условий прохождения ВЛ следует проектировать в соответствии с требованиями СП 22.13330.2011.

7.3.1.11 Для промежуточных опор рекомендуются:

- закрепления в грунтах с ненарушенной структурой: безригельное, с одним или двумя верхними ригелями;

- закрепления в грунтах с нарушенной структурой: безригельное, с одним верхним ригелем, с одним верхним и одним нижним ригелем, с двумя верхними и одним нижним ригелем;

- закрепления с насыпными банкетками в грунтах с ненарушенной структурой;

- закрепления с насыпными банкетками в грунтах с нарушенной структурой.

Засыпку пазух между стенками котлована и стойкой опоры (либо вертикального фундамента) необходимо выполнять песчано-гравийной смесью в соотношении 1:1 с тщательным уплотнением, слоями 0,2 м, до достижения объемного веса обратной засыпки 1,7 т/м^3 (при механическом способе уплотнения).

7.3.1.12 Климатические районы строительства следует принимать в соответствии с ГОСТ 16350 и СП 20.13330.2011 (Приложение Ж).

7.3.1.13 За расчётную температуру района строительства принимается температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,98.

7.3.1.14 Климатические нагрузки должны определяться на основании нормативных значений, имеющих вероятность не превышения 0,96 (повторяемость 1 раз в 25 лет).

7.3.1.15 Конструкции опор должны обеспечивать возможность безопасного производства на них работ при строительстве и реконструкции ВЛ и безопасности эксплуатационного персонала при техническом обслуживании и ремонте ВЛ, в том числе при работах под напряжением.

7.3.1.16 Все соединения в металлоконструкциях, выполняемые на болтах, хомутах и шпильках, должны производиться в соответствии с конструкторской документацией.

7.3.1.17 Выбор высоты и типа опор ВЛ, устанавливаемых на обрабатываемых землях, следует производить исходя из условия наименьшего изъятия земель сельскохозяйственного назначения.

7.3.2 Опоры и фундаменты ВЛ 35, 110 (150) кВ

7.3.2.1 Выбор материала и типа опор и фундаментов должен производиться исходя из технико-экономической целесообразности применения проектных решений в конкретных условиях строительства, с учётом обеспечения надёжности ВЛ при эксплуатации.

Опоры ВЛ 35, 110 (150) кВ должны обеспечивать требуемую надёжность электроснабжения и безопасность персонала при эксплуатации (подъём на опору, работу на траверсах и т.д.).

На ВЛ 35, 110 (150) кВ должны применяться опоры необходимой высоты и прочности, соответствующие действующим нормативным документам; одноцепные, двухцепные, многоцепные стальные опоры многогранных и решетчатых конструкций (в том числе новейшей унификации), композитные опоры, а также опоры на основе железобетонных центрифугированных стоек.

Высотные опоры, с учётом жизненного цикла, экономически целесообразны при применении проводов с повышенной пропускной способностью или при увеличении количества цепей. Рекомендуемые области применения ВО указаны в Приложении Г.

На ВЛ 35, 110 (150) кВ рекомендуется применение композитных опор с изолирующими траверсами в условиях высокой среднегодовой относительной влажности воздуха, на землях сельскохозяйственного назначения, в условиях агрессивной окружающей среды при сильных загрязнениях воздуха, а также при условии обоснования надежности, безопасности, эффективности их применения и обеспечения устойчивости к внешним воздействиям. В местах возможных низовых или торфяных пожаров установка опор, выполненных из композитных материалов, не допускается.

7.3.2.2 Для принятия оптимального решения следует учитывать размеры и стоимости земельных участков, отчуждаемых под опоры, целесообразность применения опор в различных природных условиях (ветровые и гололёдные нагрузки, характеристики грунтов и пр.), затраты на эксплуатацию. Для труднодоступных участков следует учитывать дополнительные затраты, связанные с доставкой грузов на пикеты при строительстве ВЛ и проездом эксплуатационного персонала к опорам при их обслуживании.

7.3.2.3 На опорах ВЛ должны быть установлены постоянные информационные знаки в соответствии с [2].

7.3.2.4 Нагрузки и воздействия на опоры и фундаменты ВЛ должны приниматься согласно положениям [2] и требованиям действующей НД.

7.3.2.5 Конструкции опор должны удовлетворять требованиям расчета по несущей способности (предельные состояния первой группы) и по возможности нормальной эксплуатации (предельные состояния второй группы). Предельные

состояния, по которым производится расчет опор, указаны в [2] (п. 2.5.137). Расчет опор и фундаментов ВЛ в нормальных режимах должен производиться по первой и второй группам предельных состояний, а в аварийных и монтажных режимах - по первой группе предельных состояний согласно [2] (п. 2.5.139). Строительные конструкции и основания следует рассчитывать по методу предельных состояний с учетом изменчивости свойств материалов, грунтов, нагрузок и воздействий, геометрических характеристик конструкций, условий их работы для полного обеспечения безотказной работы конструкций на протяжении всего срока эксплуатации.

7.3.2.6 Первая группа предельных состояний предусматривает расчет по прочности, расчет на устойчивость. Вторая группа предельных состояний предусматривает расчет по деформациям и перемещениям (прогибы, углы поворота и т.д.), расчет по образованию и раскрытию трещин.

7.3.2.7 Конструкции опор должны обладать требуемой стойкостью ко всем видам возникающих предельных состояний, характеризоваться правильным выбором материалов, размеров, а также конструирования и удовлетворять требованиям ГОСТ 27751 и ГОСТ 23118.

7.3.2.8 Прочность и устойчивость конструкций, а также требования по образованию и раскрытию трещин в железобетонных конструкциях должны быть обеспечены как в процессе эксплуатации, так и при транспортировке и монтаже.

7.3.2.9 Конструкции опор ВЛ в зависимости от принятых проектных решений могут иметь съемные тросостойки, допускающие изготовление опор как с тросостойками, так и без тросостоек.

7.3.2.10 Деформированность стальных многогранных опор ВЛ при воздействии нормативных нагрузок не должна превышать величин, указанных в таблице 7.2.

Таблица 7.2

Наименование параметра	Требуемое значение
Относительное отклонение стоек от вертикали к высоте:	
концевые и угловые анкерного типа высотой до 60 м	1/100
анкерные высотой до 60 м	1/100
промежуточные двухстоечные	1/50
промежуточные одностоечные, кроме переходных	1/30
переходные высотой выше 60 м	1/140

Отклонения верха опор ВЛ (за исключением многогранных и опор из композитных материалов), прогибы траверс при воздействии нормативных нагрузок не должны превышать величин, указанных в таблице 7.3.

Таблица 7.3

Конструкции и направление/отклонения	Относительное отклонение верха опоры к высоте опоры	Относительные прогибы траверс			
		вертикальные		горизонтальные	
		в пролете	на консоли	в пролете	на консоли
Концевые и угловые опоры ВЛ анкерного типа высотой до 60 м/вдоль проводов	1/120	1/200	1/70	Не ограничиваются	
Опоры ВЛ анкерного типа высотой до 60 м/ вдоль проводов	1/100	1/200	1/70	То же	
Промежуточные опоры ВЛ (кроме переходных)/вдоль проводов	Не ограничиваются	1/150	1/70	То же	
Промежуточные опоры ВЛ (кроме переходных)/поперёк проводов: - железобетонные и узкобазые - нормальные и двухстоечные	 1/30 1/50	 Не ограничиваются Не ограничиваются			
Переходные опоры ВЛ всех типов высотой до 60 м/вдоль проводов	1/140	1/200	1/70	То же	
Примечание: отклонения траверс опор ВЛ в аварийных и монтажных режимах не нормируются					

7.3.2.11 На линиях электропередачи должны применяться опоры, имеющие высокие технико-экономические показатели, обеспечивающие простоту технологии строительства и эксплуатации линии, наименьшую трудоемкость работ на трассе, удобство транспортировки опор, высокую надежность работы линии, отсутствие экологически вредных процессов при строительстве и эксплуатации линий.

7.3.2.12 Строительные конструкции ВЛ относятся к 1а - особо высокому уровню ответственности по экономическим, социальным и экологическим последствиям их отказов. В соответствии с [2] коэффициент надёжности по ответственности, а также коэффициенты надёжности по ветровой и гололёдной нагрузкам при расчёте по первой и второй группам предельных состояний определяются исходя из климатических условий в районе строительства ВЛ и из конструктивных особенностей ВЛ.

При проектировании, строительстве и эксплуатации ВЛ в районах, где возможны отклонения нагрузок в большую сторону, необходимо введение региональных коэффициентов. Значение регионального коэффициента принимается на основании опыта эксплуатации и указывается в ЗП.

7.3.2.13 Климатические районы строительства следует принимать в соответствии с ГОСТ 16350 с учётом региональных карт климатического районирования и материалов многолетних наблюдений гидрометеорологических станций и метеопостов.

7.3.2.14 За расчётную температуру района строительства принимается температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,98.

7.3.2.15 Климатические нагрузки должны определяться на основании нормативных значений, имеющих вероятность не превышения 0,96 (повторяемость 1 раз в 25 лет).

7.3.2.16 Применённые на ВЛ конструкции опор и высота подвески проводов на опорах должны обеспечивать соблюдение допустимых величин напряжённостей

электрического и магнитного полей без применения дополнительных экранирующих устройств. Измерения напряженности электрического поля и магнитного поля должны проводиться на высоте 0,5; 1,5; 1,8 м от поверхности земли и на расстоянии 0,5 м от оборудования.

7.3.2.17 Конструкции опор для ВЛ 110 (150) кВ должны обеспечивать возможность безопасного производства работ:

- персонала при строительстве и реконструкции ВЛ;
- эксплуатационного персонала при техническом обслуживании и ремонте ВЛ, в том числе при работах под напряжением.

7.3.2.18 Классификация высотных опор по характеру статической работы можно разделить на:

– опоры решетчатые одностоечные и двухстоечные;
– многогранные опоры одностоечные и двухстоечные.

Опоры можно классифицировать по параметрам, которые относятся к конструктивной схеме:

– по количеству граней (иначе форма в плане) – трех-, четырех- и многогранные;
– по конфигурации (силуэту)– без переломов граней по высоте и с переломами;
– по схеме решетки – треугольная, ромбическая, крестовая и др.

7.3.2.19 Опоры должны соответствовать требованиям нормативных правовых актов, регламентирующих требования безопасности при проведении работ на высоте и должны быть оборудованы стационарными приспособлениями (анкерными линиями) для безопасного выполнения персоналом работ на высоте (как при подъеме/спуске на опоры, так и при нахождении на опорах и передвижении по ним – переходе с одного рабочего места на другое, при удержании, позиционировании и т.п.):

- на металлических опорах устройство стационарных жестких анкерных линий и стационарных лестницах подъема с возможностью дальнейшего применения средств индивидуальной защиты ползункового типа, а также стационарных анкерных точек для использования в качестве страховочной системы при работе на высоте на опорах (как по вертикальной плоскости, так и по горизонтальной плоскости с учетом обеспечения минимального количества перецеплений стропов страховочных привязей);
- на ж/б опорах, многогранных и других видах опор устройство стационарных анкерных точек с возможностью установки гибких анкерных линий без подъема на опору с применением штанг, подъемников (вышек) с возможностью дальнейшего применения средств защиты ползункового типа и для использования в качестве страховочной системы при работе на высоте на опорах (как по вертикальной плоскости, так и по горизонтальной плоскости с учетом обеспечения минимального количества перецеплений стропов страховочных привязей).

Конструкция приспособлений (анкерных линий) для безопасного выполнения персоналом работ на высоте должны:

- исключать возможность травмирования рук работника;

- обеспечивать надежную статическую нагрузку (для анкерных линий; анкерных устройств удерживающих систем и систем позиционирования с учетом возможного присоединения страховочных систем не менее 2-х работников);

- обеспечивать минимальный фактор падения для уменьшения риска травмирования работника непосредственно во время падения (например, из-за ударов об элементы опор) и/или в момент остановки падения;

- исключать или максимально уменьшать маятниковую траекторию падения.

7.3.2.20 Анкерно-угловые опоры 110 (150) кВ должны быть свободностоящими, иметь жёсткую конструкцию.

7.3.2.21 На высотных опорах должна предусматриваться стационарная система для обслуживания проводов и тросов, а также стационарная система безопасности, не требующая отдельных машин при эксплуатации. Конструкция опоры должна обеспечивать удобный и безопасный подъем персонала на опору от уровня земли до вершины опоры и перемещение по элементам опоры (стойкам, траверсам, тросостойкам, подкосам и др.). На опоре и ее элементах должна быть предусмотрена возможность крепления специальных устройств и приспособлений для выполнения эксплуатационных и ремонтных работ. Для обеспечения безопасного перемещения обслуживающего персонала по траверсам переходных опор высотой должны быть предусмотрены площадки и страховочный крюк.

Работы по техническому обслуживанию выполняются электромонтерами службы ЛЭП, за исключением выборочных осмотров и осмотров ВЛ после капитального ремонта, которые выполняются инженерно-техническими работниками.

7.3.2.22 При проектировании должна предусматриваться защита стальных элементов конструкций опор и фундаментов от коррозии методом горячего цинкования в заводских условиях толщиной не менее 120 мкм по ГОСТ 9.307 и термодиффузионное цинкование по ГОСТ 9.316 в соответствии с СП 28.13330.2012.

7.3.2.23 Для промышленных и приморских районов дополнительно к горячему цинкованию следует применять стойкие лакокрасочные покрытия.

7.3.2.24 Увеличение толщины проката с целью защиты конструкций от коррозии допускается только при соответствующем технико-экономическом обосновании.

7.3.2.25 Болты, гайки и шайбы, применяемые для сборки оцинкованных конструкций, должны быть оцинкованы. На головке болта должна быть выполнена маркировка знаком класса прочности и клеймо завода-изготовителя.

7.3.2.26 Для защиты от коррозии конструкций с болтовыми соединениями, а также болтов, гаек и шайб рекомендуется горячее цинкование методом погружения в расплав. В отдельных случаях, по согласованию с заказчиком, допускается применение цинкнаполненных лакокрасочных покрытий, а для крепежных изделий - гальваническое цинкование. При экономическом обосновании, по согласованию с заказчиком, допускается применение коррозионностойких сталей без защиты от коррозии в районах со слабоагрессивной степенью воздействия окружающей среды.

7.3.2.27 Анкерные опоры должны устанавливаться в местах, определяемых условиями работ на ВЛ при её сооружении и эксплуатации, условиями работы конструкции опоры. Для обеспечения безопасности населения и транспорта и

сведения к минимуму вероятности аварийных ситуаций на пересекаемых объектах анкерные опоры нормальной конструкции следует применять на пересечениях ВЛ с электрифицированными и подлежащими электрификации железными дорогами общего пользования, автомобильными дорогами категорий 1А и 1Б, пассажирскими канатными дорогами, на пересечениях ВЛ с ЛС (в том числе с ВОЛС (воздушной) в анкерном пролёте ВЛ) и ЛПВ (анкерные опоры облегчённой конструкции), с троллейбусными и трамвайными линиями, с наземными и надземными трубопроводами для транспорта горючих жидкостей и газов.

7.3.2.28 Выбор высоты и типа опор ВЛ, устанавливаемых на обрабатываемых землях, следует производить исходя из условия наименьшего изъятия земель сельскохозяйственного назначения.

7.3.2.29 На чертежах конструкций должны указываться характеристики материалов (марка бетона, стали, классы болтов и т.п.), условия монтажа проводов и тросов, на которые запроектирована конструкция, конструктивные и другие требования в соответствии с требованиями действующей НД. На чертежах фундаментов должны также указываться степень уплотнения грунтов засыпки, диаметр и нижняя отметка лидерной скважины (для свайных фундаментов).

7.3.2.30 Проектирование оснований и фундаментов должно обеспечивать требуемые эксплуатационные качества, что достигается выбором наиболее рациональной для этих условий конструктивной схемы опоры, рациональным способом закрепления фундамента в грунте, с сохранением необходимого температурного режима грунта.

7.3.2.31 В период строительства наблюдение за состоянием оснований и фундаментов должно осуществляться строительной организацией и контролироваться техническим персоналом заказчика.

7.3.2.32 Основания и фундаменты следует рассчитывать по двум группам предельных состояний: по первой - по несущей способности, по второй - по деформациям (осадкам, прогибам и пр.), затрудняющим нормальную эксплуатацию конструкций сооружения или снижающим их долговечность, а элементы железобетонных конструкций - и по трещиностойкости.

7.3.2.33 При расчете по предельным состояниям несущую способность основания и его ожидаемые деформации следует устанавливать с учетом температурного режима грунтов основания.

7.3.2.34 Фундаменты, как элементы конструкций, в зависимости от их материала следует рассчитывать в соответствии с требованиями [20], СП 16.13330.2011 и СП 24.13330.2011.

7.3.2.35 В состав работ, целью которых являются инженерно-геологическая разведка, инженерно-геологическая рекогносцировка и съемка, а также сбор, изучение и обобщение данных о природных условиях района строительства и материалов изысканий предыдущих лет, входят мероприятия, выявляющие:

- геологическое строение района;
- литологический состав грунтов и их криогенную текстуру;
- зональность распространения многолетнемерзлых грунтов;
- температурный режим грунтов и криолитозоны;
- наличие, тип грунтовых вод;

- мерзлотные физико-геологические явления и процессы;
- физико-механические и теплотехнические свойства грунтов;
- наличие местных строительных материалов;

температурный режим грунтов (среднегодовые температуры, глубины распространения годовых колебаний температур, максимальные температуры, глубины сезонного оттаивания и промерзания).

7.3.2.36 В процессе проектирования следует учитывать возможность изменения гидрогеологических условий площадки строительства из-за нарушения поверхностного покрова грунта, осушения или подтопления площадки строительства при использовании дренажа и других мероприятий.

7.3.2.37 Глубину заложения фундаментов ВЛ следует определять с учетом:
- назначения ВЛ;
- величины и характера нагрузок, действующих на строительные конструкции ВЛ;
- геологических и гидрогеологических условий строительной площадки, а также климатических особенностей района;
- возможности пучения грунтов при промерзании и осадки при оттаивании;
- оценки теплофизического взаимодействия фундаментов с грунтами основания.

7.3.2.38 Мероприятия по устранению или уменьшению деформаций оснований, сложенных просадочными грунтами, следует выбирать согласно СП 21.13330.2012 (п. 6.4).

7.3.2.39 При проектировании свайных фундаментов в набухающих грунтах допускается предусматривать как полную прорезку сваями всей толщи набухающих грунтов (с опиранием нижних концов на ненабухающие грунты), так и частичную прорезку (с опиранием нижних концов непосредственно в толще набухающих грунтов).

7.3.2.40 На опорах ВЛ высотой 100 м и более, независимо от места их расположения, должны быть предусмотрены дневная маркировка (окраска) и светоограждение в соответствии с действующими правилами [2] и [21].

7.3.2.41 Дневную маркировку (окраску), сигнальные шары-маркеры и светоограждение должны иметь элементы и конструкции ВЛ вблизи аэродрома или вертодрома, выступающие за пределы их внутренних границ, определенных в [22].

7.4 Провода и грозозащитные тросы

7.4.1 Провода для ВЛ 6 - 20 кВ

7.4.1.1 На магистралях ВЛ 6 - 20 кВ следует применять неизолированный провод по ГОСТ 839 или защищенный провод по ГОСТ 31946 сечением не менее 70 мм^2. На ответвлениях от магистралей рекомендуется применение проводов типа АС или защищенных проводов сечением не менее 35 мм^2.

7.4.1.2 Выбор сечения провода ВЛ по длительно допустимому току нагрузки следует выполнять с учетом требований [1] (глава 1.3) и по условиям короткого замыкания [1] (глава 1.4).

7.4.1.3 Выбор сечения провода ВЛЗ по длительно допустимому току нагрузки следует выполнять с учетом требований [1] (глава 1.3) применительно к техническим характеристикам защищенного провода.

Выбранное сечение провода ВЛЗ должно быть проверено по условиям нагрева токопроводящей жилы и защитной оболочки при коротких замыканиях по ГОСТ Р 52736.

7.4.1.4 Защищенные провода рекомендуется применять:

- при прохождении трассы ВЛ по населенной местности;
- при прохождении ВЛ по лесным массивам;
- при пересечении ВЛ водных преград;
- при отсутствии возможности соблюдения габаритных расстояний при прохождении ВЛ в стеснённых условиях;
- при совместной подвеске с ВЛИ 0,4 кВ.

7.4.2 Провода и тросы для ВЛ 35, 110 (150) кВ

7.4.2.1 Воздушные линии напряжением 35, 110 (150) кВ, как правило, выполняются с одним проводом в фазе.

7.4.2.2 Выбор типов и сечений проводов при проектировании ВЛ должен производиться по результатам технико-экономических расчётов, механических расчётов, по условиям коронного разряда и радиопомех в соответствии с требованиями настоящего стандарта, [1] (глава 1.3) и по условиям короткого замыкания [1] (глава 1.4). Защищённые провода должны соответствовать требованиям п. 7.4.1.3.

7.4.2.3 Технико-экономическая оценка должна быть основанием для выбора между неизолированными проводами по ГОСТ 839 и проводами с улучшенными характеристиками в части максимальной рабочей температуры, механической прочности, а также защищёнными проводами (марок СИП-3 и СИП-7).

7.4.2.4 При выборе провода следует руководствоваться приоритетом применения провода новых типов, учитывая следующие критерии:

1) Провод новых типов преимущественно применять:
   - при расчетном сечении провода традиционных типов 185 мм^2 и выше;
   - в областях со значительными ветровыми/гололедными нагрузками;
   - при наличии протяженных анкерных участков;
   - для больших переходов,
   - для ВЛ с возможностью возникновения перегрузок в период пост аварийных режимов;
   - в районах с высокими температурами воздуха и солнечной активностью;
   - при увеличении пропускной способности действующих линий с применением провода новых типов;
   - при построении кольцевых схем сети;
   - на ВЛ, выполненных на высотных опорах.
2) В остальных случаях допускается применение сталеалюминевого провода традиционных типов только при наличии положительного технико-экономического обоснования.

В районах с интенсивными ветровыми и гололёдными нагрузками, а также на больших переходах ВЛ 35, 110 (150) кВ следует рассматривать применение новых конструкций провода, превосходящих стандартные значением пропускной способности и техническими характеристиками, которые могут обеспечить:

- снижение нагрузок на опоры и фундаменты;
- увеличение длины пролетов;
- уменьшение коэффициента аэродинамического сопротивления;
- снижение вероятности пляски проводов;
- снижение вероятности обрыва проводов при воздействии внешних механических нагрузок (противодействие налипанию снега и гололедообразованию).

7.4.2.5 Защищенные провода рекомендуется рассматривать при проектировании ВЛ 35, 110 (150) кВ в первую очередь:
- при прохождении трассы ВЛ по населенной местности;
- при прохождении ВЛ по лесным массивам;
- при пересечении ВЛ водных преград;
- при отсутствии возможности соблюдения габаритных расстояний при прохождении ВЛ в стеснённых условиях;
- в качестве шлейфов для присоединения ТП наружной установки к разъединителю;
- при совместной подвеске с ВЛИ 0,4 кВ.

7.4.2.6 Наибольшая эффективность защищенного провода (СИП-7) достигается при его использовании в проектах реконструкции ВЛ 110 (150) кВ, отслуживших более 40 лет и имеющих неудовлетворительное состояние, в черте городов и поселков, с целью соблюдения требований [2]. Это относится в первую очередь к линиям, расположенным в относительно небольших и мелких городах, где отсутствует развитая подземная инфраструктура, в результате чего исключается возможность прокладки КЛ 110 (150) кВ или ее стоимость оказывается неоправданно высокой. Также СИП-7 может использоваться при строительстве ВЛ в заповедной зоне или местах с высокой стоимостью земли.

7.4.2.7 Проектирование линии класса напряжения 110 (150) кВ, выполненной защищенными проводами, должно учитывать следующие преимущества таких проводов:
- возможное сближение фазных проводов на расстояние до 1 метра;
- значительное уменьшение интенсивности магнитного поля;
- меньшая интенсивность налипания мокрого снега и гололеда;
- исключение случаев короткого замыкания проводов от схлестывания, набросов;
- уменьшение или исключение потерь на корону;
- строительная длина провода согласовывается при заказе, что позволяет при проектировании линии обойтись без соединительных муфт.

7.4.2.8 В качестве грозозащитных тросов следует применять стальные канаты из оцинкованной проволоки с покрытием её поверхности по группе ОЖ (для особо жёстких условий работы), стальные канаты из проволоки с алюмоцинковым покрытием или из стальных проволок, плакированных алюминием, по способу свивки - нераскручивающиеся. В качестве грозозащитных тросов могут применяться сталеалюминиевые провода или провода из термообработанного алюминиевого сплава со стальным сердечником.

7.4.2.9 Выбор марки троса определяется технико-экономическим расчётом.

7.4.2.10 В проектной документации ВЛ следует приводить расчёты и результаты механических расчётов проводов и грозозащитных тросов во всех расчётных режимах. При механическом расчёте проводов и грозозащитных тросов необходимо учитывать климатические условия в соответствии с положениями настоящего Стандарта.

7.4.2.11 На ВЛ 35, 110 (150) кВ могут применяться, при наличии соответствующего обоснования, провода с композитным сердечником, высокотемпературные и другие инновационные провода.

7.4.2.12 На особо ответственных переходах через инженерные сооружения и на ВЛ с большими токами однофазного короткого замыкания по условиям термической стойкости и для уменьшения влияния ВЛ на линии связи рекомендуется применять в качестве грозозащитных тросов сталеалюминиевые провода и сталеалюминиевые тросы, обладающие высокой молниестойкостью, механической прочностью, коррозионной стойкостью.

7.4.2.13 Для организации цифровых систем передачи информации могут применяться грозозащитные тросы со встроенными оптическими кабелями (ОКГТ).

7.4.2.14 Выбор сечения грозозащитного троса на ВЛ 35, 110 (150) кВ производится на основании расчётов термического воздействия максимального тока короткого замыкания, протекающего в грозотросе, величины воздействия грозового разряда на грозотрос с учётом интенсивности грозовой деятельности в районе прохождения трассы ВЛ, а также по результатам механических расчётов. При выборе сечения ОКГТ также учитываются требования [23].

7.4.2.15 Механический расчёт проводов (тросов) ВЛ производится по методу допускаемых напряжений на расчётные нагрузки, в основу которого положены нормируемые допустимые напряжения в материале провода при различных условиях с учётом возможных деформаций провода (троса) при его растяжении.

7.4.2.16 Все механические расчёты проводов и тросов выполняются в соответствии с [2] (п. 2.5.83).

7.4.2.17 Расчет проводов (тросов) по нормальному и аварийному режимам работы необходимо производить для сочетания условий в соответствии с [2] (п.п. 2.5.71 и 2.5.72).

7.4.2.18 При расчёте приближения токоведущих частей к кронам деревьев, элементам опор ВЛ и сооружениям необходимо руководствоваться требованиями [2] (п. 2.5.73).

7.4.2.19 При строительстве и проектировании ВЛ в районах с низшей температурой воздуха минус 50 °С и ниже или в районах со среднегодовой температурой минус 5 °С и ниже должны выполняться следующие требования:

- на ВЛ должны применяться только неизолированные сталеалюминиевые провода;
- на ВЛ 35 кВ рекомендуется применение проводов сечением алюминиевой части не менее 95 мм^2, на ВЛ 110 (150) кВ - не менее 120 мм^2;
- допускаемые напряжения для проводов сечением 95 мм^2 не должны превышать при низшей температуре 30% предела прочности провода при растяжении и при среднегодовой температуре - 25% предела прочности провода;

при наибольшей нагрузке допустимое механическое напряжение принимается по [2] (таблица 2.5.7);

- допускаемые напряжения для проводов сечением 120 мм^2 и более не должны превышать при низшей температуре 30% предела прочности провода на растяжение;

- при наибольшей нагрузке и при среднегодовой температуре допустимое механическое напряжение принимается по таблице [2] (таблица 2.5.7).

7.4.2.20 При строительстве и проектировании ВЛ в районах со сложными климатическими условиями следует применять сталеалюминиевые провода сечением по алюминию, как правило, не менее 120 мм^2 для ВЛ 35 кВ, не менее 185 мм^2 для ВЛ 110 кВ. Рекомендуемое отношение сечения алюминиевой части провода к сечению стального сердечника — не более 4,39. На отдельных участках ВЛ в районах со сложными климатическими условиями допускается применение марок и сечений проводов и грозозащитных тросов и конструкции фазы, отличных от применённых по всей линии.

7.4.2.21 Физико-механические характеристики проводов и тросов при выполнении механических расчётов следует принимать по [2] (таблица 2.5.9) или специальным техническим условиям.

7.4.2.22 Расчёт монтажных тяжений и стрел провеса провода (троса) должен выполняться с учётом последующей вытяжки.

7.4.2.23 Расстояния между проводами ВЛ (ВЛЗ), а также между проводами и тросами должны выбираться:

- по условиям работы проводов (тросов) в пролётах согласно [2] (п.п. 2.5.88 - 2.5.96);

- по допустимым изоляционным расстояниям: между проводами согласно [2] (п. 2.5.126), между проводами и элементами опоры согласно [2] (п. 2.5.125);

- по условиям защиты от грозовых перенапряжений согласно [2] (п. 2.5.120 и 2.5.121);

- по условиям короны и допустимых уровней радиопомех и акустических шумов согласно [2] (глава 1.3. и п. 2.5.81).

7.4.2.24 Расстояния между проводами, а также между проводами и тросами выбираются по стрелам провеса, соответствующим габаритному пролёту; при этом стрела провеса троса должна быть не более стрелы провеса провода в режиме плюс 15°С, гололёд и ветер отсутствуют.

7.4.2.25 Расстояние по вертикали между тросом и проводом в середине пролёта без учёта отклонения их ветром по условиям защиты от грозовых перенапряжений должно быть не менее приведённых в [2] (таблица 2.5.16).

7.4.2.26 На двухцепных и многоцепных опорах расстояние между ближайшими проводами разных цепей по условию работы проводов в пролете принимается в соответствии с [2] (глава 2.5).

7.4.2.27 Провода ВЛ разных напряжений выше 1 кВ могут быть подвешены на общих опорах в соответствии с [2] (п. 2.5.96).

7.4.2.28 На ВЛ 35, 110 (150) кВ следует предусматривать защиту проводов (тросов) от вибрации и пляски.

7.4.2.29 С целью предупреждения повреждения проводов (тросов) от усталостных напряжений, вызываемых вибрацией, необходимо использовать многочастотные гасители вибрации.

7.4.2.30 Для дополнительной защиты от вибрации с целью предупреждения разрушения проводов (тросов) в поддерживающих и соединительных зажимах рекомендуется применять защитные протекторы спирального типа.

7.4.2.31 В районах с частой и интенсивной пляской проводов (тросов) для предотвращения схлёстывания проводов, междуфазовых перекрытий, перекрытий провод-трос при проектировании ВЛ выбираются опоры с увеличенными расстояниями между фазными проводами и между проводами и тросами с учётом возможных траекторий проводов (тросов) при сбросе изморозевых отложений и при пляске. Схема и методика построения эллипсов пляски и отклонения грозозащитного троса на промежуточных опорах для определения возможности опасных сближений проводов и тросов приведены в [24], между проводами и между проводами и тросами по условиям пляски должны проверяться по таблицам Приложения 1 [2].

7.4.2.32 Для ВЛ, требующих повышенной надёжности, рекомендуется принимать увеличенные расстояния между проводами или между проводами и тросами (в районах с умеренной пляской - как для районов с частой и интенсивной пляской, во II районе по гололеду - как для III района по гололеду и т.п.).

7.4.2.33 Наряду с пассивной защитой от пляски проводов и тросов рекомендуется при необходимости использовать различные устройства, ограничивающие явление пляски или причины ее возникновения, такие, как: гасители пляски, гасители вибрации маятникового типа, ограничители гололедообразования и колебаний.

7.4.2.34 Типы многочастотных гасителей вибрации и гасителей пляски и схемы их установки должны быть рекомендованы производителями и разработчиками гасителей вибрации и пляски.

7.4.2.35 В зоне полётов малой авиации и при пересечении автодорог для обеспечения безопасности на ВЛ 35, 110 (150) кВ рекомендуется применять маркировку проводов и грозозащитных тросов в соответствии с требованиями [25]. Для обозначения высоковольтных проводов в дневное время применяются сигнальные шары-маркеры, монтируемые на грозозащитный трос (в зоне полётов малой авиации) и на нижние провода ВЛ (при пересечении автомобильных дорог). Для маркировки и светоограждения высоковольтных проводов в ночное время применяются системы световой маркировки.

7.4.2.36 Провода больших переходов ВЛ, выполненных в габаритах ВЛ 35, 110 (150) кВ, следует маркировать по всему пролету, а их опоры оснащать заградительными огнями в соответствии с федеральными авиационными правилами [21].

7.4.2.37 Места установки сигнальных шаров-маркеров и их характеристики определяются при проектировании с учетом требований [25] и [26].

7.4.2.38 О размещении на участках ВЛ маркеров должны быть извещены соответствующее региональное подразделение службы управления воздушным движением и администрация соответствующего бассейна внутренних водных путей.

7.5 Изоляторы и линейная арматура

7.5.1 Линейная арматура, изоляторы и материалы должны выбираться с учётом климатических условий и условий загрязнения.

Количество и тип изоляторов в гирляндах разного назначения на ВЛ должны выбираться в соответствии с [2] (глава 1.9), а также с учетом местных условий, в том числе актуальных карт загрязнения изоляции.

7.5.2 На ВЛ напряжением 35, 110 (150) кВ предпочтение следует отдавать подвесным стеклянным изоляторам, в том числе изоляторам со сниженным уровнем радиопомех, увеличенной длиной пути утечки, изоляторам с гидрофобным покрытием.

7.5.3 При проектировании ВЛ до 110 (150) кВ, круглогодично доступных для обслуживания, проходящих в районах со степенью загрязнения атмосферы I - III (за исключением ВЛ, проходящих в районах по ветру (3 и выше)/ гололеду (3 и выше)) при наличии обоснования следует рассматривать применение полимерных изоляторов (цельнолитые с кремнийорганической защитной оболочкой) с обязательным оснащением ВЛ индикаторами перекрытия или высокоточными системами определения места повреждения для оперативного выявления поврежденных изоляторов.

7.5.4 Для ВЛ до 110 (150) кВ, проходящих в стесненных условиях, имеющих возможность подъезда подъёмников и вышек к опорам для проведения технического обслуживания и ремонтов арматуры и изоляторов, рекомендуется применять полимерные консольные изолирующие траверсы.

7.5.5 При проектировании ВЛ 110 (150) кВ на высотных опорах допускается применение длинностержневых фарфоровых изоляторов (при соответствующем обосновании).

7.5.6 При проектировании ВЛ 6 - 20 кВ следует предусматривать применение:

- подвесных полимерных, стеклянных изоляторов;
- полимерных консольных (консольных с оттяжкой) изолирующих траверс;
- опорностержневых фарфоровых и полимерных изоляторов, в том числе с проушиной для защищённых проводов;
- штыревых стеклянных из закалённого стекла и фарфоровых изоляторов с проушиной.

7.5.7 На ВЛ 35, 110 (150) кВ, проходящих в особо сложных для эксплуатации условиях, на ВЛ, сооружаемых на двухцепных и многоцепных опорах, на ВЛ, питающих тяговые подстанции электрифицированных железных дорог, а также на больших переходах следует применять стеклянные изоляторы.

7.5.8 Выбор изоляции при проектировании ВЛ осуществляется в соответствии с требованиями [2] (глава 1.9 и глава 2.5).

7.5.9 При проектировании строительства и реконструкции ВЛ арматура должна выбираться в соответствии с действующими нормами. На ВЛ применяются следующие типы арматуры:

- сцепная, поддерживающая, натяжная, защитная, соединительная, ответвительная (контактная);

- для сталеалюминевых проводов в качестве натяжной должна использоваться, как правило, спиральная и клиносочлененная арматура, при соответствующих обоснованиях: прессуемая, болтовая;

- для грозозащитных тросов - спиральная арматура;

- на переходных промежуточных опорах больших переходов - поддерживающие зажимы, обеспечивающие нормативный срок службы проводов и компенсирующие сезонные изменения стрел провеса провода;

- многочастотные гасители вибрации (не менее 3-х резонансных частот);

- поддерживающая арматура, устанавливаемая на опорах ВЛ 35, 110 (150) кВ, должна обеспечивать дополнительную защиту проводов от воздействия ветровых колебаний;

- поддерживающая арматура для фазных проводов ВЛ 110 (150) кВ должна проектироваться глухого типа с интегрированным протектором.

Конструкция натяжной арматуры не должна увеличивать длину элементов изолирующей подвески, необходимой для ее присоединения;

7.5.10 На ВЛЗ 6 - 35 кВ с защищенными проводами необходимо применять линейную арматуру, соответствующую конструкции защищенного провода и [27].

7.5.11 Соединения и ответвления проводов на ВЛЗ 6 - 35 кВ допускается выполнять только с применением специальных зажимов, соответствующих типу защищенного провода.

7.5.12 Конструкции линейной арматуры для ВЛЗ должны обеспечить возможность присоединения к ней переносных заземлений в процессе эксплуатации ВЛЗ.

7.5.13 Срок службы арматуры должен соответствовать сроку службы проводов, тросов, для которых она предназначена.

7.5.14 На ВЛ 35, 110 (150) кВ в условиях труднодоступной местности, в районах со сложными климатическими условиями, а также при пересечении с инженерными коммуникациями (автомобильные дороги, железные дороги, троллейбусные и трамвайные линии, газопроводы, нефтепроводы и пр.), с целью увеличения надёжности, рекомендуется применение двухцепных поддерживающих и натяжных гирлянд с раздельным креплением цепей к опоре.

7.5.15 Расчёт изоляторов и арматуры производится по методу разрушающих нагрузок в нормальных и аварийных режимах работы ВЛ при сочетании климатических условий, указанных в [2] (п.п. 2.5.71 и 2.5.72) соответственно.

7.5.16 Конструкции гирлянд изоляторов и креплений грозозащитных тросов рекомендуется выбирать с использованием серийно выпускаемых изделий линейной арматуры и изоляторов.

7.5.17 Расчётные усилия в изоляторах и арматуре не должны превышать значений разрушающих нагрузок (механической или электромеханической для изоляторов и механической для арматуры), установленных стандартами и техническими условиями с учётом коэффициента надежности по материалу $\gamma_м$.

7.5.18 Для ВЛ, проходящих в районах со среднегодовой температурой минус 10 °С и ниже или в районах с низшей температурой минус 50 °С и ниже, расчётные усилия в изоляторах и арматуре умножаются на коэффициент условий работы γ_d = 1,4, для остальных условий γ_d = 1,0.

7.5.19 Коэффициенты надёжности по материалу $\gamma_м$ для изоляторов и арматуры на ВЛ 35, 110 (150) кВ должны приниматься в соответствии с [2] (п. 2.5.101).

7.5.20 При проектировании ВЛ, подлежащей реконструкции или техническому перевооружению:

- выбор изоляторов по механической прочности для новых участков ВЛ, сооружаемых взамен ликвидируемых по различным причинам, следует производить по нагрузкам, которые определяются для климатических условий, уточнённых на основании действующих региональных карт, материалов многолетних наблюдений, а также на основании опыта эксплуатации;
- при необходимости на основании расчётов или опыта эксплуатации предусматривать подвеску балластов к поддерживающим гирляндам или увеличение массы существующих балластов;
- при подвеске на ВЛ или её участках нового провода выбор линейной арматуры необходимо производить по действующим на момент реконструкции нормам и правилам с учётом новых нагрузок и нового провода;
- замену линейной арматуры по причине её коррозии, старения, износа, а также регулировку защитной арматуры (колец, экранов, рогов разрядных, гасителей вибрации и др.) по согласованию с заказчиком допускается производить по нормам и правилам, действующим на момент строительства ВЛ.

7.6 Защита от перенапряжений, заземление

7.6.1 Основным средством защиты ВЛ от перекрытий вследствие ударов молнии в элементы ВЛ являются подвеска грозозащитных тросов и заземление опор.

7.6.2 ВЛ 110 (150) кВ, как правило, должны быть защищены по всей длине от грозовых перенапряжений и прямых попаданий молний грозозащитными тросами.

7.6.3 Для ВЛ 35 кВ применение грозозащитных тросов по трассе ВЛ не требуется за исключением участков подхода к РУ и подстанциям.

7.6.4 Защита подходов ВЛ к подстанциям должна выполняться в соответствии с требованиями [2] (глава 4.2).

7.6.5 При выполнении защиты ВЛ от грозовых перенапряжений тросами по основной трассе необходимо руководствоваться требованиями [2] (глава 2.5).

7.6.6 При прохождении ВЛ в районах с высоким удельным сопротивлением грунтов для увеличения грозоупорности ВЛ рекомендуется рассматривать усиление контуров заземления опор протяжёнными заземлителями, а при недостаточности данной меры - использовать совместное применение грозозащитных тросов и устройств защиты от перенапряжений, в том числе линейных ОПН или РМЗ.

ОПН устанавливаются на опорах ВЛ параллельно гирляндам линейных изоляторов.

На ВЛ 6-35 кВ в сетях с изолированной (компенсированной) нейтралью предпочтение следует отдавать ОПН с внешним искровым промежутком, а на ВЛ 110 (150) кВ – ОПН без внешнего искрового промежутка.

Крепление ОПН к опоре:

- ОПН с внешним искровым промежутком имеет, как правило, жёсткое крепление к опоре, необходимое для обеспечения постоянства габаритов искрового промежутка;

- ОПН без внешнего искрового промежутка может иметь любое крепление к фазному проводу и телу опоры, которое обеспечивает установку в цепи его присоединения специального защитного отделителя, обеспечивающего автоматическое отсоединение ОПН от ВЛ в случае повреждения ОПН.

Применение на ВЛ 6-35 кВ устройств защиты от грозовых перенапряжений должно обеспечивать защиту:

- проводов от перегрева и термического разрушения;
- подходов к РУ ПС;
- изоляции ВЛ в районах с повышенной грозовой активностью;
- коммутационного оборудования;
- кабельных муфт;
- мест пересечения ВЛ с инженерными сооружениями;
- столбовых и мачтовых ПС, РП, ТП.

7.6.7 Возможны применение устройств защиты от перенапряжений на отдельных участках трассы, часто поражаемых молнией (как единичное), так и их установка на всех опорах ВЛ.

7.6.8 Отказ от подвески грозозащитного троса на ВЛ или на отдельных участках линии допускается в случаях, оговоренных в [2] (глава 2.5) при наличии обоснования.

7.6.9 Все опоры, имеющие грозозащитный трос или устройства защиты от перенапряжений, должны быть заземлены.

7.6.10 В качестве заземляющих устройств могут использоваться как естественные, так и искусственные заземлители.

7.6.11 Искусственные заземлители выполняются протяжёнными лучевыми, вертикальными и комбинированными.

7.6.12 При прохождении ВЛ по землям сельскохозяйственного назначения предпочтение следует отдавать вертикальным заземлителям при наличии возможности забивки электродов.

7.6.13 В условиях многолетнемёрзлых грунтов рекомендуется применять лучевые (протяжённые) заземлители из круглой оцинкованной стали диаметром не менее 18 мм.

7.6.14 После монтажа сопротивление заземлителей проверяют измерением.

7.6.15 При техническом перевооружении или реконструкции ВЛ на основании опыта эксплуатации может производиться изменение решений по грозозащите на подходах ВЛ к подстанциям, предусматриваться замена имеющихся на ВЛ дефектных устройств защиты от перенапряжений.

7.6.16 На ВЛЗ, проходящей по населенной местности и зоне с грозовой деятельностью 20 грозовых часов и более, необходимо предусмотреть установку устройств защиты от перенапряжений.

7.6.17 Применение на ВЛЗ устройств защиты от перенапряжений должно обеспечивать защиту:

- проводов от перегрева и термического разрушения;
- подходов к РУ ПС;
- изоляции ВЛ в районах с повышенной грозовой активностью;
- коммутационного оборудования;

- кабельных муфт;

- мест пересечения ВЛ с инженерными сооружениями.

7.6.18 В проекте должны быть обозначены места подключения переносных заземлений на ВЛЗ 6-20 кВ.

7.6.19 Для безопасного наложения переносного заземления на ВЛЗ целесообразно применение линейной арматуры, входящей в состав изолирующих подвесок, а также устройств защиты от перенапряжений, в которые конструктивно интегрированы устройства для подключения штанг оперативного заземления.

7.6.20 Место присоединения заземляющего устройства к железобетонной опоре должно быть доступно для выполнения измерений.

7.7 ВОЛС по ВЛ (по необходимости)

7.7.1 Для подвеса ВОЛС на ВЛ воздушные линии электропередачи должны соответствовать требованиям, изложенным в [2].

7.7.2 Проектирование ВОЛС-ВЛ должно вестись на основании ЗП, которое составляется заказчиком проекта с привлечением Генерального проектировщика на основании утвержденных обоснований инвестиций строительства или технико-экономического обоснования. Проектирование ВОЛС на воздушных линиях электропередачи напряжением 35, 110 (150) кВ должно осуществляться в соответствии с требованиями [23].

7.7.3 Расчет параметров надежности ВОЛС-ВЛ 0,4-35 кВ должен производиться в соответствии с действующей методикой, изложенной в [23].

7.7.4 Для обеспечения эксплуатации в проекте должны быть предусмотрены:

- транспорт, устройства (оборудование) для монтажа, ремонта, технического обслуживания, средства измерений;

- численность персонала для эксплуатации ВОЛС-ВЛ;

- аварийный запас ОК, соединительных муфт, арматуры крепления ОК.

7.7.5 Для ОКСН на ВЛ 35 кВ допускается применение болтовой и клиновой натяжной поддерживающей арматуры. Подвеска ОК может производиться на опорах из любого материала.

7.7.6 Для ОКГТ и ОКСН на ВЛ 35, 110 (150) кВ следует применять спиральную поддерживающую и натяжную арматуру.

7.7.7 Для организации ВОЛС на вновь строящихся или реконструируемых и действующих ВЛ в соответствии с трассой прохождения ВОЛС-ВЛ могут применяться следующие типы ОК:

- подвешиваемые на опорах ВЛ ОКГТ, ОКФП, ОКСН, а также ОКНН, навиваемые на фазный провод или ГТ (в районах со среднегодовой продолжительностью гроз менее 20 ч);

- подвешиваемые на специальных опорах ОКГТ и ОКСН на участке прохождения к узлам связи;

- для прохождения к узлам связи на участках ВЛ со вставкой КЛ (КВЛ), на КЛ, в пролетах пересечений ВОЛС-ВЛ с другими ВЛ и на переходах через прочие искусственные и естественные препятствия могут применяться прокладываемые по той же трассе как подземные, так и подводные кабели связи;

- при организации ВОЛС на КЛ допускается применять высоковольтные кабели подземной или подводной прокладки со встроенным ОК.

7.7.8 Для создания ВОЛС на вновь строящихся или реконструируемых и действующих ВЛ наиболее надежным и экономически обоснованным является подвес ОКГТ на предусмотренные в конструкции опор узлы крепления. При этом ОКГТ выполняет функцию ГТ, осуществляя защиту ВЛ от прямых ударов молнии в фазные провода, и обеспечивает наряду с другими мероприятиями грозоупорность ВЛ, а также позволяет осуществлять по встроенному ОК передачу информации.

7.7.9 При обоснованном отказе от использования на вновь строящихся ВЛ ГТ или ОКГТ на тросостойке для опор в районах с низкой грозовой деятельностью, а также на ВЛ 35 кВ рекомендуется подвес ОКФП на штатных местах крепления фазных проводов или ОКСН в межфазном пространстве ВЛ.

7.7.10 В отдельных случаях при обосновании допускается применение на вновь строящихся ВЛ кабелей типа ОКСН.

7.7.11 При организации ВОЛС на действующих ВЛ до 110 (150) кВ при невозможности отключения ВЛ на период строительства рекомендуется применение ОКСН. Не рекомендуется применение ОКСН в районах с высокой степенью промышленного загрязнения, в районах до 5 км от морских и океанических побережий, а также в районах в зоне климата с длительными периодами засухи и редкими периодами дождевых осадков и тумана.

7.7.12 Применение ОКНН с навивкой на ГТ, в случае его удовлетворительного состояния для навивки ОК и возможности подъезда к большинству опор, допускается при организации ВОЛС на действующих ВЛ и необходимости подвеса дополнительного ОК к существующему ОК на ВЛ, при слишком малой длине ВОЛС-ВЛ, приводящей к большим расходам относительно использования других типов ОК, при затруднении размещения на ВЛ оборудования для монтажа под тяжением других типов ОК в горной, болотистой местности, на переходах через водные преграды, овраги, ущелья и т.п., при отсутствии возможности подстановки, замены или укрепления опор. В этих случаях для действующих ВЛ и в пролетах пересечений ВОЛС с другими ВЛ рекомендуется применение ОКНН с навивкой на фазный провод.

7.7.13 Ответвления ОК от ВЛ, сооружаемые на отдельных опорах, к регенерационным пунктам в части требований к габаритам до земли, опорам, фундаментам, заземлениям должны проектироваться в соответствии с требованиями [2]. На этих ответвлениях рекомендуется применять ОКСН той же марки, что и на ВОЛС-ВЛ.

7.7.14 Проектом должны предусматриваться места установки специальных соединительных или ответвительных муфт для сращивания каждой строительной длины ОКСН.

7.7.15 Длина спусков кабеля должна обеспечивать возможность снятия соединительной муфты с опоры и выполнения сварочных и измерительных работ в непосредственной близости от опоры, а также возможность перемонтажа кабеля в муфте во время эксплуатации.

7.7.16 Высота расположения муфт на опорах ВЛ вне территории ПС должна быть не менее 5 м; высота расположения муфт на опорах и порталах подстанций может выбираться исходя из удобства их обслуживания и возможности выполнения работ с оптическим волокном без снятия муфт. При этом должны быть исключены

затопление муфты паводковыми водами и ее засыпание снегом, если использована такая же конструкция муфты, как и на всей ВЛ.

7.7.17 На опорах ВЛ, где устанавливаются соединительные муфты, наряду со знаками, предусмотренными [2], должно предусматриваться нанесение на высоте 2,5 - 3,0 м постоянных знаков: условные обозначения ВОЛС, номер соединительной муфты.

7.7.18 При проектировании ВОЛС на существующих ВЛ необходимо производить обследование существующих опор на предмет возможности подвеса ВОЛС, а также предоставлять расчеты несущей способности опор при подвесе нового ВОЛС в соответствии с действующими нормами и правилами.

7.8 Проект организации строительства

7.8.1 Вопросы организации строительства ВЛ рассматриваются в разделе проектной документации «Проект организации строительства», определяющем общую продолжительность и промежуточные сроки строительства, распределение капиталовложений и объёмов строительно-монтажных работ по периодам строительства, потребность в материально-технических и трудовых ресурсах, основные методы и технологическую последовательность выполнения строительно-монтажных работ. Проект организации строительства ВЛ должен разрабатываться в соответствии с [7], [28], [29], СП 48.13330.2011 и действующими ведомственными НД.

7.8.2 В ПОС приводятся расчёты продолжительности строительства, максимальной численности работающих, потребности в энергоресурсах и воде. Расчётная продолжительность строительства, в том числе для реконструкции определяется по [28].

7.8.3 ПОС должен содержать перечень основных видов строительных и монтажных работ, ответственных конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения, подлежащих освидетельствованию с составлением соответствующих актов приёмки перед производством последующих работ и устройством последующих конструкций.

7.8.4 При техническом перевооружении и реконструкции ВЛ заказчик в составе исходных данных предоставляет проектной организации акты (решения) об использовании демонтированного оборудования и конструкций, пригодных для дальнейшего применения, с указанием места складирования.

7.8.5 В ПОС обосновываются набор временных зданий и сооружений, используемых в строительстве ВЛ, принятые методы ведения основных строительно-монтажных работ, разрабатывается транспортная схема доставки материально-технических ресурсов.

7.8.6 Приведённый в ПОС календарный план строительства должен иметь разбивку по периодам строительства, с выделением отдельных этапов, если таковые предусмотрены в ЗП. В календарном плане следует предусматривать подготовительный период и основные строительно-монтажные работы. На основании календарного плана разрабатывается график движения рабочей силы и составляется таблица основных технико-экономических показателей. При разработке ПОС на комплекс (ВЛ, ПС, ВОЛС-ВЛ, большой переход и т.д.)

календарный план составляется совмещённым, с выделением объектов строительства.

7.8.7 Работы по сооружению ВЛ, проходящей по сельскохозяйственным угодьям, должны производиться в период, когда угодья не заняты сельскохозяйственными культурами или когда возможно обеспечение их сохранности.

7.8.8 Для сохранения природного ландшафта, земельных угодий, а также сохранности монтируемых проводов и грозозащитных тросов рекомендуется предусматривать в ПОС выполнение монтажа опор методом наращивания или с помощью механизмов большой грузоподъёмности, а монтаж проводов, грозозащитных тросов и ВОЛС выполнять методом «под тяжением».

7.8.9 Ведомость потребности в основных строительных конструкциях и материалах составляется с распределением по годам строительства.

7.8.10 Проектом определяются объёмы первоначальной снегоочистки трасс ВЛ, ВОЛС и площадок временных поселков строителей, сооружаемых в зимнее время.

7.8.11 Применение авиатранспорта при строительстве ВЛ рекомендуется для труднодоступных участков при обосновании в проектной документации и согласовании с заказчиком.

В ПОС приводятся расчёты лётных часов на различные виды рейсов (порожние, с грузом внутри фюзеляжа и на внешней подвеске, для производства строительно-монтажных работ, для заправки горючим). Затраты на авиаперевозки определяются согласно расчёту лётных часов с грузом и без груза, приведённому в ПОС.

7.8.12 При использовании для строительства ВЛ средств водного транспорта (сооружение переходов через водные преграды, транспортировка грузов и пр.) в сметной документации следует учитывать затраты на аренду судов, на аренду или сооружение причалов.

7.8.13 В ПОС приводятся следующие основные согласования:

- с владельцами карьеров о возможности получения в требуемых объёмах местных строительных материалов;

- с местными органами или с землепользователями о временном отводе земли для размещения базовых и трассовых поселков, перевалочных баз и т.д., расположенных вне отведённой для нужд строительства территории.

Полный перечень согласований определяется при разработке ПОС конкретного объекта.

7.8.14 Земли, нарушенные при строительстве ВЛ, должны быть восстановлены, в соответствии с [30]. Объем и характер работ по восстановлению земельного покрова определяются в экологической части проектной документации, в утверждённом Проекте рекультивации земель, в зависимости от характеристик, применяемых при строительстве механизмов, технологии строительно-монтажных работ и характеристик грунта.

7.8.15 Проектом организации строительства на участках пересечения и сближения с водоёмами и водотоками, имеющими рыбно-хозяйственное значение, должен быть предусмотрен перечень мероприятий по сохранению окружающей

среды при выполнении строительно-монтажных работ в соответствии с Водным кодексом и условиями согласований организаций, осуществляющих рыбоохранные функции.

7.8.16 Проектом организации строительства при сооружении ВЛ в особых природных условиях (горы, пустыня, тундра, вечная мерзлота) должны предусматриваться:

- методы производства работ, обеспечивающие максимальное сохранение естественного рельефа и структуры грунта с учетом специфических особенностей региона;

- мероприятия по восстановлению нарушенных в процессе строительства природных условий (восстановление почвенно-растительного слоя, предотвращение развития эрозии, размыва грунта, термокарста и других опасных геологических процессов, засыпка выемок, траншей и карьеров, задернение, засев травами или отмостка склонов и откосов, закрепление подвижных песков, отвод поверхностных и грунтовых вод и др.).

7.9 Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта

7.9.1 При необходимости сноса (демонтажа) линейного объекта или части линейного объекта в состав проектной документации включается раздел «Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта».

7.9.2 ПОД разрабатывается с целью безопасного и своевременного производства работ по разрушению или разборке конструкций (сооружений), выполняемых для освобождения земельного участка под строительство или иного назначения.

7.9.3 ПОД разрабатывается в соответствии с [7].

7.10 Мероприятия по охране окружающей среды

7.10.1 В соответствии с [7] в составе проектной документации должен разрабатываться раздел «Мероприятия по охране окружающей среды».

7.10.2 Раздел должен разрабатываться на основании инженерно-экологических изысканий, проводимых в соответствии с требованиями СП 47.13330.2012, СП 11-102-97, [31] и [32]. В случае прохождения экологической экспертизы и/или по решению заказчика раздел «Оценка воздействия на окружающую среду» выполняется в виде отдельного тома в соответствии с [33].

7.10.3 При проектировании ВЛ должны учитываться следующие факторы воздействия на окружающую среду, здоровье и жизнедеятельность человека:

- электромагнитное поле;

- электромагнитные помехи;

- акустическое воздействие (для ВЛ напряжением 110 (150) кВ, проходящих в населённой местности);

- условия, приводящие к гибели птиц и животных в районах их расселения и на путях их миграции;

- ограничение землепользования;

- нарушение эстетики ландшафтов (для природоохраняемых и рекреационных территорий, вблизи памятников истории и культуры);

- изъятие земель в постоянное (бессрочное) пользование;

- изъятие земель во временное пользование;

- нарушение естественного состояния грунта и рельефа;
- сокращение площадей насаждений (разрубка просек);
- загрязнение поверхностных и грунтовых вод (только при строительстве);
- загрязнение атмосферного воздуха (только при строительстве).

7.10.4 При проектировании ВЛ следует:

- выполнять требования нормативных документов, регламентирующих уровень воздействия на окружающую среду, жизнедеятельность и здоровье населения, применяя соответствующие конструктивные и проектные решения;
- предусмотреть мероприятия по предотвращению и/или снижению возможного негативного воздействия на окружающую среду и рациональному использованию природных ресурсов в период строительства и эксплуатации ВЛ;
- предусматривать применение защищенных проводов с целью существенного сокращения площади вырубаемой просеки в лесных массивах;
- предусматривать применение СИП и защищенных проводов в местах массовой сезонной миграции птиц, предотвращающих их гибель от поражения электрическим током.

7.10.5 При отсутствии по отдельным видам воздействий нормативных документов следует использовать имеющиеся данные соответствующих научно-исследовательских организаций и опыт эксплуатации аналогичных объектов (в том числе за рубежом).

7.10.6 При техническом перевооружении и реконструкции существующих ВЛ следует учитывать предоставляемые заказчиком данные об отрицательном воздействии на окружающую природную среду и население и при наличии таковых предусмотреть конструктивные и проектные решения (а при необходимости и специальные мероприятия или технические средства), снижающие указанные воздействия до безопасных значений.

7.10.7 При выборе трассы ВЛ обходу подлежат населённые пункты, застроенные территории промышленных предприятий, в том числе с опасным и загрязняющим производством, массивы орошаемых, осушаемых и других мелиоративных земель, многолетние плодовые насаждения и виноградники, участки с высоким естественным плодородием почв и другие приравненные к ним земельные угодья, зоны санитарной охраны курортов, особо охраняемые природные территории, памятники истории и культуры, места залегания полезных ископаемых, а также лавино- и оползнеопасные участки, участки с карстовыми образованиями, осыпями, камнепадами, селевыми потоками, переработанные берега водоёмов, зоны тектонических разломов, участки с подземными выработками.

7.10.8 Обеспечение сохранности объектов культурного наследия при проектировании и проведении землеустроительных, земляных, строительных работ регламентируется ст. 36 [34].

7.10.9 В случае обнаружения на территории, подлежащей хозяйственному освоению, объектов, обладающих признаками объекта культурного наследия, в проекты проведения землеустроительных, земляных, строительных работ должны быть внесены разделы об обеспечении сохранности обнаруженных объектов.

7.10.10 Предельно допустимые уровни электромагнитных полей определяются в соответствии с [35], [36] и [37].

7.10.11 Для сохранности и нормального содержания воздушных линий электропередачи устанавливается санитарно-защитная зона.

7.10.12 Предельно допустимые уровни акустического воздействия определяются в соответствии с [38].

7.10.13 В целях предотвращения гибели представителей животного мира строительство и эксплуатация проектируемых объектов осуществляются в соответствии с [39], [40] и [41]. Применение птицезащитных устройств предусмотрено [42].

7.10.13.1 При проектировании нового строительства, реконструкции или техническом перевооружении ВЛ следует предусмотреть птицезащитные мероприятия, учитывая необходимость защиты птиц от поражения электрическим током при их взаимодействии с элементами ВЛ, а также принять во внимание рекомендации по размещению птицезащитных устройств на электросетевых объектах, обусловленные требованиями действующих директивных и нормативных документов федерального и отраслевого уровня.

7.10.13.2 Птицезащитные устройства должны обеспечить защиту птиц от поражения электрическим током при однофазном замыкании на землю при одновременном касании птицей траверсы и внешней поверхности устройств в зоне с радиусом не менее 700 мм от заземленного элемента ВЛ или при межфазном замыкании при одновременном касании птицей внешней поверхности двух устройств, защищающих две фазы в зоне с радиусом 700 мм от заземленного элемента ВЛ.

7.10.13.3 При размещении ВЛ в местах массового расселения крупных птиц и на путях их миграции на основании опыта эксплуатации должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению гнездования птиц на опорах ВЛ.

7.10.13.4 В качестве специальных птицезащитных устройств рекомендуется использовать:

- устройства, затрудняющие посадку птиц на траверсы опор ВЛ с подвесной изоляцией в местах расположения узлов креплений изолирующих подвесок (нетравмирующие устройства антиприсадного типа);
- устройства, создающие условия для безопасной посадки птиц на опоры ВЛ (устройства насестного типа);
- устройства, снижающие вероятность прикосновения птиц к деталям ВЛ, находящимся под фазным потенциалом, к заземленным элементам ВЛ или к деталям ВЛ, находящимся под потенциалами разноименных фаз (устройства контактного типа).

7.10.14 В проектной документации должны быть предусмотрены работы по землеванию и рекультивации, восстановлению земельных участков, предоставленных во временное пользование, после завершения строительства.

7.10.15 В районах Крайнего Севера следует предусмотреть мероприятия по защите ягельников и мохорастительного слоя при прохождении по ним ВЛ.

7.10.16 При прохождении ВЛ по участкам с вечномёрзлыми грунтами при рубке просек не следует производить корчевание пней и кустарников, нарушать дерновый слой.

7.10.17 Ширина просек в насаждениях определяется требованиями [2] (глава 2.5) и в соответствии с [9] и [10].

7.11 Организация эксплуатации

7.11.1 На основании ЗП и технических условий в разделе «Организация эксплуатации» проектной документации устанавливаются структура и форма организации эксплуатации и управления проектируемой ВЛ.

7.11.2 В составе раздела «Организация эксплуатации» указываются:

- наименование собственников проектируемой ВЛ;
- наименование ПЭС, филиалов ПАО «Россети» или энергетических служб (цехов и т.п.) промышленных предприятий, которые будут обеспечивать эксплуатацию ВЛ, включая мониторинг её технического состояния;
- наименование структурных подразделений ПЭС, филиалов ПАО «Россети», служб, цехов и т.п., которые будут обеспечивать непосредственное выполнение или организацию выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР) ВЛ, а также формы организации таких работ;
- наименование структурных подразделений сетевой компании и субъекта оперативно-диспетчерского управления, которые будут обеспечивать оперативно-технологическое и оперативно-диспетчерское управление режимами работы проектируемой ВЛ и изменением ее эксплуатационного состояния, в том числе для производства работ по ТОиР: соответствующие ЦУС сетевой компании и диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления.

7.11.3 Рекомендуется предусмотреть привлечение на договорной основе специализированных строительно-монтажных и других организаций, а также вертолётов местных авиационных подразделений для производства сложных и объёмных плановых и аварийно-восстановительных работ на проектируемой ВЛ.

7.11.4 По исходным данным к проектной документации устанавливается местоположение офисов и производственных баз филиалов, ПМЭС, РЭС, энергетических служб, привлекаемых для обслуживания проектируемой ВЛ. Строительство новых или реконструкция существующих производственных баз отдельных эксплуатационных структур могут быть включены в проектную документацию ВЛ на условиях, перечисленных в п. 7.11.12 Стандарта.

7.11.5 Нормативная численность и состав производственного персонала для проектируемой ВЛ определяются в соответствие с требованиями действующих НД.

7.11.5.1 Для вновь вводимых ВЛ показатели следует определять как на период «до постановки объекта нового строительства под напряжение», так и для последующей нормальной эксплуатации.

7.11.5.2 Для реконструируемых ВЛ следует определять динамику нормативной численности производственного персонала до и после реконструкции линии, а также состав персонала после реконструкции.

7.11.5.3 Необходимо привести рекомендации по корректировке штатных расписаний филиалов, ПЭС, РЭС, энергетических служб и т.п. с учётом намеченной формы обслуживания и привлекаемого персонала подрядных организаций.

7.11.6 В технической части проектной документации определяется аварийный резерв оборудования и материалов для проектируемой ВЛ. В сметной части учитываются затраты на приобретение аварийного резерва.

7.11.7 При расчёте показателей по п. 7.11.5 и 7.11.6 следует использовать действующие нормативные документы Заказчика, в случае их отсутствия - нормативы, согласованные с Заказчиком.

7.11.8 В разделе «Сети связи» технической части проектной документации предусматривается организация линейно-эксплуатационной связи, обеспечивающей связь по всей трассе ВЛ: эксплуатационных бригад с базами обслуживания и с оперативными структурами, которые руководят производством работ на ВЛ; между ремонтными бригадами на трассе ВЛ, если работы выполняются несколькими бригадами одновременно, и между отдельными электромонтёрами каждой бригады. В сметной части проектной документации учитываются затраты на приобретение оборудования линейно-эксплуатационной связи.

7.11.9 В разделе «Организация эксплуатации» для первоначального оснащения эксплуатационного персонала проектируемой ВЛ и с учётом мероприятий по п. 7.11.11 Стандарта предусматриваются:

- бригадный автомобиль для перевозки персонала к месту выполнения работ, при необходимости прицепной вагон-бытовка, в количестве 1-2 единиц каждого вида, в зависимости от протяжённости проектируемой ВЛ до или более 500 км и с учётом местных природных, климатических и дорожных условий;
- средства малой механизации, такелаж, приспособления, инструмент, средства измерения и др. для производства работ на ВЛ;
- средства индивидуальной защиты для эксплуатационного персонала;
- денежные средства на переподготовку эксплуатационного персонала проектируемой ВЛ в случае радикального изменения её конструкции и материалов, вновь осваиваемого класса напряжения и других особенностей проектируемой ВЛ. Расчёт затрат на эти цели выполняется на основе исходных данных заказчика.

7.11.10 Номенклатура средств эксплуатации определяется действующими (согласованными заказчиком) нормативами или типовым набором с учётом ЗП и дополнительных требований заказчика.

7.11.11 В проектной документации по решениям заказчика, для обеспечения надлежащих условий эксплуатации ВЛ могут предусматриваться:

- строительство новых или реконструкция существующих производственных баз, с которых будет осуществляться ТОиР проектируемой и других прилегающих к базе ВЛ;
- размещение на базе обслуживающего персонала заданной численности и состава, автотранспорта и спецтехники заданного количества и вида, кладовых и складов различного назначения, оснащение линейных бригад средствами эксплуатации и защиты;
- строительство жилья для персонала, осуществляющего ТОиР проектируемой ВЛ. При этом рекомендуется предусматривать строительство жилья долевым участием в кварталах жилой застройки населённого пункта в районе размещения базы, с которой намечено осуществлять ремонт и техническое обслуживание ВЛ;
- сооружение стационарных подъездов к трассе ВЛ и проездов вдоль трассы;
- для ВЛ вновь осваиваемых классов напряжения, нового конструктивного или материального исполнения, а также для ВЛ, проходящих в особо сложных для эксплуатации условиях (горы, болота, районы Крайнего Севера и т.п.), в составе

проектной документации должна разрабатываться технология организации ремонта и технического обслуживания ВЛ с учётом применения механизмов и транспортных средств, соответствующих условиям будущей эксплуатации;

- пополнение парка машин и спецмеханизмов электросетевого предприятия (службы), осуществляющих ТОиР ВЛ по одному из вариантов: а) на объём обслуживания проектируемой ВЛ по действующим (согласованным) нормативам; б) по перечню, предоставленному заказчиком в исходных данных к проектной документации;

- технические средства для профессиональной подготовки персонала (тренажёры, полигоны и др.).

7.11.12 Вопросы организации эксплуатации волоконно-оптических линий связи, подвешиваемых на проектируемой ВЛ или на других действующих ВЛ (ВОЛС-ВЛ), должны разрабатываться в технической части проектной документации в соответствии с действующими нормативными документами по ВОЛС-ВЛ и [23].

7.11.13 Содержание раздела «Организация эксплуатации ВОЛС-ВЛ» может соответствовать пунктам 7.11.1-7.11.6 Стандарта. Для первоначального оснащения эксплуатационного персонала проектируемой ВОЛС-ВЛ в этом разделе могут предусматриваться мероприятия по п. 7.11.11 Стандарта.

7.11.14 В качестве исходных данных для разработки раздела рекомендуется запрашивать (согласовывать) у заказчика:

- перечни средств эксплуатации для первоначального оснащения обслуживающего персонала ВЛ;
- средств индивидуальной защиты для работы на электроустановках;
- приборов, инструмента, такелажа, приспособлений;
- автотранспорта и спецмеханизмов;
- удельные затраты для расчёта денежных средств на переподготовку эксплуатационного персонала проектируемой ВЛ с указанием численности и состава персонала, рекомендуемого для переподготовки.

7.11.15 Раздел «Организация эксплуатации» рекомендуется выполнять в составе проектной документации отдельным томом. В графической части тома следует привести чертежи, отражающие: карту-схему узла электрических сетей, к которому подключается проектируемая ВЛ; трассу ВЛ на топографической основе; конструктивные особенности характерных и уникальных опор, гирлянд изоляторов, грозозащитных устройств и т.п. В текстовой части данного тома следует привести краткие характеристики этих устройств по материалам соответствующих томов проектной документации.

8 КЛ и КВЛ до 1 кВ, 6 - 20 кВ и 35, 110 (150) кВ

8.1 Общие требования к проектированию

8.1.1 Проектные решения, принимаемые в конкретных проектах кабельных линий на основании требований настоящего стандарта, а также [1], [2] и других нормативных документов, должны быть обоснованы.

При проектировании КЛ 110 (150) кВ допускается использование требований [43].

8.1.2 При проектировании КЛ должны быть обеспечены:

- надежная и качественная передача электроэнергии;
- экономическая эффективность КЛ;
- внедрение прогрессивных проектных решений, обеспечивающих снижение ресурсных, трудовых и капитальных затрат при строительстве и эксплуатации;
- внедрение прогрессивных технологий строительных и монтажных работ;
- оптимальное использование земли, применение конструкций и проектных решений, требующих при прочих равных условиях наименьшего отчуждения земли в постоянное и временное пользование;
- соблюдение правил пожарной безопасности, требований экологической безопасности и охраны окружающей среды;
- ремонтопригодность всех применяемых конструкций;
- передовые методы эксплуатации, удобные и безопасные условия труда;
- выполнение требований ЗП и условий договора на производство проектно-изыскательских работ.

8.1.3 Проектирование КЛ должно осуществляться с учетом опыта прокладки и эксплуатации КЛ, с использованием результатов научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ по созданию новых типов оборудования и материалов, прогрессивных технологических процессов и строительных конструкций.

8.1.4 Обязательным условием проектирования являются наличие разрешения землепользователей/правообладателей на ее размещение и условия занятия земельных участков, а также согласование собственников инженерных коммуникаций на пересечение, сближение с проектируемыми КЛ, а при пересечении КЛ с судоходными реками и другими водными пространствами - владельцев инженерных сооружений и организациями, осуществляющими хозяйственное использование водного объекта.

8.1.5 Состав проекта должен соответствовать [7].

8.1.6 При сближении и пересечении инженерных коммуникаций проект должен быть согласован со всеми владельцами коммуникаций.

8.1.7 Для КЛ, подлежащих техническому перевооружению или реконструкции [2], инженерные изыскания проводятся в объёме, необходимом для проектирования.

8.1.8 При проектировании КЛ рекомендуется применять унифицированные или типовые конструкции кабельных колодцев, кабельных сооружений и других элементов линий, прошедшие все требуемые испытания и положительно зарекомендовавшие себя в эксплуатации.

8.1.9 При разработке проектов КЛ следует рассматривать целесообразность использования новых прогрессивных технических решений, оборудования,

конструкций и материалов, применение которых подтверждено практикой. При применении новых материалов и конструкций элементов КЛ и других новых технических решений должны проводиться их испытания и приемка в установленном порядке.

8.1.10 КЛ в особых условиях (подводная прокладка, прокладка по конструкциям мостов), КЛ новых классов напряжения или нового конструктивного исполнения, сооружение ПП на специальных опорах должны проектироваться на основе соответствующих проектно-конструкторских и при необходимости научно-исследовательских работ, специальных технических условий [4].

8.1.11 При проектировании КЛ учитываются:

- номинальное напряжение сети, режим заземления нейтрали;
- частота и длительность перегрузки;
- ток и время отключения КЗ и ОКЗ (ОЗЗ);
- требуемая нагрузочная способность КЛ;
- климатические условия;
- особые требования к конструкции кабеля (встроенное в кабель оптоволокно), а также герметизация (продольная или поперечная) изоляции кабеля;
- условие обеспечения сохранности КЛ от действий посторонних лиц.

8.1.12 При проектировании КЛ определяются:

- трасса и длина КЛ;
- нагрев КЛ от близко расположенных источников тепла, температура почвы, воздействие солнечной радиации;
- конструкция кабеля, материал и сечение токоведущих жил и экранов;
- число параллельных цепей КЛ, взаимное их расположение;
- геометрическое расположение кабелей однофазной конструкции;
- способ соединения металлических экранов кабелей однофазной конструкции и наличие пунктов транспозиции;
- способ прокладки;
- способ обустройства экранов, наличие и расположение пунктов транспозиции экранов кабелей однофазной конструкции;
- строительная длина и количество соединительных и концевых муфт, места их расположения;
- расположение и тип ПП для КВЛ;
- необходимость диагностики и мониторинга.

8.1.13 Кабельная линия должна быть защищена от перенапряжений (грозовых и коммутационных) вне зависимости от протяженности. По концам кабелей требуется установка ОПН, расположенных возможно ближе к концевым муфтам.

8.2 Выбор трассы КЛ

8.2.1 Выбор трассы, экологическое обоснование, согласование и инженерные изыскания должны выполняться в соответствии с требованиями действующих государственных и ведомственных стандартов, нормативных и методических документов.

8.2.2 Для оптимизации капитальных затрат при прокладке и эксплуатации КЛ выбор трассы производится на основании технико-экономического сравнения вариантов прохождения трассы и учитывает:

- природные особенности территории (климат, наличие опасных геологических процессов по СП 116.13330.120);

- состояние природной среды (агрессивность грунта, подземных вод и т.д.);

- современное хозяйственное использование, планы застройки территории;

- ценность территории (природоохранная, культурная, национальная, особо охраняемые природные объекты и пр.);

- возможный ущерб, причиняемый природной и социальной среде, а также возможные изменения в окружающей природной среде в результате прокладки КЛ и последствия этих изменений для природной среды, жизни и здоровья населения.

8.2.3 Выбор трассы новой КЛ следует производить на основании утвержденной схемы развития электрических сетей. При прокладке КЛ по населенной местности трасса выбирается в соответствии с [44], утвержденной градостроительной документацией (генеральными планами городов и других населенных пунктов, схемами и проектами планировки и застройки территориальных образований и др.).

8.2.4 Трасса КЛ должна выбираться с учетом обеспечения сохранности кабеля от механических и химических воздействий, вибрации, перегрева и от повреждений соседних кабелей электрической дугой при возникновении КЗ на одном из кабелей.

8.2.5 В городах одиночные кабельные линии следует прокладывать в земле (траншеях) по непроезжей части улиц, под тротуарами, по дворам и техническим полосам в виде газонов.

8.2.6 Прокладку КЛ в количестве 10 и более в потоке рекомендуется производить в коллекторах, кабельной трубной канализации и кабельных туннелях.

При пересечении улиц и площадей с усовершенствованными покрытиями и с интенсивным движением транспорта КЛ прокладываются, как правило, под прямым углом в трубах из немагнитного материала.

8.2.7 В стесненных или заполненных подземными коммуникациями участках трассы, при пересечении шоссейных, железных дорог, рек, каналов и других водоемов широких улиц и улиц с интенсивным движением и т.д. рекомендуется производить прокладку закрытым способом.

На участках пересечений рекомендуется предусматривать резервные кабели, количество резервных кабелей определяется технико-экономическим обоснованием, резервные кабели должны быть с заводским капированием.

Необходимость прокладки резервных труб определяется технико-экономическим обоснованием. Для КЛ 110 (150) кВ при длине прокола более 100 м, а также в других случаях, при наличии обоснования, для скорейшего выполнения ремонтных работ следует предусматривать резервные трубы с заложенным резервным кабелем (для КЛ из кабелей однофазной конструкции - по одному кабелю на каждую цепь).

8.2.8 На подходах к электростанциям и подстанциям трасса КЛ должна прокладываться в соответствии с планом разводки всех подходящих линий электропередачи различных напряжений, составленным с учетом развития энергосистемы. План разводки КЛ от проектируемых электростанций и подстанций разрабатывается организациями их проектирующими. Для существующих электростанций и подстанций трасса подхода проектируемой КЛ должна быть

согласована с организацией, эксплуатирующей электростанцию или подстанцию, или с их владельцем.

8.2.9 На территориях подстанций и распределительных устройств кабельные линии должны прокладываться в туннелях, коробах, каналах, трубах, в земле (в траншеях), наземных железобетонных лотках, по эстакадам и в галереях, прокладка КЛ в траншее не допускается.

8.2.10 Внутри зданий энергетических объектов кабельные линии можно прокладывать непосредственно по кабельным конструкциям, в трубах, каналах, туннелях, шахтах, кабельных этажах.

8.2.11 При подводной прокладке КЛ и пересечении рек, каналов и других водоёмов кабели должны прокладываться на участках с дном и берегами, мало подверженными размыванию. При прокладке КЛ через реки с неустойчивым руслом и берегами, подверженными размыванию, заглубление кабелей в дно должно быть сделано с учетом местных условий. Глубина заложения кабелей определяется проектом. Прокладка КЛ в зонах пристаней, причалов, гаваней, паромных переправ, а также зимних регулярных стоянок судов и барж запрещается.

8.2.12 При выборе трасс КЛ следует избегать мест с лавинами, карстами, оползнями, агрессивными грунтами, солифлюкционными явлениями, осыпями, камнепадами, селевыми потоками, переработкой берегов водоемов, зон тектонических разломов, а также мест с подземными выработками. Рекомендуется обходить золоотвалы, свалки, места с широкими поймами рек, болотами, солончаками, подвижными песками, косогорными участками, просадочными грунтами. Для выявления условий прохождения линии следует учитывать опыт эксплуатации КЛ в районе проектируемой линии.

При необходимости прокладки КЛ в агрессивных грунтах должны быть предусмотрены мероприятия по замене грунта, что учитывается в сметной документации.

8.2.13 В сложных условиях (сильно пересеченные и горные участки, районы промышленной и жилой застройки, поймы и др.) изыскания трассы на стадии проекта рекомендуется производить по согласованию с заказчиком в необходимом для проектирования объеме.

8.2.14 Климатические условия по ГОСТ 16350 при необходимости уточняются на основании действующих региональных карт, материалов многолетних наблюдений гидрометеорологических станций и метеопостов, а также опыта эксплуатации.

8.2.15 Охранные зоны кабельных линий, проложенных в земле в незастроенной местности, должны быть обозначены информационными знаками. Информационные знаки следует устанавливать не реже чем через 250 м, а также в местах изменения направления кабельных линий. На информационных знаках должны быть указаны ширина охранных зон кабельных линий, и номера телефонов владельцев кабельных линий согласно ПУЭ (6-е издание) (Приложение "Требования к информационным знакам и их установке") и необходимость соблюдения предусмотренных Правилами ограничений (утвержденных постановлением Правительства РФ от 24.02.2009 года № 160).

8.2.16 Для определения трассы прохождения КЛ 35, 110 (150) кВ, а также для подробной идентификации рекомендуется применять электронные маркеры (герметичный корпус определённой формы содержащий антенну (низкочастотный пассивный резонансный контур, RFID-метки) по всей длине КЛ. Маркеры устанавливаются на расстоянии не более 50 м друг от друга, на углах поворота трассы и в точках заглубления, в местах монтажа муфт, на границах участков трубных переходов, в местах пересечений с другими коммуникациями, на границах водных переходов. Конструкция маркеров должна обеспечивать работоспособность в местах конкретного применения.

Тип маркера (пассивный, активный (RFID метка - с возможностью записи информации), сигнальная лента) определяется классом напряжения КЛ.

RFID-метка должна содержать следующую информацию: класс напряжения КЛ, диспетчерское наименование, контактные данные собственника (эксплуатирующей организации), глубину залегания, номер и фазу соединительной муфты.

8.3 Выбор конструкции кабеля

8.3.1 Конструкция кабеля выбирается в зависимости от условий окружающей среды в условиях эксплуатации, а также воздействия механических усилий при прокладке.

8.3.2 Область применения кабелей определяется:

- ГОСТ 31996 для кабелей с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение до 1 кВ;
- ГОСТ Р 55025 для кабелей с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение 6 - 35 кВ;
- ГОСТ 18410 для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на номинальное напряжение до 35 кВ;
- ГОСТ Р МЭК 60840 для кабелей с экструдированной изоляцией на номинальное напряжение 110 (150) кВ.

8.3.3 Номинальное напряжение кабеля выбирается в соответствии с:

- номинальным напряжением электрической сети;
- режимом заземления нейтрали электрической сети и временем отключения ОЗЗ согласно IEC 60502-2 (для кабелей с пластмассовой изоляцией 6 - 20 кВ).

С перспективой перевода сети на более высокий класс напряжения, при наличии технико-экономического обоснования, допускается выбор кабеля на соответствующий класс напряжения.

8.3.4 Допускается по согласованию с заказчиком использовать кабели других конструкций, рассчитанных на эксплуатацию в сетях с номинальным напряжением согласно ГОСТ 721.

8.3.5 Кабели должны соответствовать требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 31565.

8.3.6 В сетях до 1 кВ должны применяться кабели с нулевой жилой.

Сечение нулевой жилы для КЛ, питающих в основном однофазные нагрузки (более 50% по мощности), должно быть не менее сечения фазного провода. Сечение нулевой жилы может быть больше сечения фазного провода, если это требуется для обеспечения допустимых отклонений напряжения у потребителя, а также при

невозможности обеспечения другими средствами необходимой селективности защиты линии от однофазных коротких замыканий. Во всех остальных случаях проводимость нулевого провода следует принимать не менее 50% от проводимости фазных проводов.

Использование для указанной цели свинцовых оболочек трехжильных силовых кабелей допускается лишь в реконструируемых городских электрических сетях 220/127 и 380/220 В.

8.3.7 Механические воздействия на кабель, возникающие при прокладке, определяются сложностью (конфигурацией) кабельной трассы.

8.3.7.1 При прокладке в земле к сложным участкам трасс, на которых прокладывается одна строительная длина, относятся:

- участки трасс с 4 и более поворотами под углом свыше 30°;
- прямолинейные участки трасс с 4 и более переходами в трубах длиной более 20 м или 2 и более переходами в трубах длиной более 40 м.

8.3.7.2 При прокладках в зданиях сложными участками, на которых прокладывается одна строительная длина кабеля, считаются прокладки в трубах с поворотами с числом более двух при длине труб более 20 м, а также с числом протяжек через огнестойкие перегородки или аналогичные препятствия более 4, не считая подводов кабелей к электрооборудованию.

8.3.7.3 Все остальные участки трасс с меньшим числом поворотов или переходов в трубах относятся к несложным участкам трасс.

8.3.8 При необходимости прокладки нескольких параллельных кабельных цепей для передачи мощности рекомендуется проводить технико-экономические расчеты с учетом затрат на прокладку кабелей, их монтаж и эксплуатацию.

8.3.9 Для бронированных кабелей однофазной конструкции должны быть приняты меры по снижению потерь активной мощности в экранах и броне от протекания наведённых токов.

8.4 Выбор сечения токоведущей жилы

8.4.1 В соответствии с требуемой нагрузочной способностью КЛ сечение токоведущих жил кабелей выбирается по участку с наихудшими условиями охлаждения кабеля длиной не менее 10 м согласно:

- ГОСТ 18410 для кабелей с бумажной изоляцией;
- ГОСТ 31996 для кабелей с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение до 1 кВ;
- IEC 60502-2 для кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 6 - 20 кВ;
- каталожным (справочным) данным заводов-изготовителей для кабелей других конструкций и классов напряжения.

8.4.2 Для КЛ 35, 110 (150) кВ после предварительного выбора сечения и конструкции кабеля должен выполняться уточняющий тепловой расчет КЛ по ГОСТ Р МЭК 60287 с учетом всех факторов, определяющих температурный режим кабеля.

При необходимости тепловой расчёт может выполняться и для КЛ других классов напряжения.

8.4.2.1 При прокладке нескольких КЛ по одной трассе учитывается взаимное геометрическое расположение КЛ и цепей многоцепных КЛ.

8.4.2.2 При прокладке КЛ, состоящей из кабелей однофазной конструкции учитывается их взаимное расположение.

8.4.2.3 При прокладке кабелей в земле учитываются:

- глубина прокладки;
- максимальная эксплуатационная температура почвы на глубине прокладки в соответствии с [45];
- термически стабильное сопротивление почвы (засыпки) на глубине прокладки;
- температура границы между сухой и влажной зонами;
- термическое сопротивление почвы (при ее высушивании);
- термическое сопротивление и площадь сечения засыпки кабеля специальным грунтом;
- наличие пересечений с тепловыми сетями.

8.4.2.4 При прокладке кабелей в лотках, трубных переходах и туннелях учитываются:

- геометрические (конструктивные) параметры кабельных сооружений;
- максимальная эксплуатационная температура окружающей среды на глубине прокладки лотка (туннеля) [45];
- термическое сопротивление почвы (засыпки) вокруг лотка (туннеля);
- материал почвы (засыпки);
- наличие (или отсутствие) принудительной вентиляции в туннеле (коллекторе).

8.4.2.5 При прокладке кабелей на открытом воздухе учитываются максимальная температура воздуха в соответствии с ГОСТ 16350, воздействие солнечной радиации.

8.4.3 Кабели до 1 кВ проверяются на:

- падение напряжения в конце линии. Уровень напряжения в конце линии должен соответствовать требованиям по качеству электроэнергии;
- срабатывание аппарата защиты в условиях однофазного КЗ. Ток однофазного КЗ должен быть в 3 раза больше номинала предохранителя, если линия защищена плавкими вставками, и в 1,4 раза больше уставки электромагнитного расцепителя автомата, если линия защищена автоматическим выключателем.

8.4.4 Кабели свыше 1 кВ, а также кабели с пластмассовой изоляцией до 1 кВ, защищенные плавкими предохранителями, должны проверяться на термическую стойкость к наибольшему току КЗ по ГОСТ Р МЭК 60949.

8.4.5 Для кабелей 20 кВ и выше расчет циклических и аварийных токовых нагрузок должен проводиться в соответствии с IEC 60853.

8.4.6 Для КЛ 35, 110 (150) кВ максимально допустимые температуры жилы и металлического экрана при коротких замыканиях определяются с учетом прилегающей изоляции и материала оболочки согласно рекомендациям IEC 61443.

8.5 Выбор сечения и обустройство экранов кабелей однофазной конструкции

8.5.1 Сечение экранов определяется необходимой термической стойкостью при протекании токов КЗ при повреждении изоляции между жилой и экраном (с учетом апериодической составляющей тока КЗ) по ГОСТ Р МЭК 60949.

8.5.1.1 В сетях с эффективно-заземлённой, глухо-заземленной и резистивно-заземленной через низкоомное сопротивление нейтралью расчетным является случай однофазного КЗ, повреждение находится в проектируемом кабеле.

8.5.1.2 В сетях с изолированной, комбинированной, компенсированной и резистивно-заземленной через высокомное сопротивление нейтралью расчетным является ток двойного КЗ, одно из повреждений находится в проектируемом кабеле.

При расчётах следует ориентироваться на большее из двух значений токов КЗ в зависимости от места повреждения кабеля (в начале КЛ или в конце).

8.5.2 Для снижения потерь при протекании наведённых токов следует применять специальные схемы деления, соединения (транспозиции) и заземления металлических экранов по [46]. Выбранная схема должна проверяться на непревышение допустимых напряжений в экранах в рабочем и аварийных режимах.

8.5.2.1 В рабочем режиме напряжения на экранах кабеля должны обеспечивать безопасную эксплуатацию пунктов транспозиции и концевых муфт.

8.5.2.2 В аварийных режимах напряжения на экранах кабеля должны соответствовать прочности изоляции наружной оболочки кабельных линий и характеристикам кабельных муфт.

8.5.3 Для снижения напряжения на экранах при наличии технико-экономического обоснования возможна прокладка параллельно КЛ двухсторонне заземлённой шины.

8.5.4 Схемы обустройства должны учитывать возможность выноса опасных потенциалов через экраны кабелей.

8.6 Способ прокладки

8.6.1 Способ прокладки кабелей различных номинальных напряжений, трасса КЛ, глубина заложения кабелей, расстояния между отдельными кабельными линиями, способ механической защиты кабелей определяются на стадии проектирования кабельной линии с учетом допустимых токовых нагрузок, а также факторов, определяющих экономичность и эксплуатационную надежность кабельной системы с учётом требований действующей НД.

8.6.2 Кабели могут быть проложены в земле (траншее), в кабельных сооружениях (туннелях, галереях, эстакадах), в трубных переходах.

8.6.3 Механические воздействия на кабель при прокладке должны соответствовать [47], а кабели с экструдированной изоляцией - инструкциям заводов-изготовителей.

8.6.4 При прокладке в траншее глубина заложения кабельных линий от планировочной отметки должна быть не менее:

- 0,7 м (1 м для пахотных земель, при пересечении улиц и площадей) для КЛ напряжением до 20 кВ;
- 1,0 м для КЛ напряжением 35 кВ;
- 1,5 м для КЛ напряжением 110 (150) кВ.

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

8.6.5 Кабели классом напряжения до 20 кВ включительно на всем протяжении должны быть защищены от механических повреждений кирпичом, плитами ПЗК

или сигнальными пластмассовыми лентами согласно [1] (п. 2.3.83), а при классах напряжения 35, 110 (150) кВ - железобетонными плитами толщиной не менее 50 мм сверху и сбоку, допускается применение сертифицированных пластиковых плит.

При прокладке взаиморезервирующих кабелей следует разносить их по разным трассам, т.е. в разных траншеях с расстоянием между траншеями не менее 1 м или прокладывать кабели в одной траншее с расстоянием между группами кабелей не менее 1м. В стесненных условиях, например для объектов городской инфраструктуры, допускается прокладка взаиморезервирующих кабельных линий в одной траншее с уменьшением расстояний между ними [1] (п. 2.3.86), при условии защиты кабелей от повреждений, могущих возникнуть при КЗ в одном из кабелей.

8.6.6 При прокладке кабелей в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать не более шести силовых кабелей. При большем количестве кабелей рекомендуется прокладывать их в отдельных траншеях с расстоянием между группами кабелей не менее 0,5 м или в каналах, туннелях, галереях, по эстакадам. При выборе расстояния между кабелями следует учитывать их взаимное влияние на пропускную способность.

8.6.7 При прокладке 20 и более кабелей, идущих в одном направлении, рекомендуется использовать туннели, галереи или эстакады.

8.6.8 Прокладка кабелей в блоках применяется в условиях большой стесненности по трассе.

8.6.9 При прокладке кабельной линии кабели однофазной конструкции должны прокладываться параллельно и располагаться в одной плоскости или треугольником вплотную. Возможны иные способы расположения.

При параллельной прокладке кабелей в плоскости (в земле или воздухе) расстояния по горизонтали в свету между кабелями отдельной цепи должны соответствовать инструкциям заводов-изготовителей.

Скрепление кабелей в треугольник должно осуществляться лентами, стяжками, хомутами или скобами из немагнитного материала. Шаг скрепления, тип, конструкция и материал креплений определяются проектом.

При выборе шага скрепления кабелей, прокладываемых в земле, учитывается, что скрепленные в треугольник кабели не должны менять своего положения при засыпке их грунтом.

8.6.10 Кабели однофазной конструкции должны прокладываться так, чтобы вокруг каждого из них не было замкнутых металлических контуров из магнитных материалов.

Запрещается использование магнитных материалов для бандажей, крепежных или иных изделий, охватывающих кабели по замкнутому контуру. Бирки на кабель рекомендуется крепить капроновыми, пластмассовыми нитями или проволоками из немагнитных материалов.

8.6.11 Требования к трубам для прокладки кабеля

8.6.11.1 Трубы для прокладки кабеля должны быть выполнены из немагнитного материала и предназначены для электромонтажных работ.

Допускается прокладка трёхжильных кабелей или скрепленных в треугольник однофазных кабелей в трубах из магнитного материала. При этом расчёт

допустимой токовой нагрузки должен быть выполнен с учётом дополнительных потерь в трубе.

Концы труб, в том числе и резервных, должны быть надёжно герметически заделаны. Для заделки необходимо использовать специализированные изделия заводской готовности, использование монтажной пены не допускается.

8.6.11.2 Для прокладки кабельных линий с однофазными кабелями 6 кВ и выше следует применять трубы, изготовленные по ГОСТ 18599 из полимерной композиции высокой термостойкости или иных материалов, которые удовлетворяют требованиям по температуре (допускают длительное воздействие температуры не менее 90 °С, при перегрузках нагрев до 105 °С, при коротких замыканиях до 150 °С), к геометрическим параметрам (наружный и внутренний диаметры трубы, толщина стенки, кольцевая жесткость), к категории горючести.

8.6.11.3 Факторами, определяющими допустимый ток жилы кабеля, проложенного в трубах, являются тепловое сопротивление грунта и объем воздуха в трубе. Тепловое сопротивление стенки трубы (ее теплопроводность) таким фактором не является.

8.6.11.4 Для повышения допустимого тока жилы кабеля, проложенного в полимерной трубе необходимо рассматривать возможность применения трубы увеличенного диаметра или контролируемое заполнение труб водой без частиц грунта или иной жидкостью, выбор которой определяется соотношением глубины прокладки кабельной линии и глубины промерзания грунта. Снижение теплового сопротивления стенки трубы менее 2 м·К /Вт (или увеличение теплопроводности стенки трубы более 0,5 Вт/ м·К) не является фактором повышения допустимого тока жилы кабеля.

8.6.12 Трубный переход должен обеспечивать возможность извлечения кабеля с целью его ремонта или замены.

При проектировании трубного перехода закрытым способом должны быть определены следующие параметры трубы:

- диаметр, мм;
- толщина стенки, мм;
- кольцевая жесткость SN, кН/м^2;
- допустимое усилие тяжения, кН;
- допустимая температура длительного нагрева, °С;
- тепловое сопротивление материала трубы в (м·К/Вт);
- категория горючести материала трубы ПВ-0 по ГОСТ 53313;
- наличие специальных расширительных воронок, устанавливаемых по концам труб для снижения давления кромки трубы на оболочку кабеля.

Проект должен соответствовать требованиям [48].

8.6.13 Глубина прокладки кабелей в вечномерзлых грунтах определяется при проектировании КЛ с учетом конкретных грунтовых и климатических условий. В зависимости от местных условий кабели могут прокладываться в земле (в траншеях) ниже деятельного слоя, в деятельном слое в сухих, хорошо дренирующих грунтах, в искусственных насыпях из сухих привозных грунтов, в кабельных сооружениях над поверхностью земли.

8.6.14 В местах, где возможны механические повреждения или доступ неквалифицированного персонала, кабели должны быть защищены на высоту не менее 3 м от уровня земли или пола и на глубину 0,3 м в земле. В случае защиты кабеля трубой, выход кабеля из трубы выполнить герметичным, для исключения попадания осадков в трубу.

8.6.15 Проходы кабелей через стены, перегородки и перекрытия в производственных помещениях и кабельных сооружениях должны быть осуществлены через отрезки неметаллических труб (асбоцементных безнапорных, полимерных и т.п.), отфактурованные отверстия в железобетонных конструкциях или открытые проёмы.

8.6.16 Зазоры в отрезках труб, отверстиях и проёмы после прокладки кабелей должны быть заделаны несгораемым материалом. Зазоры в проходах через стены допускается не заделывать, если стены не являются противопожарными преградами.

8.6.17 Вводы кабелей в здания, кабельные сооружения и другие помещения должны быть выполнены в асбоцементных, бетонных, керамических или пластмассовых трубах. Концы труб должны выступать в траншею из стены здания или фундамента не менее чем на 0,6 м, иметь уклон в сторону траншеи и быть надёжно загерметизированы. Для заделки необходимо использовать специализированные изделия заводской готовности, использование монтажной пены не допускается.

8.6.18 Кабели, проложенные горизонтально или вертикально по конструкциям, стенам и перекрытиям, должны быть жестко закреплены в конечных точках, непосредственно у муфт, с обеих сторон изгибов, а на прямых участках - согласно проекту. Кабели однофазной конструкции, прокладываемые вертикально по конструкциям и стенам, должны быть закреплены на каждой кабельной конструкции пофазно.

Крепление кабелей должно быть выполнено таким образом, чтобы предотвратить деформацию кабелей и муфт под действием собственного веса кабеля, а также механических напряжений, возникающих при циклах «нагрев-охлаждение» и при магнитных взаимодействиях при коротких замыканиях.

Конструкции, на которые укладываются небронированные кабели, должны быть выполнены таким образом, чтобы исключалась возможность механического повреждения оболочек кабелей. В местах жесткого крепления оболочки кабелей должны быть предохранены от механических повреждений при помощи эластичных прокладок (при этом срок службы эластичных прокладок под хомуты должен быть не менее 30 лет, в противном случае необходимо осуществлять периодическую замену прокладок).

8.6.19 Монтаж соединительных муфт.

8.6.19.1 Монтаж концевых и соединительных муфт должен производиться в соответствии с инструкцией по монтажу заводов-изготовителей.

8.6.19.2 При проектировании нескольких кабелей в траншее концы кабелей, предназначенных для последующего монтажа соединительных муфт, следует располагать со сдвигом мест соединений на соседних кабелях не менее длины муфты. При этом должен быть предусмотрен запас кабеля длиной, необходимой для перемонтажа муфты, уложенный в зоне колодца змейкой.

8.6.19.3 При прокладке строительной длины однофазных кабелей три фазы одного кабеля должны быть одинаковой длины с учетом ступенчатого размещения соединительных муфт в одной зоне.

8.6.19.4 Муфты монтируются в специально сооружённом кабельном шатре с соблюдением условий, указанных в заводских инструкциях.

8.6.19.5 При проектировании КЛ на круто-наклонных трассах установка на них кабельных муфт запрещена. При необходимости установки на таких участках кабельных муфт готовится горизонтальное железобетонное монолитное основание под муфты.

8.6.19.6 Кабели и муфты напряжением 35, 110 (150) кВ в котлованах для монтажа соединительных муфт должны быть уложены на горизонтально расположенных бетонных конструкциях, плитах или на мешки с песком так, чтобы кабели на расстоянии не менее 1 м от шейки муфты находились в горизонтальном положении.

После окончания монтажа камеры засыпаются песчано-гравийной смесью и закрываются железобетонными плитами сверху и сбоку. При этом защитные конструкции не должны касаться муфт и не должны создавать дополнительную механическую нагрузку на конструкции муфт.

8.7 Соединительная и концевая арматура

8.7.1 При соединении и оконцевании силовых кабелей следует применять конструкции и марки муфт, соответствующие условиям их работы и окружающей среды, класс напряжения муфт должен соответствовать классу напряжения кабельной линии. Концевые и соединительные муфты на КЛ должны быть выполнены так, чтобы кабели были защищены от проникновения влаги и других вредно действующих веществ из окружающей среды, а муфты выдерживали испытательные напряжения для КЛ и соответствовали требованиям [49].

8.7.2 Количество и тип соединительных муфт определяется проектом, схемой заземления и соединения (транспозицией) экранов.

8.7.3 Применение на одной КЛ муфт различных фирм-изготовителей должно быть согласовано с предприятием-изготовителем кабеля.

8.7.4 Концевые муфты КЛ 35, 110 (150) наружного исполнения должны соответствовать 9.18.19.

8.7.5 Кабельные ввода КЛ 110 (150) (адаптеры) в ячейки КРУЭ должны соответствовать требованиям IEC 62271-209.

8.8 Пункты транспозиции (при необходимости)

8.8.1 Конструкция кабельного колодца должна обеспечивать:

- механическую прочность в условиях давления грунта и транспорта;
- герметичность к проникновению дождевой и грунтовой воды, грязи, ила, песка и т. д.;
- электробезопасность для персонала и сторонних лиц;
- стойкость к воздействию агрессивной среды, дорожных реагентов;
- сохранение всех свойств на протяжении срока службы кабельной линии;
- категорию горючести ПВ-0 по ГОСТ 28157 (если колодец из полимерных материалов).

8.8.2 Проектирование заземляющих устройств КЛ должно производиться на основе данных об удельных сопротивлениях грунтов, полученных непосредственно при измерениях на трассе проектируемой КЛ (см. п.9.5.4).

Конструкция ЗУ должна обеспечивать:

- безопасные уровни шаговых напряжений и напряжений прикосновения (в том числе и на территории вблизи колодца) в соответствии с ГОСТ 12.1.038 при рабочих и аварийных режимах. Расчетным случаем является повреждение изоляции одного и двух экранов;
- стабильную работу ОПН при возникновении перенапряжений в экранах кабелей.

8.8.3 Габариты колодца и люков должны обеспечивать свободный спуск и выход эксплуатационного персонала, кабельные вводы должны быть надёжно герметически заделаны. Для заделки необходимо использовать специализированные изделия заводской готовности, использование монтажной пены не допускается.

8.8.4 Колодец должен быть иметь две крышки, нижняя должна закрываться на замок для защиты от проникновения посторонних лиц. Рекомендуется предусмотреть круглогодичный доступ к колодцу

8.8.5 Конструкция коробок транспозиции, имеющих металлический или иной испытанный корпус, должна обеспечивать:

- возможность монтажа коробки без ее вскрытия;
- возможность испытаний оболочки кабельной линии без вскрытия коробки и извлечения из нее ОПН;
- удобное, безопасное и надёжное заземление экранов при проведении работ;
- герметичность к воздействию влаги.

8.8.6 Соединение экранов кабелей и клемм коробок транспозиции должно осуществляться гибкими проводами с медной жилой и изоляцией, соответствующей прочности изоляции наружной оболочки кабельных линий. Сечение жил должно соответствовать экранам кабельных линий, длина соединительных проводов должна быть минимальной.

8.8.7 Для защиты наружных кабельных оболочек от перенапряжений в местах разделения и соединения (транспозиции) экранов устанавливаются ОПН. Защитные характеристики ОПН следует выбирать исходя из максимально возможных перенапряжений, возникающих в экранах при рабочих и аварийных режимах.

8.8.8 Экраны кабелей заземляются в соответствии с выбранной схемой устройства экранов путём присоединения к заземляющему устройству подстанции, пункта транспозиции или переходного пункта. Сечение заземляющего проводника выбирается по результатам соответствующих расчетов.

8.8.9 При заземлении металлических экранов кабелей на подстанциях и переходных пунктах экраны должны подключаться непосредственно к контуру заземления или через коробку заземления. В случае если концевая муфта устанавливается на открытом переходном пункте или ОРУ подстанции, конструкция ящика заземления должна предусматривать его наружную установку. Коробка заземления должна обеспечивать возможность разземления экранов кабелей для проведения испытаний. При одностороннем заземлении экранов кабелей в месте их

разземления между металлическими экранами и контуром заземления должны быть установлены ОПН, размещенные в коробке заземления.

8.8.10 Проводники соединения (транспозиции) и заземления экранов должны быть доступны для измерения токов токоизмерительными клещами на КЛ, находящейся под нагрузкой.

8.9 ВОЛС по КЛ (при необходимости)

8.9.1 Выполнение ВОЛС путем подземной прокладки ОК может быть реализовано при организации:

- ВОЛС по трассе КЛ или на кабельных участках КВЛ;
- пересечения ВОЛС-ВЛ с другими ВЛ и при невозможности подвеса ОКГТ, ОКФП, ОКСН или ОКНН;
- кабельной прокладки ВОЛС между объектами связи при отсутствии ВЛ между ними.

8.9.2 ВОЛС при подземной и подводной прокладке должны отвечать требованиям [23].

8.9.3 При проектировании ОК по трассе КЛ или на кабельных участках КВЛ прокладка должна осуществляться в тех же условиях, что и прокладка КВЛ или КЛ, т.е. в грунте или кабельных сооружениях с соблюдением следующих требований:

- расстояние по горизонтали в свету между ОК и силовыми кабелями согласно [1] (п.2.3.86) должно быть не менее 500 мм;
- при прокладке непосредственно в грунте глубина заложения ОК в грунт должна быть не менее 1,2 м. При технико-экономическом обосновании рекомендуется прокладывать ОК в грунте на увеличенном расстоянии при механизированном способе проведения аварийно-восстановительных работ;
- при прокладке ОК в кабельных сооружениях совместно с силовыми кабелями ОК и силовые кабели должны прокладываться в раздельных каналах;
- в случае, когда в кабельном сооружении не имеется выделенного канала для прокладки оптических кабелей, размещение ОК должно производиться согласно [1] (п.2.3.120 и п.1) только под или только над силовыми кабелями; при этом их следует отделять перегородкой (разделительные перегородки должны быть с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч.);
- при проектировании ВОЛС на КВЛ для участков вставки высоковольтной кабельной линии необходимо применять полностью диэлектрический ОК;
- при прокладке ВОЛС вдоль КЛ могут применяться диэлектрические ОК, с металлическими элементами конструкции;
- при организации пересечения ВОЛС-ВЛ с другими ВЛ с использованием кабельной вставки должны применятся ОК, конструкция которых не содержит металлических элементов;
- для исключения выноса потенциала при организации ответвлений от ВОЛС-ВЛ к объектам, расположенным в стороне от трассы ВЛ, должен быть выбран ОК, конструкция которого не содержит металлических элементов.

8.9.4 По трассе прокладки волоконно-оптических кабелей напротив каждой муфты, на поворотах, на пересечениях автомобильных и железных дорог, водных препятствий и продуктопроводов требуется предусмотреть устройство железобетонных замерных столбиков. При прокладке не содержащих

металлических элементов кабелей в полиэтиленовой защитной трубе необходимо предусмотреть применение электронных маркеров. Объектами маркировки могут быть все элементы подземной линейно-кабельной инфраструктуры: кабель, трубы кабельной канализации и трубопроводы (задействованные и резервные), пересечения трасс, ответвления, места сращивания, стыки, муфты и другие места возможного поиска, имеющие высокую значимость либо требующие особых условий контроля. Маркер дает возможность избегать аварийных ситуаций за счет простого способа его обнаружения типовым трассоискателем, настроенным на резонансную частоту маркера.

8.9.5 Диэлектрический кабель, применяющийся для выполнения спусков с опор (КВЛ), должен быть защищен от механических воздействий предпочтительно металлической трубой на высоту не менее 2,8 м от земли и глубину не менее 1,2 м. При этом изгиб трубы должен обеспечивать допустимый радиус изгиба ОК, установленный производителем. Спуск ОК в защитную металлическую трубу должен герметизироваться при помощи специальных манжет или термоусаживаемых трубок. Применение монтажной пены не допускается.

8.10 Проект организации строительства

8.10.1 Вопросы организации прокладки КЛ в конкретных проектах должны разрабатываться в соответствии с СП 48.13330.2011, действующими ведомственными строительными нормами по разработке проектов организации строительства и эталонами.

8.10.2 В ПОС приводятся расчеты продолжительности строительства, максимальной численности работающих, потребности в энергоресурсах и воде. Для КЛ, прокладываемых в зимнее время, в ПОС определяются объёмы первоначальной снегоочистки трасс, площадок временных поселков строителей.

Расчетная продолжительность строительства для технического перевооружения (реконструкции) КЛ определяется по [29], а также Пособию по определению продолжительности строительства предприятий зданий и сооружений к [29].

8.10.3 В ПОС приводится обоснование выбора транспортных схем доставки основных грузов и местных материалов, набора временных зданий и сооружений, используемых при прокладке КЛ, принятых методов ведения основных строительно-монтажных работ.

8.10.4 Приведенный в ПОС календарный план строительства должен иметь поквартальную разбивку на весь период строительства и, в общем случае, составляться с выделением подготовительного периода и основных строительно-монтажных работ. Календарный план следует совмещать с графиком движения рабочей силы. При разработке ПОС на комплекс (например, КЛ - подстанция) календарный план и ведомость объемов составляются совмещенными и с пообъектной разбивкой.

8.10.5 Ведомость потребности в основных строительных конструкциях и материалах составляется с распределением по годам строительства с выделением объектов (в случае проектирования комплекса) и временных сооружений.

8.10.6 В ПОС, в общем случае, приводятся следующие основные согласования: с владельцами карьеров - о возможности получения в требуемых

объемах местных материалов, с местными органами - о временном отводе земли для размещения базовых и трассовых поселков, перевалочных баз и т.д., расположенных вне отведенной для нужд строительства территории, с управлением железной дороги - о возможности организации на станциях выгрузки прирельсовых складов. Полный перечень согласований определяется при разработке ПОС конкретного объекта.

8.10.7 В ПОС предусматриваются мероприятия по восстановлению нарушенных в процессе строительства природных условий (восстановление почвенно-растительного слоя, предотвращение развития эрозии, размыва грунта, термокарста и других опасных геологических процессов, засыпка выемок, траншей и карьеров, одерновка, засев травами или отмостка склонов и откосов, закрепление подвижных песков, отвод поверхностных вод и др.).

8.10.8 ПОС должен предусматривать организацию охраны КЛ на период строительства и сдачи КЛ эксплуатирующей организации.

8.10.9 ПОС должен содержать:

- сведения о квалификации персонала;
- перечень механизмов и оборудования, в том числе для перевозки кабелей, проведения испытаний и измерений;
- план расположения временных бытовок
- план складирования кабеля и материалов;
- охранные мероприятия по безопасному проведению работ (щиты, временные переходы, ограждения котлованов, освещение сигнальное и т.д.).

8.11 Мероприятия по охране окружающей среды

8.11.1 Охранные и санитарные зоны кабельных линий используются с соблюдением требований правил охраны электрических сетей и гигиенических норм в отношении предельно допустимых уровней магнитных полей согласно [35].

8.11.2 При отсутствии по отдельным видам воздействий нормативных документов следует использовать имеющиеся данные соответствующих научно-исследовательских организаций и опыт эксплуатации аналогичных объектов, в том числе за рубежом.

8.11.3 При прокладке нескольких цепей КЛ с высокой пропускной способностью (с рабочими токами 1,5÷2 кА) следует расчетным путем определить напряженность магнитного поля в предполагаемой зоне нахождения человека, при необходимости предусмотреть меры по снижению интенсивности напряжённости магнитного поля в соответствии с [36].

8.11.4 На стадии проекта необходимо принять меры по обеспечению допустимых предельных уровней периодического электрического поля промышленной частоты. Для снижения интенсивности напряженности электрического поля в зоне работы обслуживающего персонала следует максимально сблизить кабели, расположенные по вершинам правильного треугольника (если позволяет тепловой режим эксплуатации КЛ, определяющий рабочий ток в жилах), либо осуществить компенсацию электрических полей отдельных кабелей за счет оптимального взаимного расположения находящихся в туннеле фаз (кабелей) многоцепных КЛ, или проложить экранирующие проводники рядом с фазами КЛ. Время пребывания рабочего персонала в случае превышения

допустимого уровня напряженности электрического поля определяется в соответствии с требованиями [50].

8.11.5 При подводной прокладке КЛ на основе кабелей одножильного исполнения следует предусмотреть меры по снижению до допустимого уровня электромагнитного фона вблизи трассы прокладки кабельной линии. Проблему ЭМС подводных КЛ с обитателями ихтиофауны следует решать в случаях:

- относительно неглубоких водоемов, которые пересекает трасса подводных КЛ;

- в водоемах, где наблюдается обитание особо ценных пород рыб.

8.11.6 При использовании для подводной прокладки кабелей одножильной конструкции в качестве мер по снижению электромагнитного фона вблизи КЛ рекомендуется:

- заглубление кабелей в дно траншеи на глубину по проекту;

- на стадии проектирования КЛ и выбора конструкции кабеля предусмотреть комбинированную броню из стальных и медных проволок с общим сечением медных проволок не менее 25%÷30% от сечения стальных проволок.

8.12 Требования к КВЛ

8.12.1Для кабельных участков КВЛ следует руководствоваться требованиями данной главы.

8.12.2 Для участков воздушных линий КВЛ следует руководствоваться требованиями глав 6 и 7 настоящего Стандарта.

8.12.3 Основные требования к ПП для КВЛ 35, 110 (150) кВ.

8.12.3.1 ПП воздушных линий в кабельные, размещаемые на селитебной территории, следует предусматривать закрытого типа [3] или с размещением на специальных переходных опорах (порталах), на территории ОРУ ПС переходные пункты следует выполнять открытого типа наземного исполнения. На подходах к ПП следует предусматривать технические полосы для ввода и вывода кабельных и воздушных линий.

8.12.3.2 Тип переходных пунктов, коммутационное оборудование и компоновка, требования к контуру заземления, наличие устройств диагностики и мониторинга КЛ указываются в ЗП.

8.12.3.3 При проектировании ПП следует руководствоваться требованиями [2] (глава 4.2).

8.12.3.4 Требования к проектированию ПП на опорах:

- выполнены требования [2] (глава 2.5) в части соблюдения необходимых изоляционных расстояний;

- обеспечен круглогодичный доступ к опорам с ПП;

- для двухцепных КВЛ: ПП каждой цепи размещены на отдельных опорах;

- конструкции опор проверены на дополнительную нагрузку;

- кабельные муфты, ОПН, опорные изоляторы и другое оборудование размещено на специальных конструкциях на высоте не менее 10 м;

- подъём кабелей на опору выполнен с одной стороны опоры с учётом требований п. 8.6.18; кабель защищён от механических повреждений на высоте не менее 3 м от уровня земли и на глубине 0,3 м в земле; предусмотрен резерв кабеля для перемонтажа концевых муфт;

- для монтажа и эксплуатации оборудования ПП на опорах предусмотрены площадки.

8.12.4 Кабельные участки КВЛ 6-150 кВ вне зависимости от длины должны быть защищены при помощи ОПН, установленным по концам вставок. Выбор характеристик защитного аппарата должен осуществляться исходя из требований защиты изоляции кабеля.

8.12.5 На КВЛ следует применять такие схемы АПВ, которые исключают повторную подачу напряжения на повреждённый кабельный участок (см. п. 9.9.2.9.1). АПВ на КВЛ напряжением 35, 110 (150) кВ должно выполняться только при использовании кабельных участков для захода в КРУЭ. Не рекомендуется АПВ на КВЛ с общей длиной кабельного участка 80 % и более от общей длины КВЛ.

8.12.6 При организации плавки гололёда на проводах ВЛ постоянным током должна быть исключена подача постоянного напряжения на кабели с экструдированной изоляцией.

8.13 Система мониторинга и диагностики, индикаторы короткого замыкания (при необходимости)

Необходимость использования системы диагностики и мониторинга КЛ, тип системы и объём контролируемых параметров определяются на основании технико-экономических расчетов на основании данных, представляемых заказчиком.

Система контроля технического состояния кабельных линий должна обеспечивать контроль состояния изоляции кабельных линий (кабельных муфт) под рабочим напряжением в режиме постоянного мониторинга и выявление изменений контролируемых параметров.

Системы должны соответствовать требованиям технических условий, ГОСТ Р 8.596 и ГОСТ 12.2.091.

При необходимости определения повреждённой кабельной линии следует использовать индикаторы короткого замыкания, монтируемые непосредственно на жилы кабеля.

9 Проектирование подстанций 6 - 20 кВ и 35, 110 (150) кВ

9.1 Общие требования к проектированию

9.1.1 Требования к технологическому проектированию относятся к трансформаторным подстанциям (ПС) с высшим напряжением 35, 110 (150) кВ, трансформаторным подстанциям (ТП) с высшим напряжением 6 - 20 кВ, распределительным пунктам 6 - 20 кВ и распространяются на вновь сооружаемые, расширяемые, а также подлежащие техническому перевооружению и реконструкции.

9.1.2 При расширении, техническом перевооружении и реконструкции ПС с учетом существующих схем РУ, компоновок оборудования, конструкций зданий и вспомогательных сооружений допускаются обоснованные отступления от настоящих требований, согласованные с электросетевыми компаниями, за исключением требований, связанных с техникой безопасности, пожаробезопасностью и экологией, отступление от которых согласовывается в установленном порядке.

9.1.3 При проектировании ПС должны быть обеспечены:

- надежное и качественное электроснабжение потребителей;
- внедрение передовых проектных решений, обеспечивающих соответствие всего комплекса показателей ПС современному мировому техническому уровню;
- высокий уровень технологических процессов и качества строительных и монтажных работ;
- экономическая эффективность, обусловленная оптимальным объемом привлекаемых инвестиций и ресурсов, используемой земли и снижением эксплуатационных затрат;
- соблюдение требований экологической безопасности и охраны окружающей среды;
- ремонтопригодность применяемого оборудования и конструкций;
- передовые методы эксплуатации, безопасные и удобные условия труда эксплуатационного персонала.

9.1.4 Проектная документация на новое строительство, техническое перевооружение и реконструкцию ПС разрабатывается с учетом утвержденных обоснований инвестиций (при наличии), на основании утвержденного в установленном порядке ЗП.

Объем проектной документации и требования к содержанию разделов определяются [7] и [8]. Перечень разделов приведён в Приложении Б и Г.

9.1.5 Основной для разработки Задания на проектирование нового строительства и реконструкции ПС является совокупность документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации:

- федеральная целевая программа, программа развития субъекта Российской Федерации;
- поручения Правительства Российской Федерации;
- инвестиционные программы электросетевых компаний;
- схемы и программы развития субъектов РФ;
- схемы внешнего электроснабжения объектов;
- развития средств управления общесистемного назначения, включающих

релейную защиту и автоматику (РЗА), противоаварийную автоматику, а также схем развития АСДУ ОЭС, системы учета электроэнергии;

- схемы организации плавки гололеда на ВЛ в прилегающем к ПС районе;
- схем развития энергосистемы;
- схем ремонта, технического и оперативного обслуживания энергосистемы.

9.1.6 Схемы и программы развития сетей района или города, а также схемы внешнего электроснабжения объекта содержат следующие исходные данные для проектирования:

- район размещения ПС;
- нагрузки на расчетный период и их рост на перспективу с указанием их распределения по напряжениям и категориям;
- число, мощность и номинальные напряжения трансформаторов; соотношения номинальных мощностей обмоток трехобмоточных трансформаторов;
- уровни и пределы регулирования напряжения на шинах ПС и необходимость дополнительных регулирующих устройств с учетом требований к качеству электроэнергии;
- число присоединяемых линий напряжением 35, 110 (150) кВ и их нагрузки (число линий 6, 10, 20 кВ и их нагрузки - по данным заказчика);
- рекомендации по схемам электрических соединений ПС;
- режимы заземления нейтралей трансформаторов;
- места установки, число и мощность шунтирующих реакторов, конденсаторных батарей, управляемых средств реактивной мощности и других средств регулирования напряжения в сетях 110 (150) кВ;
- места установки, число и мощность дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов в сетях 35 кВ и ниже (по данным заказчика);
- требования по обеспечению устойчивости электропередачи;
- требования к средствам управления общесистемного назначения;
- расчетные значения токов однофазного и трехфазного КЗ с учетом развития сетей и генерирующих источников на срок до 5 лет, считая от предполагаемого срока ввода ПС в эксплуатацию, а также мероприятия по ограничению токов КЗ.

9.1.7 При разработке вопросов организации ремонта, технического и оперативного обслуживания электросетевых компаний учитываются следующие исходные данные:

- форма и структура ремонтно-эксплуатационного обслуживания и оперативно-диспетчерского управления ПС;
- технические средства для ремонтно-эксплуатационного обслуживания и оперативно-диспетчерского управления ПС.

9.1.8 Схема организации плавки гололеда на ВЛ в прилегающем к ПС районе должна содержать следующие данные:

- обоснование необходимости и способ плавки гололеда на проводах и тросах ВЛ, отходящих от ПС;
- количество устанавливаемых на ВЛ дистанционных сигнализаторов гололедообразования.

9.1.9 Схема управления общесистемного назначения должна содержать следующие данные:

- объемы проектирования устройств релейной защиты и вторичных цепей самой ПС и ПС прилегающей сети;

- объемы проектирования средств ПА, АРЧМ, АРН прилегающей сети;

- данные о необходимости установки дополнительных коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов.

9.1.10 При отсутствии каких-либо данных, перечисленных в п.п. 9.1.5 - 9.1.9, или при наличии устаревших данных соответствующие вопросы следует разработать или уточнить в составе проекта ПС в виде самостоятельных разделов.

9.1.11 Проект ПС должен выполняться на расчетный период (5 лет после ввода в эксплуатацию) с учетом перспективы ее развития на последующие (не менее) 5 лет.

9.1.12 При проектировании новой (реконструируемой) ПС следует рассматривать вопросы схемы прилегающей электрической сети и ее отдельных элементов в соответствии с:

- требованиями и рекомендациями [1], [2], а также других отраслевых норм и инструкций по вопросам развития электрических сетей и систем электроснабжения;

- выполненной и утвержденной схемой развития электрических сетей энергосистемы или ее отдельных элементов, а также проектной документацией на строительство отдельных объектов ЭСХ, если их осуществление сохраняет свое значение в условиях изменений, произошедших после утверждения схемы сети (проекта объекта) или ввода в работу первого этапа;

- законодательством в области охраны окружающей среды и сбережения энергоресурсов.

9.1.13 При решении вопросов присоединения проектируемой (реконструируемой, расширяемой) ПС к сети энергосистемы должны быть определены:

- экономическая эффективность принимаемых решений;

- важность рассматриваемого объекта электрической сети. При этом следует учитывать влияние рассматриваемого объекта на условия работы других электросетевых объектов, а также влияние электрической сети в смежных энергосистемах и обеспечение транзитных перетоков мощности и электроэнергии;

- финансовые возможности, обеспечивающие проведение работ по реконструкции и техническому перевооружению.

9.1.14 При проектировании новой или реконструируемой ПС 35, 110 (150) кВ основной сети должны обеспечиваться:

- пропускная способность сети в отдельных сечениях межсистемных связей с учетом транзитных перетоков мощности (в соответствии с требуемыми значениями);

- система резервирования внешнего электроснабжения отдельного энергоузла без ограничения его максимальной нагрузки.

9.1.15 Строительство новой ПС или техническое перевооружение существующей сети должны быть направлены на обеспечение:

- необходимой надежности, построения схем электрической сети, при которой обеспечиваются требования [1], [2] а также отраслевых норм;

- требований нормативных документов и инструкций, касающихся внешнего

электроснабжения отдельных потребителей (групп потребителей);

- оптимизации работы электрической сети путем обеспечения условий регулирования напряжения (установка трансформаторов с РПН и др.), при которых достигается надлежащее качество напряжения у потребителей в соответствии с требованиями [51] в нормальных и расчетных послеаварийных режимах работы электрической сети;

- исключения перегруженных участков электрической сети с целью снижения потерь электроэнергии (ликвидация «очагов» потерь);

- ограничения токов КЗ.

9.1.16 При выборе технических решений по подстанциям 6 - 110 (150) кВ следует учитывать положения, изложенные в [52].

9.2 Площадка для строительства подстанции

9.2.1 Выбор площадки для строительства ПС должен производиться в соответствии с требованиями Градостроительного кодекса, земельного и водного законодательства Российской Федерации и законодательными актами по охране природы и использованию природных ресурсов на основании:

- схемы развития электрических сетей района или схемы электроснабжения конкретного объекта;

- проектов районной планировки и планировки городов (поселков);

- технико-экономического сравнения вариантов;

- методических указаний по выбору и согласованию площадок ТП 6 - 20 кВ и ПС 35, 110 (150) кВ.

9.2.2 Площадка ПС размещается вблизи:

- центра электрических нагрузок;

- автомобильных дорог, по которым возможно передвижение трейлеров необходимой грузоподъемности;

- железнодорожных станций или подъездных железнодорожных путей промышленных предприятий, на которых возможна разгрузка тяжелого оборудования, строительных конструкций и материалов;

- населенных пунктов, в которых возможно размещение жилых домов эксплуатационного персонала. При этом должны соблюдаться минимально допустимые расстояния по условиям шума от силового оборудования согласно санитарным нормам;

- существующих инженерных сетей (водопровода, канализации, тепло- и газоснабжения, связи), а также проектируемых сетей при условии их опережающего ввода.

9.2.3 Площадки ПС выбираются:

- на непригодных для сельскохозяйственного использования землях (расположение ПС на орошаемых, осушенных и пахотных землях допускается в исключительных случаях по решению соответствующих органов);

- на незалесенной территории или территории, занятой кустарниками и малоценными насаждениями;

- вне зон природных загрязнений (морское побережье, засоленная почва и др.) и вне зон загрязнения промышленными уносами. Размещение ПС в условиях загрязненной атмосферы допускается при технико-экономическом обосновании с

учетом требований соответствующих руководящих документов;

- вне зон активного карста, оползней, оседания или обрушения поверхности под влиянием горных разработок, селевых потоков и снежных лавин, которые могут угрожать застройке и эксплуатации ПС; вне зон, подлежащих промышленной разработке (торфяники и др.), а также вне радиационно-зараженных мест;

- на незатопляемых местах и местах с уровнем грунтовых вод ниже заложения фундаментов и инженерных коммуникаций;

- на территориях, не подверженных размывам в результате русловых процессов при расположении площадок у рек или водоемов; вне мест, где могут быть потоки дождевых и других вод, выше отметок складов с нефтепродуктами и другими горючими жидкостями. При невозможности расположения ПС вне указанных зон должны быть выполнены специальные гидротехнические сооружения по защите площадок от повреждений (подсыпка площадки, укрепление откосов насыпи, водоотводные сооружения, дамбы и др.);

- на площадках, рельеф которых не требует производства трудоемких и дорогостоящих планировочных работ;

- на грунтах, не требующих устройства дорогостоящих оснований и фундаментов под здания и сооружения. Расположение ПС на торфах, свалках и т.п. допускается только при технико-экономическом обосновании;

- в сейсмических районах на площадках с грунтами I или II категории по сейсмическим свойствам;

- на площадках, обеспечивающих максимально удобные заходы ВЛ всех напряжений;

- вне зон возможного обледенения оборудования и ошиновки ОРУ при сбросе воды через водосборные сооружения гидростанций в период осенне-зимних паводков;

- на расстоянии от аэродромов и посадочных площадок авиации, складов взрывчатых материалов, крупных складов горюче-смазочных материалов, нефтепроводов, газопроводов, радиостанций и телевышек, определяемом соответствующими нормами и правилами;

- вне зон влияния каменных карьеров, разрабатываемых с помощью взрывов;

- на территориях, на которых отсутствуют строения или коммуникации, подлежащие сносу или переносу в связи с сооружением ПС.

9.2.4 Размещение ПС должно производиться с учетом наиболее рационального использования земель, как на расчетный период, так и с учетом последующего расширения ПС. При этом должны учитываться коридоры подходов ВЛ всех классов напряжений.

При реконструкции ПС, связанной с расширением ОРУ или строительством ОРУ других напряжений, должен рассматриваться вариант их размещения на территории существующей ПС. При этом результаты технико-экономического сравнения отражаются в акте выбора площадки.

9.2.5 При проектировании ПС рекомендуется предусматривать возможное кооперирование с соседними предприятиями и населенными пунктами по строительству дорог, инженерных сетей, подготовки территории, жилых домов.

9.2.6 При размещении ПС следует учитывать наличие источников

водоснабжения, естественные водоемы и реки, артезианские источники, возможность присоединения к существующим сетям водоснабжения.

9.2.7 В районах с объемом снегопереноса 300 $м^3/м$ и более при выборе площадки ПС следует учитывать необходимость защиты от снежных заносов.

9.3 Схемы электрические распределительных устройств

9.3.1 Для распределительных устройств 0,4 кВ ТП 6 - 20/0,4 кВ и ПС 35/0,4 кВ принимаются одна рабочая система шин, с АВР или без него, в зависимости от категории присоединяемых потребителей, согласно [53].

9.3.2 Схемы электрические распределительных устройств 35, 110 (150) кВ выбираются по [54].

9.3.3 Для РУ 6 - 20 кВ, в зависимости от надежности и резервирования сети, следует применять схемы:

- одна секционированная выключателем система шин;
- две секционированные выключателями системы шин.

Для РУ 35, 110 (150) кВ, в зависимости от надежности и резервирования сети, рекомендуется применять схемы:

- мостик с выключателями в цепях линий (или в цепях трансформатора) и ремонтной перемычкой со стороны линий (или со стороны трансформаторов);
- многоугольник (треугольник, четырёхугольник и т. п.);
- одна рабочая секционированная выключателем система шин.

Для РУ 110 (150) кВ также применяется схема две рабочие системы шин.

Схемы с обходной системой шин, а также с количеством выключателей на цепь более одного принимаются только при специальном обосновании.

Применение отделителей и короткозамыкателей не допускается.

9.3.4 В схемах подключения ВЛ через два выключателя допускается установка трансформаторов тока в цепи ВЛ для целей коммерческого учета электроэнергии.

9.3.5 Отступления от типовой сетки схем допускаются при технико-экономическом обосновании.

9.3.6 Число трансформаторов, устанавливаемых на ПС 35, 110 (150) кВ, принимается равным двум. Установка более двух трансформаторов допускается на основе технико-экономических расчетов.

9.3.7 Для эксплуатации в период первого этапа допускается установка одного трансформатора.

9.3.8 Допускается применение однотрансформаторных ПС при обеспечении требуемой надежности электроснабжения потребителей.

9.3.9 При питании потребителей от обмотки НН трехобмоточных трансформаторов с РПН для обеспечения независимого регулирования напряжения при наличии технико-экономического обоснования может предусматриваться установка линейных регулировочных трансформаторов.

9.3.10 На ПС 35, 110 (150) кВ на стороне НН 6 - 20 кВ должна предусматриваться раздельная работа трансформаторов.

9.3.11 При необходимости ограничения токов КЗ на стороне 6 - 20 кВ предусматривается применение:

- трехобмоточных трансформаторов с максимальным сопротивлением между обмотками ВН и НН и двухобмоточных трансформаторов с повышенным

сопротивлением;

- трансформаторов с расщепленными обмотками 6 - 20 кВ;

- токоограничивающих реакторов в цепях вводов от трансформаторов, причем отходящие линии выполняются, как правило, нереактированными.

Выбор варианта ограничения токов КЗ следует обосновывать технико-экономическим сравнением с учетом обеспечения качества электроэнергии.

9.3.12 Степень ограничения токов КЗ в РУ 6 - 20 кВ определяется необходимостью применения более легкого оборудования, кабелей и ошиновки.

9.3.13 При необходимости компенсации емкостных токов в сетях 35, 20, 10, 6 кВ на ПС должны устанавливаться дугогасящие заземляющие реакторы с плавным регулированием индуктивности. В сетях 35 кВ дугогасящие реакторы присоединяются к нулевым выводам соответствующих обмоток трансформаторов через развилку из разъединителей, позволяющую подключать их к любому из трансформаторов.

В сетях 6 - 20 кВ дугогасящие реакторы, как правило, подключаются через разъединители к нейтральным выводам отдельных трансформаторов, подключаемых к сборным шинам через выключатели. Допускается вместо отдельных трансформаторов использование заземляющих фильтров.

Также допускается применение комбинированных дугогасящих устройств типа АДСК, РДСК и т.д.

Количество, мощность и диапазон регулирования дугогасящих реакторов определяются в проекте ПС по результатам технико-экономических расчетов, выполняемых на основании данных, представляемых заказчиком.

9.3.14 Применяемые схемы должны обеспечивать возможность расширения РУ в перспективе. При отсутствии исходных данных по количеству перспективных присоединений следует предусматривать возможность расширения:

- для РУ 6 - 20 кВ, питающих энергоустановки потребителей, - не менее чем на 8 присоединений;

- для РУ 35, 110 (150) кВ - не менее чем на 4 присоединения.

9.3.15 Выбор количества отходящих линейных ячеек при новом строительстве и реконструкции КРУ 6 - 20 кВ осуществлять в соответствии с действующими заявками и договорами на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а так же объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам на расчетный период (год ввода в эксплуатацию) с учетом перспективы ее развития (5 лет после ввода в эксплуатацию)»

9.4 Выбор основного электротехнического оборудования

9.4.1 Выбор электротехнического оборудования осуществляет заказчик на основании технических требований к оборудованию, представленных проектировщиком. Технические требования к оборудованию формируются на основании технико-экономических расчетов и сравнения различных вариантов компоновки ПС.

Исходными данными для расчетов являются данные о:

- примыкающих электрических сетях;

- особых условиях окружающей среды;

- росте нагрузок, передаваемой мощности;

- развитии электрических сетей на расчетный период и учете перспективы развития ПС на последующий период не менее 5 лет.

9.4.2 При проектировании ПС, ТП и РП должны применяться оборудование и материалы, соответствующие российским стандартам и сертифицированные в установленном порядке.

9.4.3 Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного на время ремонта или замены трансформаторы, оставшиеся в работе, с учетом допустимой по техническим условиям на трансформаторы перегрузки и резерва по сетям СН и НН обеспечивали питание нагрузки.

9.4.4 Трансформаторы с повышенной нагрузочной способностью (на основе применения форсированной системы охлаждения) мощностью до 100 МВ·А включительно класса напряжения 110 (150) кВ выбираются в соответствии с действующими нормативными документами и заводскими инструкциями.

9.4.5 Решение о замене трансформаторов, установке дополнительных или использовании действующих принимается на основании данных о фактическом состоянии трансформаторов, надежности их работы за истекший период, техническом уровне, фактическом сроке эксплуатации в отношении к нормативному сроку службы, росте нагрузок, развитии примыкающих электрических сетей и изменении главной схемы электрических соединений ПС.

9.4.6 На ПС 110 (150) кВ с отдаленной перспективой роста нагрузки или с резко переменным графиком нагрузки рекомендуется применять трансформаторы с форсированной ступенью охлаждения, имеющие повышенную нагрузочную способность.

9.4.7 На ПС 110 (150) кВ с трехобмоточными трансформаторами при сочетании суммарных нагрузок по сетям среднего и низкого напряжения, не превышающих в течение расчетного периода и последующих 5 лет номинальной мощности выбираемого трансформатора, целесообразно выбирать трансформатор с неполной мощностью обмоток среднего и низкого напряжения.

9.4.8 При применении линейных регулировочных трансформаторов следует проверять динамическую и термическую стойкость при КЗ на стороне регулируемого напряжения. В необходимых случаях предусматривается установка токоограничивающих реакторов.

9.4.9 Согласно [55]:

- для масляных трансформаторов и трансформаторов с жидким негорючим диэлектриком допускается продолжительная нагрузка любой обмотки током, превышающим на 5% номинальный ток ответвления, если напряжение не превышает номинальное напряжение соответствующего ответвления;

- продолжительные допустимые нагрузки сухих трансформаторов устанавливаются в стандартах и технических условиях конкретных групп и типов трансформаторов.

9.4.10 Для масляных и сухих трансформаторов, а также трансформаторов с жидким негорючим диэлектриком и элегазовых трансформаторов допускаются систематические перегрузки, значение и длительность которых регламентируются

инструкциями заводов-изготовителей.

В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов выше номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды согласно [55].

Условия эксплуатации, допустимые продолжительные перегрузки сухих трансформаторов на напряжение 6 - 35 кВ устанавливаются заводскими инструкциями [56].

При росте нагрузок сверх расчетного уровня увеличение мощности ПС производится путем замены трансформаторов на более мощные, установка дополнительных трансформаторов должна быть обоснована.

9.4.11 При замене одного трансформатора на ТП 6 - 20 кВ и ПС 35, 110 (150) кВ проверяются условия, обеспечивающие параллельную работу старого и нового трансформаторов в автоматическом режиме регулирования напряжения на соответствующей стороне.

9.4.12 При выборе типов выключателей в ОРУ 35, 110 (150) кВ предусматриваются:

- взрывобезопасные элегазовые колонковые и баковые выключатели (наличие клапанов сброса давления для выключателей 110 кВ обязательно), преимущественно с пружинными приводами, которые должны обеспечивать работоспособность во всем требуемом диапазоне температур;
- по мере развития технологий - вакуумные выключатели, а также выключатели-разъединители;
- в цепи (У)ШР и конденсаторных батарей - выключатели, предназначенные для коммутации тока реактора и конденсаторных батарей соответственно.

9.4.13 При выборе коммутационного оборудования следует применять:

- в ЗРУ 110(150) кВ - КРУЭ с пружинно – двигательными приводами выключателей;
- в ЗРУ 6- 35 кВ - шкафы КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями;
- в ТП 6 - 20/0,4 кВ и ПС 35/0,4 кВ - щитовые устройства 0,4 кВ, которые могут комплектоваться автоматическими выключателями, контакторами или предохранителями;
-в СТП и КТП мачтового исполнения - комплектные шкафы 0,4 кВ наружной установки.

9.4.14 При выборе оборудования и ошиновки по номинальному току необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также перегрузочную способность оборудования.

9.4.15 Оборудование и ошиновка в цепи трансформаторов должны выбираться с учетом установки в перспективе трансформатора, следующего по шкале мощности. При этом в цепях ВН и СН всех трехобмоточных трансформаторов, ВН и НН двухобмоточных трансформаторов выбор оборудования по номинальному току и ошиновки по нагреву производится по току трансформатора, устанавливаемого в перспективе, с учетом допустимой его перегрузки.

9.4.16 Для трехобмоточных трансформаторов в цепях СН и НН выбор

оборудования и ошиновки следует производить по току перспективной нагрузки с учетом отключения второго трансформатора.

9.4.17 При выборе оборудования и ошиновки ячеек ВЛ 35, 110 (150) кВ следует принимать максимальный ток ВЛ по условиям нагрева проводов в аварийном режиме, при этом количество типоразмеров ошиновки должно быть минимальным.

9.4.18 В целях повышения надежности, улучшения обслуживания и автоматизации новые и реконструируемые ПС напряжением 35-110 (150) кВ могут быть оснащены системами диагностики и мониторинга силового оборудования при дополнительном обосновании и по согласованию с заказчиком.

В качестве СМиД могут применяться специализированные системы мониторинга, являющиеся интегрируемыми в АСУ ТП системами.

9.4.18.1 Набор диагностических параметров и критериев для соответствующего силового оборудования должен позволить определить нормальное, рабочее, ухудшенное и предаварийное состояния и обеспечить принятие решения о его текущем техническом состоянии.

9.4.18.2 СМиД трансформаторного и реакторного оборудования должны соответствовать требованиям [57]. В составе СМиД могут использоваться:

- датчики температуры верхних и нижних слоев масла, окружающей среды;
- датчики температуры на входах и выходах коллекторов охладителей;
- анализатор влаги и газов, растворённых в масле;
- прибор контроля изоляции вводов и частичных разрядов;
- оптоволоконные датчики для прямого измерения температуры обмоток.

9.4.18.3 В составе СМиД коммутационных аппаратов для определения остаточного коммутационного ресурса контактов и технического состояния изоляционной системы могут использоваться:

- счетчики числа срабатывания при номинальных режимах работы;
- счетчики числа срабатывания при отключении токов короткого замыкания;
- прибор контроля изоляции вводов и частичных разрядов;
- устройства для контроля давления газа (воздуха).

9.4.18.4 СМиД для ОПН должна обеспечивать измерение тока проводимости, количество и величину токов срабатывания.

9.4.18.5 Выбор состава датчиков и приборов в СМиД, а также возможность их установки определяются технологом.

9.4.19 В качестве управляемых средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) применяются:

- управляемые шунтирующие реакторы (УШР) напряжением 35, 110 (150) кВ, подключаемые к шинам ВН ПС;
- дискретно-управляемые вакуумно-реакторные группы (ВРГ), подключаемые к шинам ПС через вакуумные выключатели;
- статические тиристорные компенсаторы (СТК) реактивной мощности и СТАТКОМы, подключаемые к шинам 10 кВ.

Выбор типа, мощности, размещения и способа присоединения управляемых СКРМ в электрических сетях 110 (150) кВ основывается на расчетах характерных режимов энергосистем (зимний и летний максимумы и минимумы нагрузки),

анализе уровней напряжений в суточном графике в нормальных и ремонтных схемах энергосистем, а также, при необходимости, переходных процессов. Место установки управляемых СКРМ выбирается на основе технико-экономических расчетов.

9.4.20 При реконструкции ПС допустимость полной замены синхронных компенсаторов на СТК той же мощности обосновывается расчетами режимов и токов КЗ.

9.4.21 Дугогасящие реакторы с плавным регулированием индуктивности оснащаются системой автоматического регулирования емкостного тока замыкания на землю.

9.4.22 В целях улучшения обслуживания и повышения автоматизации ПС, как правило, должны предусматриваться разъединители 110 (150) кВ с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах. На разъединители 35 кВ допускается распространять указанное требование при соответствующем обосновании.

9.4.23 В ОРУ 110 (150) кВ в обоснованных случаях применяются компактные ячейки заводского изготовления на базе элегазовых и вакуумных выключателей.

9.4.24 При выборе оборудования и проверке его на воздействие токов короткого замыкания следует руководствоваться требованиями ГОСТ 28249, ГОСТ Р 52736.

9.5 Защита от перенапряжений, заземление, электромагнитная совместимость

9.5.1 Молниезащита оборудования, зданий и сооружений

Выполнение заземляющего устройства и молниезащиты ПС 35, 110 (150) кВ производится в соответствии с требованиями [2] (п. 1.7.88-1.7.95, 1.7.100-1.7.102 и 4.2.135), [16], [58], [59], [60] и [61].

9.5.1.1 Молниезащита оборудования ОРУ 35, 110 (150) кВ и зданий на территории ПС (ОПУ, ЗРУ 6 - 10 кВ, насосной и т.д.) выполняется установкой отдельностоящих молниеотводов и молниеотводов, установленных на линейных порталах ОРУ.

9.5.1.2 Молниезащита ПС осуществляется отдельностоящими молниеотводами и молниеотводами, установленными на порталах ОРУ. Система молниезащиты должна обеспечивать защиту ПС от прямых ударов молнии с надежностью 0,9-0,995 согласно [62].

9.5.1.3 От стоек конструкций с молниеотводами и отдельностоящих молниеотводов, а также приемных порталов с установленными на них тросостойками должно быть обеспечено растекание тока молнии по магистралям заземления не менее чем в двух направлениях, с углом не менее 90° между соседними. Кроме того, должно быть установлено не менее одного вертикального электрода длиной 3-5 м на каждом направлении, на расстоянии не менее длины электрода от места присоединения к магистрали заземления стойки с молниеотводом в соответствии с [2] (п. 4.2.135).

9.5.1.4 При строительстве закрытых ПС (КРУЭ, ЗРУ 35, 110 (150) кВ) молниезащита здания выполняется по кровле, уложенной на кровлю сверху или под несгораемые или трудносгораемые утеплитель или гидроизоляцию в виде

молниеприемной сетки с шагом ячейки не менее 6х6 м, от которой спускаются токоотводы с шагом не реже, чем через каждые 25 м и присоединяются к наружному контуру заземления.

9.5.1.5 Узлы сетки соединяются сваркой. Выступающие над крышей металлические элементы (трубы, шахты, вентиляционные устройства) присоединяются к молниеприемной сетке, а выступающие неметаллические элементы оснащаются дополнительными молниеприемниками, также присоединенными к молниеприемной сетке. В качестве токоотводов используются специально проложенные по периметру здания с шагом не более 15 м токоотводы.

9.5.1.6 Токоотвод присоединяется полосой заземления к наружному контуру заземления. Соединения полосы заземления с наружным контуром заземления выполняются внахлест.

9.5.1.7 Молниеприемники и токоотводы закрепляются так, чтобы исключить любой разрыв или ослабление крепления проводников под действием электродинамических сил или случайных механических воздействий (например, от порыва ветра или падения снежного пласта).

9.5.1.8 В случае выполнения кровли здания полностью из металла или применения металлических несущих конструкций достаточно заземлить металлические части кровли.

9.5.1.9 Для защиты блочных ТП от ударов молнии, в комплектацию которых не входит система молниезащиты, проектом предусматривается использование молниеприемной сетки.

9.5.2 Защита от грозовых перенапряжений

9.5.2.1 В соответствии с [62] защита от грозовых перенапряжений РУ и ПС осуществляется:

- от прямых ударов молнии - стержневыми и тросовыми молниеотводами в соответствии с [2] (глава 4.2);

- от набегающих волн - защитными аппаратами, устанавливаемыми на подходах и в РУ, в соответствии с [2]. В качестве защитных аппаратов должны применяться ОПН.

Выполнение защиты от прямых ударов молнии не требуется:

- для закрытых ПС 20 и 35 кВ с трансформаторами единичной мощностью 1,6 МВ·А и независимо от количества таких трансформаторов и от числа грозовых часов в году;

- для всех ОРУ ПС 20 и 35 кВ в районах с числом грозовых часов в году не более 20;

- для ОРУ и ПС 110 (150) кВ и ниже на площадках с эквивалентным удельным сопротивлением земли в грозовой сезон более 2000 Ом·м при числе грозовых часов в году не более 20.

9.5.2.2 В РУ 35, 110 (150) кВ, к которым присоединены ВЛ, устанавливаются ОПН. Защитные характеристики ОПН должны быть скоординированы с изоляцией защищаемого оборудования и ВЛ.

Защитные характеристики ОПН, установленных в одном РУ, не должны отличаться друг от друга.

9.5.2.3 Количество комплектов ОПН 35, 110 (150) кВ и место их установки

выбираются в соответствии с требованиями [2], уровнем испытательных напряжений защищаемого оборудования исходя из принятых на расчетный период схем электрических соединений, числа ВЛ и трансформаторов.

9.5.2.4 Для защиты трансформаторного оборудования от грозовых перенапряжений на стороне 6 - 20 кВ также устанавливаются ОПН.

9.5.2.5 В КРУЭ 35, 110 (150) кВ должны быть предусмотрены ОПН для защиты от грозовых перенапряжений. Выбор параметров ОПН определяется на основании расчетов.

9.5.3 Защита от внутренних перенапряжений

9.5.3.1 Электрические сети 6 - 35 кВ должны работать с изолированной или заземленной через резистор или дугогасящий реактор нейтралью. Число и расстановка средств компенсации емкостного тока определяются расчетом в соответствии с требованиями [1] и [2].

9.5.3.2 Расстановка и выбор ОПН для защиты от коммутационных перенапряжений определяются в соответствии с [62] и [63].

9.5.3.3 При применении КЛ и кабельных вставок 35, 110 (150) кВ установку ОПН для защиты оборудования от коммутационных перенапряжений необходимо подтверждать расчетом.

9.5.3.4 Для исключения феррорезонансных перенапряжений в сетях применяются, как правило, антирезонансные ТН.

9.5.3.5 Разработка мероприятий по ограничению высокочастотных перенапряжений и защите электротехнического оборудования РУ 110 (150) кВ осуществляется в соответствии с [64].

9.5.4 Заземление

9.5.4.1 Проектирование заземляющих устройств следует выполнять в соответствии с требованиями [2], [60], [65] и нормированием по допустимому напряжению прикосновения или по допустимому сопротивлению, а также с учетом требований по снижению импульсных помех для обеспечения работы релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи. Выбор нормирования определяется расчетом.

9.5.4.2 Для контроля соответствия действительных значений сопротивления растеканию и напряжений прикосновения принятым значениям исходные данные, расчетные значения напряжений прикосновения, места расположения расчетных точек и сезонные коэффициенты должны указываться в проекте.

9.5.4.3 При реконструкции необходимо проверять состояние контура заземления ПС и в случае необходимости выполнять его усиление в соответствии с требованиями [2], методических указаний по контролю состояния заземляющих устройств и требованиями по снижению импульсных помех для обеспечения работы релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи.

9.5.5 Режим заземления нейтрали трансформаторов

9.5.5.1 Режим заземления нейтрали обмоток 110 (150) кВ трансформаторов выбирается с учетом класса изоляции нейтрали, обеспечения в допустимых пределах коэффициента заземления, допустимых значений токов однофазного КЗ по условиям выбора оборудования, действия релейной защиты и влияния на линии связи, а также с учетом требований к заземлению нейтрали по условиям установки

фиксирующих приборов.

9.5.5.2 При присоединении к линии 110 (150) кВ ответвлениями нескольких ПС и при наличии на одной или нескольких из них питания со стороны СН или НН необходимо обеспечить постоянное заземление нейтрали не менее чем у одного из присоединенных к линии трансформаторов, имеющих питание со стороны СН или НН.

9.5.5.3 Нейтрали обмоток 110 (150) кВ трансформаторов, которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, должны быть защищены ограничителями перенапряжений с уровнем ограничения, скоординированным с уровнем изоляции защищаемой нейтрали.

9.5.5.4 При выборе режима заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ следует проводить технико-экономическое обоснование различных вариантов. В пределах селитебных территорий предпочтение следует отдавать режимам заземления нейтрали через низкоомное активное или индуктивное сопротивление.

9.5.6 Электромагнитная совместимость

9.5.6.1 При проектировании объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции ПС 6 - 110 (150) кВ должен быть выполнен комплекс мероприятий, обеспечивающих электромагнитную совместимость устройств РЗА, ПА, АСУ ТП и связи в соответствии с действующими нормативными документами ГОСТ 32144, ГОСТ Р 50397 и [66].

9.5.6.2 Основные мероприятия разрабатываются с учетом выбранной электрической схемы ПС и включают:

- разработку компоновочных решений (компоновка и размещение силового, первичного и реакторного оборудования как источников импульсных высокочастотных помех, магнитных полей и т.п. на открытой (закрытой) части ПС, в зданиях и помещениях ГЩУ, ОПУ, релейных щитах);
- выполнение устройств молниезащиты объекта в части защиты вторичных цепей и устройств от электромагнитных воздействий молнии (например, размещение по отношению к кабельным трассам и зданиям с обеспечением допустимого воздействия молнии на вторичные цепи и устройства);
- выбор заземляющего устройства подстанции (ЗУ ПС) с указанием «шага» сетки на каждом ОРУ и непосредственно около установленного оборудования, количества связей между ЗУ ОРУ разных напряжений, ЗУ здания и ЗУ ПС и способа их прокладки с учетом требования эквипотенциальности;
- выбор трассы прокладки кабельных каналов, типа кабельной канализации с указанием расстояний между ними и высоковольтными шинами (ошиновками), длины участков их параллельной прокладки по отношению к шинам (ошиновкам) и оценку их влияния на кабели вторичной коммутации;
- выполнение защиты от статического электричества устройств РЗА, ПА, АСУ ТП, систем учета электроэнергии, связи (напольные антистатические покрытия, поддержание благоприятного режима по температуре и влажности).

9.5.6.3 Дополнительные мероприятия разрабатываются с учетом основных мероприятий и анализа ожидаемых уровней электромагнитных, радиочастотных помех, магнитных полей и других воздействий на устройства РЗА, ПА, АСУ ТП, систем учета электроэнергии связи и включают:

- применение экранированных контрольных кабелей и заземление их экранов;

- экранирование помещений, в которых размещаются устройства РЗА, ПА, АСУ ТП, системы учета электроэнергии, связи;

- раскладку силовых кабелей и кабелей вторичной коммутации по кабельным каналам на допустимых расстояниях;

- обеспечение электромагнитной совместимости высокоомных входов устройств РЗА, ПА, АСУ ТП при подключении к ним кабелей, приходящих из РУ разных напряжений, других зданий;

- обеспечение защиты от импульсных помех в системах оперативного постоянного и переменного токов.

9.5.6.4 Мероприятия по обеспечению требований электромагнитной совместимости на проектируемых объектах технического перевооружения и реконструкции разрабатываются с учетом результатов проведенных обследований электромагнитной обстановки в местах установки МП устройств РЗА, ПА, связи (для объектов других собственников - на основании представленных ими результатов проведенных обследований).

9.6 Собственные нужды, система оперативного тока, кабельное хозяйство, освещение

9.6.1 Собственные нужды

9.6.1.1 Собственные нужды. Общие требования

9.6.1.1.1 На всех двухтрансформаторных ПС 35, 110 (150) кВ необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд.

9.6.1.1.2 Схемы собственных нужд ПС должны предусматривать присоединение трансформаторов собственных нужд к разным независимым источникам питания (вводам разных трансформаторов, различным секциям РУ и др.).

9.6.1.1.3 На ПС, в РП, в системах СН должны применяться силовые трансформаторы со схемой соединения обмоток Δ/Yн или Y/Zн (допускается использование схемы соединения обмоток силовых трансформаторов Y/Yн при наличии соответствующего обоснования, например, замена вышедшего из строя трансформатора на двухтрансформаторной ТП). На стороне НН трансформаторы собственных нужд должны работать раздельно с АВР.

9.6.1.1.4 На двухтрансформаторных ПС 110 (150) кВ в начальный период их работы с одним трансформатором необходимо устанавливать два трансформатора собственных нужд с питанием одного из них от сети другой ПС с АВР. Это питание в дальнейшем допускается сохранять. На двухтрансформаторных ПС в начальный период их работы с одним трансформатором в районах, где второй трансформатор собственных нужд невозможно питать от сети другой ПС, допускается устанавливать один рабочий трансформатор собственных нужд, при этом второй должен быть смонтирован и включен в схему ПС. На двухтрансформаторных ПС 35, 110 (150) кВ в начальный период их работы с одним трансформатором с постоянным оперативным током при отсутствии на них воздушных выключателей и принудительной системы охлаждения трансформаторов допускается устанавливать один трансформатор собственных нужд. В этом случае второй трансформатор собственных нужд должен быть смонтирован и включен в схему ПС.

9.6.1.1.5 К РУ 6 - 35 кВ ТСН следует присоединять через выключатель. На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы СН допускается присоединять к шинам 6 - 35 кВ через предохранители (для ТСН не более 250 кВ·А).

9.6.1.1.6 На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 6 - 35 кВ, а при отсутствии этих РУ - к обмотке НН основных трансформаторов. На ПС с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители на участке между вводами НН основного трансформатора и его выключателем. В случае питания оперативных цепей переменного тока или выпрямленного тока от трансформаторов напряжения, присоединенных к питающим ВЛ, трансформаторы собственных нужд допускается присоединять к шинам НН ПС. При питании оперативных цепей переменного тока от трансформаторов собственных нужд последние следует присоединять к ВЛ, питающим ПС.

9.6.1.1.7 Для СН ПС 6 - 110 (150) кВ принимается двухтрансформаторная схема СН с неявным резервированием. На ПС без постоянного дежурства в максимальном режиме каждый из трансформаторов СН загружается не более 50% от номинальной мощности.

9.6.1.1.8 Мощность трансформаторов собственных нужд, питающих шины 0,4 кВ, должна выбираться в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности. Мощность каждого трансформатора собственных нужд с НН 0,4 кВ должна быть не более 630 кВ·А для ПС 110 (150) кВ.

Увеличение количества или единичной мощности ТСН допускается при соответствующем технико-экономическом обосновании.

9.6.1.1.9 Расчет нагрузок выполняется для летнего и зимнего периодов работы оборудования. Расчет электропотребителей напряжением до 1 кВ производится для каждого узла питания (распределительного пункта, шкафа, сборки, распределительного шинопровода, щита станций управления, троллея, магистрального шинопровода, цеховой трансформаторной подстанции и др.), а также по цеху, корпусу в целом. При включении однофазного электропотребителя на фазное напряжение он учитывается как эквивалентный трехфазный электропотребитель с номинальной мощностью, равной тройному значению мощности однофазного электропотребителя. При наличии группы однофазных электроприемников, которые распределены по фазам с неравномерностью, номинальная мощность эквивалентной группы трехфазных электроприемников принимается равной тройному значению мощности наиболее загруженной фазы.

9.6.1.1.10 Питание сторонних потребителей от сети СН не допускается.

9.6.1.1.11 Требования по обеспечению безопасности, защите от отклонений напряжения и электромагнитных помех для низковольтных электроустановок системы собственных нужд принимаются по ГОСТ Р 50571-4-44.

9.6.1.2 Электроснабжение собственных нужд РП 6 - 20 кВ и ТП 6 - 20/0,4 кВ

9.6.1.2.1 В РП и ТП для питания электроприемников собственных нужд предусматривается установка шкафов питания собственных нужд. Шкафы питания

через защитный коммутационный аппарат подключаются к трансформаторам собственных нужд или к силовым трансформаторам ТП.

9.6.1.2.2 На столбовых трансформаторных подстанциях РУ 0,4 кВ питается через рубильник со встроенными предохранителями или автоматический выключатель.

9.6.1.2.3 Для защиты подключаемых к шкафу питания собственных нужд цепей от перегрузки и коротких замыканий в нем установлены автоматические выключатели.

9.6.1.2.4 Шкаф собственных нужд обеспечивает автоматический ввод резервного питания. Резервное питание включается автоматически при исчезновении напряжения на одном из вводов.

9.6.1.2.5 Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала розетка 0,23/0,4 кВ в шкафу и линия питания внешних розеток 0,23/0,4 кВ должны быть снабжены устройствами защитного отключения или дифференциальными автоматическими выключателями.

9.6.1.2.6 Освещение кабельных приямков должно быть организованно на напряжении 12 В.

9.6.1.2.7 Для подстанций мощностью 250 кВ·А и менее допускается не предусматривать освещение низковольтного щита.

9.6.1.2.8 Конструкция сборки низкого напряжения должна предусматривать установку трансформаторов тока для организации учета электроэнергии.

9.6.1.3 Электроснабжение собственных нужд ПС 35, 110 (150) кВ

9.6.1.3.1 Питание электроприемников СН ПС 6 - 110 (150) кВ переменного тока ПС необходимо осуществлять от двух независимых источников.

9.6.1.3.2 На ПС 6 - 110 (150) кВ для питания электроприемников собственных нужд устанавливаются щиты собственных нужд и силовые сборки.

9.6.1.3.3 Для сети собственных нужд переменного тока необходимо принимать напряжение 0,23/0,4 кВ с заземленной нейтралью.

9.6.1.3.4 Питание сети оперативного тока от шин собственных нужд должно осуществляться через стабилизаторы с напряжением на выходе 220 В.

9.6.1.3.5 Для защиты подключаемых кабелей от перегрузки и коротких замыканий в ЩСН должны быть установлены автоматические выключатели.

9.6.1.3.6 Должна быть предусмотрена возможность снятия напряжения с каждого автоматического выключателя на время его ремонта или демонтажа. С этой целью в необходимых местах должны быть установлены рубильники или другие отключающие аппараты. Отключающий аппарат перед выключателем каждой отходящей от РУ линии не требуется предусматривать в электроустановках:

- с выдвижными выключателями;
- со стационарными выключателями, в которых во время ремонта или демонтажа данного выключателя допустимо снятие напряжения общим аппаратом с группы выключателей или со всего распределительного устройства;
- со стационарными выключателями, если обеспечена возможность безопасного демонтажа выключателей под напряжением с помощью изолированного инструмента.

9.6.1.3.7 Включение и отключение нагрузок реализуются установкой контакторов или приводов выключателей.

9.6.1.3.8 Установку приборов и аппаратов на РУ и НКУ следует производить в зоне от 400 до 2000 мм от уровня пола. Аппараты ручного оперативного управления (переключатели, кнопки) рекомендуется располагать на высоте не более 1900 мм и не менее 700 мм от уровня пола. Измерительные приборы рекомендуется устанавливать таким образом, чтобы шкала каждого из приборов находилась на высоте 1000-1800 мм от пола.

9.6.1.3.9 На коммутационных аппаратах должны быть четко указаны положения «включено», «отключено».

9.6.1.3.10 На переключательных пунктах и однотрансформаторных ПС 35, 110 (150) кВ рекомендуется при технико-экономическом обосновании предусматривать в качестве второго источника электроснабжения собственных нужд установку трансформаторов напряжения большой мощности.

9.6.2 Система оперативного тока. Общие положения

9.6.2.1 Технические решения по организации системы оперативного тока ПС должны обеспечивать бесперебойное электропитание потребителей оперативного тока.

9.6.2.2 На вновь строящихся ПС 110 (150) кВ питание устройств РЗА, устройств управления коммутационным оборудованием, приводов вводных и секционных автоматов ЩСН, аварийного освещения ответственных помещений на ПС осуществляется от системы оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220 В.

9.6.2.3 На реконструируемых объектах 35, 110 (150) кВ применение СОПТ обосновывается необходимостью установки современных коммутационных аппаратов и систем РЗА.

9.6.2.4 Применение переменного оперативного тока на ПС 35, 110 (150) кВ допускается только на существующих объектах.

9.6.2.5 На ПС 110 (150) кВ с количеством присоединений 110 (150) кВ больше трех рекомендуется применение стационарных аккумуляторных батарей (АБ).

Количество АБ определяется в проекте исходя из условий эксплуатации и ответственности ПС.

Рекомендуется для узловых и транзитных ПС с высшим напряжением 110 (150) кВ, а также для ПС с четырмя и более выключателями в распределительном устройстве 110 (150) кВ применять две АБ. В остальных случаях АБ должна быть одна.

9.6.2.6 При реконструкции ПС 35, 110 (150) кВ, связанной с установкой микропроцессорных защит, в дополнение к существующей СОПТ, допускается устанавливать новую (дублирующую) СОПТ для питания только реконструируемой части ПС.

9.6.3 Система оперативного переменного тока

9.6.3.1 В качестве основных источников питания в системах оперативного переменного тока используются измерительные трансформаторы тока защищаемых присоединений, трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд, генераторы или инверторы переменного тока, в качестве накопителей -

аккумуляторная батарея в системе бесперебойного питания и предварительно заряженные конденсаторы.

9.6.3.2 В состав системы оперативного переменного тока входят:

- комбинированные блоки питания от цепей тока и напряжения;
- устройства для организации шинок оперативного питания;
- ТН или ТСН на вводных фидерах (при потребности дистанционного восстановления питания ПС);
- устройства бесперебойного питания (при потребности сохранения на заданное время оперативного управления);
- устройства контроля изоляции.

9.6.3.3 Системы оперативного переменного тока применяются на существующих ПС 35, 110 (150) кВ и на ТП 6 - 20 кВ, не требующих повышенной надежности и обслуживаемых оперативно-выездными бригадами (ОВБ).

9.6.3.4 При установке микропроцессорных терминалов на ПС с переменным оперативным током необходимы:

- использование комбинированных блоков питания с двумя выходами:

а) стабилизированным - для питания терминала;

б) с повышенным напряжением и с запасом энергии, достаточным для питания цепей отключения;

- выполнение цепей вторичной коммутации экранированным кабелем;
- использование ИБП для питания устройств верхнего уровня элементов АСУ ТП и телемеханики.

9.6.3.5 Системы оперативного переменного тока выполняются зависимыми и независимыми.

9.6.3.6 Зависимая система оперативного переменного тока (система питания, режим работы которой зависит от режима работы ПС) выполняется:

- централизованной;
- распределенной.

9.6.3.7 При выполнении централизованной системы оперативного переменного тока в качестве источников энергии для блоков питания устройств РЗАУ используются ТСН, ТН, собственные и резервные генераторы.

9.6.3.8 Применение распределенной системы оперативного переменного тока возможно при использовании высоковольтных выключателей, имеющих в своем составе накопитель потенциальной энергии, емкости которого достаточно для выполнения основного цикла операций - «отключить - включить - отключить», и устройства РЗАУ с небольшим потреблением энергии. В остальных случаях применяются централизованные системы оперативного переменного тока.

Индивидуальные блоки для питания каждого устройства РЗАУ используются в случаях, когда применение централизованной системы оперативного тока нецелесообразно. Данные блоки должны содержать инверторные стабилизаторы для питания микропроцессорных терминалов и выходы повышенного напряжения для питания электромагнитов управления выключателей. В качестве накопителей электрической энергии возможно применение конденсаторных и аккумуляторных батарей достаточной емкости.

Для питания индивидуальных блоков используются ТТ и ТН только электромагнитного типа.

9.6.3.9 Независимая система оперативного переменного тока (система питания, режим работы которой не зависит от режима работы ПС) должна обеспечивать использование устройств телемеханики в режиме отсутствия напряжения на шинах собственных нужд и выполнение полноценной диспетчеризации.

9.6.4 Система оперативного постоянного тока

9.6.4.1 Общие положения

9.6.4.1.1 Система оперативного постоянного тока может быть выполнена централизованной или децентрализованной.

В централизованной СОПТ устройства вторичной коммутации питаются от общего комплекса преобразователей и накопителей. Допускается применение нескольких централизованных СОПТ, разделенных по определенному признаку.

В децентрализованной СОПТ каждое присоединение, или терминал, имеет в схеме питания индивидуальные накопители.

9.6.4.1.2 Система оперативного постоянного тока включает:

- аккумуляторные батареи;
- устройства заряда-подзаряда (ЗПУ);
- устройства стабилизации напряжения (при необходимости);
- преобразователи напряжения;
- распределительные щиты и шкафы с защитной и коммутационной аппаратурой;
- устройства контроля и автоматики;
- блок формирования нейтрали СОПТ;
- силовые и контрольные кабели.

9.6.4.1.3 В режиме ускоренного заряда напряжение на шинах не должно превышать 10% от номинального значения (достигается выбором величины максимального напряжения заряда, не превышающего этой величины, или применением схемы с дополнительными балластными диодами).

9.6.4.1.4 Уравнительный заряд проводится в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации и обслуживанию выбранного типа АБ.

Продолжительность режима уравнительного заряда зависит от состояния АБ и должна быть не менее 6 часов.

9.6.4.1.5 Для определения фактической емкости АБ выполняется контрольный разряд АБ.

9.6.4.1.6 СОПТ должна препятствовать распространению электромагнитных помех в цепях постоянного тока и таким образом защищать микропроцессорные устройства.

9.6.4.1.7 Конфигурация СОПТ зависит от системы релейной защиты и управления и проектируется с учетом особенностей этой системы.

Конфигурация построения СОПТ должна обеспечивать питание комплектов РЗА, взаимно резервирующих друг друга, а также электромагнитов отключения высоковольтных выключателей, которое должно быть максимально независимым.

Индивидуальное резервирование питания каждого из взаимно резервирующих комплектов РЗА не требуется.

9.6.4.2 Требования к системе оперативного постоянного тока

9.6.4.2.1 СОПТ должна обеспечивать бесперебойное электропитание:

- устройств РЗА;
- устройств управления высоковольтными коммутационными аппаратами (без питания приводов разъединителей и заземляющих ножей; питание приводов выключателей возможно при соответствующем обосновании);
- устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов и команд РЗА;
- устройств коммуникации, обеспечивающих передачу сигналов и команд между устройствами РЗА;
- устройств нижнего и среднего уровня АСУ ТП;
- устройств сбора информации для АСУ ТП;
- приводов автоматических вводных и секционных выключателей щитов собственных нужд (ЩСН) напряжением 0,4 кВ;
- устройств сигнализации;
- инверторов резервного питания АСУ ТП, светильников аварийного освещения помещений аккумуляторной батареи, ОПУ, релейного щита, ЗРУ, насосных, камер задвижек пожаротушения (резервное питание).

9.6.4.2.2 В СОПТ применяется система заземления IT.

9.6.4.2.3 Номинальное значение напряжения СОПТ должно составлять 220 В.

9.6.4.2.4 Напряжение на шинах щита постоянного тока (ЩПТ) в нормальных условиях эксплуатации допускается поддерживать в пределах, не превышающих ±5% от номинального напряжения.

9.6.4.2.5 Предельно допустимый разброс напряжений на клеммах потребителей постоянного тока допустим в рамках -15% ÷ +10% от номинального значения, в том числе при аварийных разрядах АБ и ускоренных и уравнительных зарядах АБ.

9.6.4.2.6 АБ должна обеспечивать возможность формирования максимального расчетного толчкового тока после двухчасового разряда током нагрузки.

Для наиболее ответственных ПС без постоянного оперативного персонала должна быть обеспечена продолжительность работы СОПТ на время, достаточное для прибытия персонала, выявления им неисправности в СОПТ и принятия мер по восстановлению нормального режима работы.

9.6.4.2.7 Срок службы оборудования, используемого в СОПТ, составляет не менее 20 лет, за исключением нестационарных АБ, применяемых в шкафах оперативного тока (ШОТ), для которых допустимо снижение срока службы оборудования до 12 лет.

9.6.4.2.8 СОПТ должна удовлетворять требованиям термической и динамической стойкости при близких КЗ в цепях СОПТ.

9.6.4.2.9 СОПТ должна иметь защиту от коммутационных перенапряжений и импульсных помех, проникающих через распределительную сеть из первичных силовых цепей и из контура заземления ПС.

9.6.4.2.10 СОПТ должна иметь защитные устройства, позволяющие селективно и с необходимым быстродействием локализовать повреждения в цепях вторичной коммутации.

9.6.4.2.11 СОПТ должна иметь устройства низкоомного (15÷30 кОм) шунтирования изоляции полюсов относительно земли, уменьшающего порог опасного снижения изоляции (до 20 кОм), способного спровоцировать ложную работу электромагнитов управления и дискретных входов терминалов при замыканиях на землю.

9.6.4.2.12 СОПТ должна иметь устройство сигнализации снижения изоляции.

9.6.4.2.13 СОПТ должна иметь устройство автоматического поиска фидера с пониженной изоляцией (только для ПС с МП РЗА) и устройство замера величины изоляции полюсов относительно земли.

9.6.4.2.14 РУ питания конечных потребителей могут иметь радиальную или кольцевую схему питания.

При любой схеме питания должны обеспечиваться чувствительность, быстродействие и селективность защитных устройств СОПТ с достаточным коэффициентом надежности.

9.6.4.2.15 СОПТ должна иметь устройства мониторинга положения коммутационных аппаратов и параметров СОПТ.

9.6.4.2.16 СОПТ должна иметь устройства сигнализации положения коммутационных аппаратов и устройства измерения основных параметров СОПТ. Допускается объединение в одном устройстве функций мониторинга, сигнализации и измерений.

9.6.4.2.17 Основные параметры СОПТ, подлежащие регистрации в устройствах РАС:

- напряжение АБ;
- напряжение секций, связанных с АБ через вольтодобавочные устройства или ограничители напряжения;
- напряжение одного либо двух полюсов АБ относительно земли всех гальванически развязанных цепей СОПТ;
- токи АБ и вторичные токи преобразователей.

9.6.4.2.18 Проводники СОПТ должны удовлетворять требованиям термической стойкости и невозгораемости.

9.6.4.2.19 Все компоненты и электроприемники СОПТ должны быть защищены от токов КЗ и перегрузки отключающими защитными аппаратами: плавкими предохранителями, автоматическими выключателями.

9.6.4.2.20 Для защиты от коротких замыканий и перегрузок должна использоваться трехуровневая система отключающих защитных аппаратов:

- первый (верхний) уровень - вводные защитные аппараты АБ. Для каждой секции СОПТ рекомендуется устанавливать отдельные защитные аппараты;
- второй (средний) уровень - групповые защитные аппараты ЩПТ, питающие шинки управления или сигнализации группы присоединений;
- третий (нижний) уровень - индивидуальные защитные аппараты, питающие электроприемники.

На ПС 35 кВ, а также ПС 110 (150) кВ с тремя и менее выключателями 110 (150) кВ возможно использование двухуровневой системы отключающих защитных аппаратов (с исключением групповых защитных аппаратов ЩПТ, питающих шинки управления или сигнализации группы присоединений).

9.6.4.2.21 Защитные аппараты должны обеспечивать отключение КЗ в любой точке СОПТ, сопровождающихся снижением напряжения на сборках ЩПТ и ШРОТ (шкафа распределения оперативного тока) глубиной более 30%, со временем, не превышающим 1 с, и глубиной более 60% со временем, не превышающим 100 мс.

9.6.4.2.22 Должно быть обеспечено резервирование автоматических выключателей действием плавких предохранителей среднего уровня при трехуровневой системе защиты, действием плавких предохранителей верхнего уровня при двухуровневой системе защиты. Резервирование плавких предохранителей не требуется.

9.6.4.2.23 Поиск «земли» должен обеспечиваться без отключения электроприемников и без инжекции в сеть СОПТ токов, способных вызвать ложное срабатывание устройств РЗАУ и ПА. Устройства поиска «земли» должны работать без отключения блока формирования нейтрали или иметь собственные внутренние сопротивления полюсов на землю того же порядка, что и сам блок.

9.6.4.2.24 Питание цепей сигнализации устройств, находящихся за пределами здания, периферийных цепей АСУ ТП осуществляется с шинки блока шкафа питания вспомогательных цепей из-под одного индивидуального автомата для каждого присоединения.

9.6.4.2.25 При наличии в СОПТ шинки резервного питания, предназначенной для поиска фидеров с пониженной изоляцией без обесточивания и для выделения их на изолированную работу при невозможности быстрой ликвидации повреждения, схема организация шинки резервного питания выполняется аналогичной схеме организации питания шкафа вспомогательных цепей.

9.6.4.2.26 Конфигурация СОПТ проектируется таким образом, чтобы обеспечить ремонт и замену основных компонентов с сохранением питания всех основных электроприемников.

При разработке резервирования необходимо исключить (во взаимно резервируемых комплектах РЗА) цепи и устройства, отказ которых ведет к потере работоспособности одновременно обоих комплектов.

9.6.4.2.27 В СОПТ запрещаются:

- параллельная работа двух и более АБ;
- подключение к сети СОПТ устройств с сопротивлением входных цепей относительно земли менее 1 МОм;

9.6.4.2.28 Допускается параллельная работа двух ЩПТ при:

- неисправности одной АБ;
- режимах контрольного разряда;
- техническом обслуживании одной из АБ.

9.6.4.2.29 Аккумуляторные помещения должны быть оборудованы естественной и принудительной приточно-вытяжной вентиляцией во избежание образования взрывоопасных смесей (водорода и кислорода).

Запрещается устанавливать в аккумуляторном помещении оборудование, в котором могут возникать искры.

Стеллажи под аккумуляторные батареи и сами аккумуляторные батареи выполняются из трудногорючих или негорючих материалов.

Все электрические соединения внутри помещений АБ выполняются одножильными многопроволочными кабелями с медной жилой с изоляцией, устойчивой к воздействию паров электролита АБ.

9.6.4.2.30 Вентиляция помещения АБ должна включаться автоматически при переходе ЗПУ в режим ускоренного заряда и отключаться не ранее часа после возвращения в режим подзаряда.

При неисправности вентиляции АБ перевод ЗПУ в режимы ускоренного и уравнительного заряда должен блокироваться.

9.6.4.2.31 Оборудование СОПТ должно соответствовать требованиям стойкости к механическим внешним воздействиям по ГОСТ 17516.1, с учетом места размещения оборудования и сейсмической стойкости, определяемой географическим положением ПС.

9.6.4.2.32 Оборудование СОПТ должно соответствовать требованиям электромагнитной совместимости по ГОСТ Р 51317.6.5, [60] и пройти испытание на помехоустойчивость в соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5.

9.6.4.2.33 Оборудование СОПТ должно иметь климатическое исполнение, соответствующее категории размещения по ГОСТ 15543.1.

9.6.4.3 Аккумуляторные батареи

9.6.4.3.1 АБ должны обеспечивать питание электроприемников постоянного тока при отключении по любой причине зарядно-подзарядных устройств и компенсацию импульсов тока нагрузки, превышающих технические возможности зарядно-подзарядного устройства.

9.6.4.3.2 АБ должна обеспечивать достаточный уровень напряжения у потребителей (не менее $0{,}85 \cdot U_{ном}$) в течение всего срока эксплуатации.

9.6.4.3.3 Срок службы стационарных АБ должен быть не менее 20 лет.

Для нестационарных батарей, применяемых в СОПТ на базе шкафов ШОТ, допускается снижение срока эксплуатации до 10 лет.

9.6.4.3.4 На ПС используются стационарные малообслуживаемые свинцово-кислотные аккумуляторы вентилируемого типа по ГОСТ Р МЭК 60896-11.

При больших значениях допустимого тока разряда, как при продолжительных разрядах, так и при толчковых нагрузках, применяются АБ с пластинами большой поверхности типа GroE, имеющие малое внутреннее сопротивление. Если токи аварийного разряда невелики и отсутствует значительная толчковая нагрузка, допустимо применять батареи типа OPzS, OCSM.

Для СОПТ, выполненных на базе шкафов ШОТ, применяются герметизированные необслуживаемые аккумуляторы.

9.6.4.3.5 В строящихся и проектируемых ПС необходимо размещать каждую АБ в отдельном помещении.

Для реконструируемых ПС допускается размещение двух АБ в одном помещении при условии выполнения мероприятий по взрывозащищенности и пожарозащищенности.

9.6.4.3.6 При выборе ёмкости АБ необходимо учитывать снижение фактической разрядной емкости в конце срока эксплуатации на величину, указанную заводом-изготовителем в документации на АБ.

9.6.4.4 Зарядно-подзарядные устройства

9.6.4.4.1 Зарядно-подзарядные устройства должны обеспечивать:

- питание электроприемников постоянного тока;
- подзаряд АБ при постоянном стабилизированном напряжении поддерживающего заряда, рекомендованном производителем АБ.

9.6.4.4.2 В СОПТ применяются по два ЗПУ на каждую АБ.

9.6.4.4.3 Мощность двух ЗПУ, работающих параллельно на одну АБ, должна обеспечивать питание всех подключенных к комплекту СОПТ электроприемников ПС с учетом одновременного проведения ускоренного заряда АБ до 90% номинальной ёмкости в течение не более 8 часов.

9.6.4.4.4 Питание ЗПУ должно осуществляться от секций собственных нужд 0,4 кВ. Питание взаиморезервирующих ЗПУ необходимо осуществлять от разных секций ЩСН 0,4 кВ.

9.6.4.4.5 ЗПУ должны обеспечивать точность стабилизации выходного напряжения в режиме поддерживающего заряда не хуже ±1% и термокомпенсацию напряжения поддерживающего заряда.

9.6.4.4.6 Уровень пульсации напряжения при работе ЗПУ на полную нагрузку комплекта СОПТ при отключенной АБ не должен превышать ±5 % $U_{ном}$.

9.6.4.4.7 ЗПУ должны иметь блокировку включения режима уравнительного и ускоренного заряда АБ при неработающей приточно-вытяжной вентиляции помещения АБ.

9.6.4.4.8 ЗПУ должно автоматически включаться после перерывов питания со стороны переменного тока и работать в режиме заряда, соответствующем состоянию АБ.

9.6.4.4.9 ЗПУ не должны размещаться в одном шкафу, в расположенных рядом шкафах.

9.6.4.5 Щиты постоянного тока

9.6.4.5.1 Щит постоянного тока (ЩПТ) должен обеспечивать подключение источников питания, устройств стабилизации напряжения и распределения электроэнергии по группам электроприемников СОПТ.

9.6.4.5.2 Шкафы ЩПТ должны удовлетворять следующим требованиям:

- количество ЩПТ на ПС равно числу АБ;
- в пределах каждого ЩПТ обеспечивается размещение коммутационных и защитных аппаратов, устройств контроля изоляции, устройств мониторинга, устройств защиты от перенапряжений, местной сигнализации, рядов клемм для присоединения КЛ;
- размещение аппаратуры и рядов клемм в шкафах ЩПТ обеспечивает свободный доступ к любому из них для замены, выполнения ремонтных работ и работ по техническому обслуживанию;
- ЩПТ размещается в шкафах двухстороннего обслуживания, имеет открывающиеся дверцы на лицевой и тыльной стороне, позволяющие выполнять

технический контроль и оперативное управление. Иное исполнение ЩПТ применяется при соответствующем обосновании;

- электрические соединения аппаратов внутри щита выполнены изолированными проводами с медными жилами и медными шинами;

- на ЩПТ применяются коммутационные устройства, предназначенные для выполнения операций под нагрузкой и позволяющие выполнять операции включения-отключения без дополнительных защитных средств;

- измерительная аппаратура, аппаратура управления и сигнализации устанавливаются на дверях шкафа;

- размещение органов управления и средств отображения информации о состоянии СОПТ соответствует рекомендациям ГОСТ 12.2.033.

По требованию заказчика ЩПТ может иметь устройство «мигающего плюса».

9.6.4.6 Шкафы распределения оперативного постоянного тока

9.6.4.6.1 Шкафы распределения оперативного тока (ШРОТ) должны обеспечивать распределение электроэнергии по цепям питания конечных электроприемников, размещение коммутационных и защитных отключающих аппаратов.

9.6.4.6.2 Конструкция ШРОТ должна соответствовать ГОСТ Р 51321.1.

9.6.4.6.3 ШРОТ с отключающими защитными аппаратами нижнего уровня устанавливаются в непосредственной близости к электроприемникам.

9.6.4.6.4 ШРОТ имеют вводы питания от разных секций одного ЩПТ. Каждый ввод подключается через коммутационный аппарат, обеспечивающий возможность проведения ремонтных работ в ШРОТ.

9.6.4.6.5 Запрещается объединение на одной сборке цепей питания электроприемников, чувствительных к перенапряжениям и высокочастотным помехам (микропроцессорные устройства, устройства связи и т.п.), и цепей, выходящих за пределы помещения, в котором размещен ШРОТ.

9.6.4.6.6 Запрещается установка индивидуальных ключей выбора питания устройств РЗАУ, ПА и других электроприемников, имеющих полноценный аппаратный резерв.

9.6.5 Кабельное хозяйство

9.6.5.1 Кабельное хозяйство РП 6 - 20 кВ и ТП 6 - 20/0,4 кВ (контрольные и силовые кабели до 1 кВ)

9.6.5.1.1 В ТП и РП, в общем случае, кабели вводятся из траншеи в кабельное сооружение (кабельный приямок) через хризотилцементные трубы. После ввода кабелей необходимо восстановить гидроизоляцию.

9.6.5.1.2 От силовых трансформаторов до РУ 0,4 кВ прокладка кабеля выполняется открытым способом по стенам и потолку здания с помощью скоб и кронштейнов.

9.6.5.1.3 В помещениях ТП и РП контрольные и силовые кабели прокладываются, максимально используя кабельный приямок с минимизацией прокладки в лотках, коробах и трубах по стенам.

9.6.5.2 Кабельное хозяйство ПС 6 - 110 (150) кВ (контрольные и силовые кабели до 1 кВ)

9.6.5.2.1 Кабели, токопроводы и другие проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям по нагреву, условиям короткого замыкания и падению напряжения [1].

9.6.5.2.2 Кабели должны применяться с изоляцией, не распространяющей горение (с индексом НГ-LS).

9.6.5.2.3 Прокладка кабельных трасс должна осуществляться наземным или надземным способом.

9.6.5.2.4 На ОРУ ПС кабели должны прокладываться, в основном, с использованием сборных железобетонных лотков, закрытых плитами, металлических лотков, металлических труб, пластиковых гофрированных труб и металлорукавов необходимой прочности и долговечности. Доборные участки и углы поворота железобетонных лотков выполняются с устройством кирпичных вставок на плитах либо из монолитбетона.

9.6.5.2.4.1 Применение кабельных каналов и тоннелей должно иметь специальное обоснование. Не следует применять лотки в местах проезда механизмов для производства ремонтных работ между фазами оборудования. При применении лотков должны обеспечиваться проезд по ОРУ и подъезд к оборудованию машин и механизмов, необходимые для выполнения ремонтных и эксплуатационных работ. Для обеспечения проезда механизмов должны предусматриваться переезды с сохранением расположения лотков на одном уровне.

9.6.5.2.4.2 При применении лотков не допускается прокладка кабелей под дорогами или переездами для машин, в трубах и каналах, расположенных ниже уровня лотков. Участки для прокладки кабелей через автодороги выполняются из железобетонных дырчатых блоков (плит). Одиночные кабели от кабельных сооружений до приводов и шкафов различного назначения, прокладываемые в земле, должны иметь специальную защиту от механических повреждений. Во всех кабельных конструкциях, сооружениях, трубах следует предусматривать запас емкости для дополнительной прокладки кабелей не менее 15 % от количества, предусмотренного на расчетный период. При прокладке в кабельных блоках каждый блок должен иметь не менее одного резервного канала.

9.6.5.2.5 На ПС 110 (150) кВ, от которых питаются потребители I - II категории, кабельные потоки от РУ 6 - 20 кВ указанных потребителей прокладываются в отдельных коробах, лотках, каналах. Взаиморезервируемые кабельные линии, по которым питаются потребители 1-й категории, необходимо прокладывать по разным трассам.

9.6.5.2.6 Для прокладки потребительских силовых кабелей следует предусматривать организованный вывод их по территории ПС (в каналах, туннелях, траншеях и т.п.) до ее внешнего ограждения.

9.6.5.2.7 Расположение кабельных каналов и прокладку кабелей следует выполнять с учетом требований по электромагнитной совместимости.

9.6.5.2.8 Прокладку контрольных и силовых кабелей по общей трассе рекомендуется выполнять на расстоянии не менее:

- 0,25 м - до силовых кабелей 0,4 кВ, ток КЗ в которых не превышает 1 кА, не используемых для питания потребителей на молниеотводах;

- 0,6 м - до других силовых кабелей до 1 кВ;

- 1,2 м - до силовых кабелей выше 1 кВ.

9.6.5.2.9 При проходе кабелей через стены и фундаменты используются огнестойкие блоки из разных элементов противопожарных преград.

9.6.5.2.10 На ПС 110 (150) кВ с двумя трансформаторами компоновка кабельного хозяйства должна быть выполнена таким образом, чтобы при возникновении пожаров в кабельном хозяйстве или вне его вероятность выхода из строя двух трансформаторов была минимальной.

9.6.5.2.11 При замене устройств релейной защиты, автоматики, телемеханики АСУ ТП и связи на новые устройства, выполненные на микропроцессорной или микроэлектронной базе и имеющие высокую чувствительность к импульсным помехам, необходимо руководствоваться рекомендациями по защите вторичных цепей от импульсных помех.

9.6.5.2.12 В целях повышения надежности и полноценного дублирования основные и резервные защиты (либо два комплекта защит) должны быть разделены по цепям переменного тока и напряжения, по цепям оперативного тока и исполнительным цепям путем размещения их в разных кабелях, а также, по возможности, по разным трассам.

9.6.5.2.13 Для измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения должны применяться кабели с металлической оболочкой (экраном) или металлической оболочкой (экраном) и броней. Для указанных целей допускается применять неэкранированные кабели, если результаты расчетов показывают, что снижение уровней помех до нормируемых значений может быть достигнуто путем соответствующего выбора кабельной трассы, прокладкой вдоль кабеля экранирующих проводников и применением других вспомогательных защитных мероприятий.

9.6.5.2.14 В одном контрольном кабеле не допускается объединение цепей различных классов по уровню испытательного напряжения с измерительными цепями трансформаторов тока и напряжения, цепей управления - с цепями измерения и сигнализации, цепей управления, измерения и сигнализации - с силовыми цепями переменного тока 0,4/0,23 кВ.

9.6.5.2.15 Трассы кабелей с цепями управления, измерения и сигнализации должны прокладываться на расстоянии не менее 10 м в свету от основания фундаментов (стоек) с разрядниками и молниеотводами. Допускается в стесненных условиях уменьшать это расстояние до 5 м, но при этом между фундаментом (стойкой) и кабелями должен прокладываться дополнительный продольный заземлитель длиной не менее 15 м на расстоянии 0,5 м от кабельной трассы. Этот продольный заземлитель должен располагаться симметрично относительно фундамента (стойки) и соединяться с заземляющим устройством по концам и в точках пересечения с другими горизонтальными заземлителями.

9.6.5.2.16 Геометрия трасс прокладки цепей управления и измерения при проектировании должна выбираться так, чтобы расчетный уровень помех имел минимально возможное значение. Эти трассы должны располагаться на возможно большей длине в непосредственной близости от горизонтальных заземлителей. При необходимости вдоль кабельных трасс могут прокладываться дополнительные горизонтальные заземлители.

9.6.5.2.17 Металлические оболочки (экраны) и броня кабелей цепей управления, измерения и сигнализации должны заземляться в ОРУ, ОПУ или РЩ. При этом присоединение металлических оболочек (экранов) и броневого покрытия к заземляющему устройству должно выполняться в месте их ввода в здание РЩ или ОПУ, а также в местах концевой разделки кабелей. Экраны типа фольги заземляются только в местах концевой разделки кабелей. Для заземления экранов рекомендуется использовать специальные зажимы или разъемы. При заземлении металлических экранов с двух сторон необходимо выполнять их проверку на термическую стойкость при коротких замыканиях в сети напряжением 110 (150) кВ.

9.6.5.2.18 Металлические корпуса лотков, используемых для прокладки кабелей в ОРУ и в помещениях РЩ или ОПУ, заземляются по концам и в промежуточных точках с шагом 5÷10 м.

9.6.6 Освещение

9.6.6.1 Устройство освещения ПС должно соответствовать требованиям, ГОСТ Р 55842-2013, ГОСТ Р 50571.5.56-2013/МЭК 60364-5-56:2009, СП 52.13330.2011, СНиП 2.01.53-84, [2] (глава 6), [67], [68] и [121].

9.6.6.2 На ПС должно быть организовано рабочее (наружное и внутреннее) освещение, аварийное освещение и охранное освещение периметра (см. п.9.6.6.5).

9.6.6.3 Рабочее освещение включает в себя общее стационарное, местное и ремонтное освещение.

9.6.6.4 Аварийное освещение классифицируется по видам:

- эвакуационное, подразделяемое: на освещение путей эвакуации, антипаническое освещение и освещение зон повышенной опасности;
- резервное освещение (освещение безопасности).

Резервное освещение допускается использовать в качестве эвакуационного, если оно удовлетворяет требованиям, предъявляемым к эвакуационному освещению.

9.6.6.5 Охранное освещение периметра предусматривается на ПС, оборудованной охранной сигнализацией.

9.6.6.6 Ремонтное освещение необходимо питать от разделительного понижающего трансформатора с выполнением стационарной сети напряжением 42 В или 12 В в соответствии с требованиями [2].

9.6.6.7 Источники света для рабочего освещения ОРУ (прожекторы и другие мощные источники света) следует устанавливать группами на высоких сооружениях (опоры, молниеотводы, порталы ОРУ, здания и т.п.) или на специальных прожекторных мачтах.

При установке светильников на порталах следует обеспечить безопасное обслуживание и доступ к прожекторам без снятия напряжения на оборудовании ОРУ.

В коридорах РУ, имеющих два выхода, и в проходных туннелях освещение должно быть выполнено с двусторонним управлением.

9.6.6.8. Управление наружным освещением территорий ПС необходимо проектировать централизованным [69].

Централизация управления наружным освещением должна осуществляться прямыми, дистанционными, телемеханическими методами; при этом должно быть

предусмотрено принудительное отключение освещения и исключена возможность включения освещения средствами автоматики.

9.7 Организация управления коммутационными аппаратами

9.7.1 Общие положения

9.7.1.1 При проектировании ПС должно обеспечиваться управление:

- выключателями 110 (150), 35, 20, 6, 10 кВ, а также при наличии - моторизованным приводом;
- разъединителями 110 (150), 35 кВ;
- заземляющими разъединителями 110 (150), 35 кВ;
- выключателями нагрузки 6, 10, 20 кВ.

9.7.1.2 Управление коммутационными аппаратами организуется как:

- дистанционное управление с АРМ ОП (при наличии/организации на ПС АРМ ОП);
- дистанционное управление со щита управления ОПУ (при отсутствии на ПС АРМ ОП);
- дистанционное управление с микропроцессорных устройств (контроллеров) управления, расположенных в шкафах на релейном щите;
- местное управление при помощи кнопок/ключей, расположенных в шкафах управления РУ или в приводе КА;
- телеуправление из удалённого центра управления (ДП).

Должна быть исключена возможность одновременного управления КА из разных мест.

9.7.1.3 Во всех случаях санкционированный доступ к операциям управления должен соответствовать установленному в данное время для данного энергообъекта (или коммутационного аппарата) регламенту.

9.7.1.4 Несанкционированный доступ к управлению КА должен быть исключён с помощью мероприятий по обеспечению информационной безопасности (см. п. 9.17.4).

9.7.2 Оперативное управление коммутационными аппаратами

9.7.2.1 Основным местом оперативного управления выключателями является АРМ ОП или ЩУ (при их наличии/организации на ПС).

9.7.2.2 При отказе АСУ ТП (УТМ КП), связанном с невозможностью управления с АРМ ОП, оперативное управление выключателями должно выполняться с контроллеров автоматики управления выключателями (АУВ), расположенных в шкафах на релейном щите.

9.7.2.3 Команды включить/отключить из шкафа управления выключателем, находящегося на ОРУ (в КРУЭ), выполняются только в случае проведения ремонтных и наладочных работ.

9.7.2.4 Оперативное включение выключателей должно осуществляться двумя способами:

- с контролем отсутствия напряжения (для выключателей тупиковых ЛЭП);
- с контролем симметрии напряжений всех фаз и улавливанием синхронизма (для выключателей ЛЭП с двухсторонним питанием).

9.7.2.5 Управление разъединителями и заземляющими разъединителями (ножами) 35, 110 (150) кВ должно предусматриваться с:

- АРМ ОП (при наличии на ПС);

- МП устройства управления (в том числе ключами, расположенными в шкафу с этим устройством);

- шкафов управления в РУ.

9.7.2.6 Управление разъединителями 35, 110 (150) кВ может выполняться как с контроллера АУВ, так и с отдельных контроллеров управления разъединителями.

Контроллеры управления разъединителями должны также выполнять функции оперативной блокировки разъединителей.

9.7.2.7 Оперативное управление фидерными, секционными и вводными выключателями 6 - 20 кВ (ТП, РП) должно осуществляться как местное локальное - из терминалов, в которых находятся одновременно цепи релейной защиты и цепи управления.

9.7.3 Основные технические требования к контроллерам и цепям управления

9.7.3.1 МП устройства управления коммутационными аппаратами должны обеспечивать:

- управление высоковольтными коммутационными аппаратами путём непосредственного воздействия на их электропривод;

- выполнение сформированных на АРМ ОП или принятых по каналам связи с уровня ДП команд управления типа «включить/отключить» в отношении выключателей и разъединителей;

- регистрацию/фиксацию с меткой времени реализуемых управляющих воздействий с передачей в сервер АСУ ТП (УТМ КП) дискретных сигналов: положения КА и расположенных в шкафах электропривода КА ключей, определяющих способ управления (местное/дистанционное); состояния привода, автоматики и блокировок; неисправности.

9.7.3.2 Контроллеры АУВ должны обеспечивать:

- программируемую логику;

- постоянно действующий контроль состояния цепей питания оперативным током, а также исправности цепей отключения и включения;

- формирование требуемой длительности импульса команды «включить» и «отключить».

9.7.3.3 В качестве датчиков положения КА должны использоваться только блок-контакты данного аппарата (замыкающий и размыкающий). Положение КА должно определяться в результате анализа состояния обоих блок-контактов.

9.7.3.4 Работа защит на отключение выключателя должна реализовываться непосредственно на цепь электромагнита отключения.

9.7.3.5 Блокировка, при которой запрещается включение и отключение при неисправности выключателя, должна блокировать в том числе и цепи ручных операций с выключателем.

9.7.3.6 Целостность цепи каждого электромагнита должна контролироваться индивидуально в положении замкнутого состояния блок-контактов выключателя соответствующей цепи.

9.7.3.7 Необходимость выполнения защиты электромагнитов управления от длительного протекания тока при неисправности выключателя определяется

производителем аппаратуры исходя из фактических параметров и режимов работы элементов выключателя.

9.7.3.8 Устройства управления выключателем, поставляемые совместно с высоковольтными выключателями, должны размещаться во влаго- и пыленепроницаемых шкафах наружной установки, оборудованных обогревом и сигнализацией снижения температуры ниже допустимой.

9.7.3.9 Шкафы с контроллерами управления коммутационными аппаратами, на которых располагаются органы местного управления, должны иметь мнемосхему ячейки присоединения и сигнализацию положения выключателя.

9.7.3.10 Терминалы управления вводными выключателями 6 - 20 кВ трансформаторов РУ центров питания (ПС 110 (150)/6 - 20 кВ) должны иметь питание оперативным током с шинок, отдельных от шинок питания фидерных ячеек.

9.7.3.11 Шкафы, в которых располагаются органы местного управления разъединителями и заземляющими разъединителями (ножами) 35, 110 (150) кВ, должны иметь сигнализацию положения разъединителя (если в шкафу располагается ключ управления только одним КА) или мнемосхему ячейки выключателя (если КА несколько).

9.7.3.12 Неисправности соответствующих цепей управления разъединителей (неисправность цепи питания привода, цепей обогрева, ключа «местное/дистанционное» в шкафу привода в положении «местное») должны фиксироваться в контроллере управления и передаваться в качестве события с меткой времени в сервер АСУ ТП (УТМ КП).

9.7.3.13 Питание цепей управления разъединителями и блокировки разъединителей должно удовлетворять требованиям п.9.8.5.

9.8 Оперативная блокировка неправильных действий при переключениях в электроустановках

9.8.1 Общие положения

9.8.1.1 Оперативная блокировка выполняется для всех объектов ЭСХ и рассматривается как дополнительное средство, препятствующее производству ошибочных действий.

9.8.1.2 На объектов ЭСХ применяются следующие виды блокировки:

- механическая;
- электромагнитная;
- программная (логическая).

9.8.1.3 Блокировка разъединителей должна предотвращать:

- подачу и отключение напряжения на оборудование за исключением случаев, предусмотренных п. 6.8.11 [55];
- включение и отключение уравнительных токов, превышающих коммутационную способность разъединителей, а также несинхронные включения.

9.8.1.4 Блокировка заземляющих разъединителей должна предотвращать:

- включение заземляющих ножей шин и присоединений, находящихся под напряжением;
- включение разъединителей на участках шин и присоединений, заземленных включенными заземляющими ножами.

9.8.2 Общие требования к устройствам оперативной блокировки

9.8.2.1 Блокировка должна быть полной, т.е. предусматривать блокирование всех неправильных операций, которые могут быть произведены разъединителями.

9.8.2.2 Устройства оперативной блокировки и блокировки заземляющих ножей выполняются по единой (общей) схеме.

9.8.2.3 Блокировка предусматривает блокирование всех неправильных операций со всех предусмотренных мест управления (АРМ оперативного персонала, контроллера управления коммутационного аппарата, шкафа дистанционного управления в РУ, непосредственно из шкафа привода аппарата, ручного управления рукояткой).

9.8.2.4 Недопустимо, чтобы при различных неисправностях или исчезновении напряжения оперативного тока блокировка позволяла производить операции с коммутационными аппаратами (кроме операций по включению и отключению выключателей).

9.8.2.5 Приводы разъединителей должны блокироваться только в крайних положениях «включено» и «отключено». В промежуточных положениях устройства блокировки должны препятствовать блокированию приводов и продолжению переключений.

9.8.2.6 Блокировка не должна усложнять или замедлять операции с разъединителями, что особенно важно при большом количестве присоединений.

9.8.2.7 Блокировочная аппаратура должна быть доступна для осмотра при наличии напряжения на блокируемом оборудовании.

9.8.3 Принципы выполнения оперативной блокировки

9.8.3.1 Для разъединителей и заземляющих ножей должна выполняться блокировка, исключающая:

- оперирование разъединителем под нагрузкой (за исключением тех случаев, когда разъединитель шунтирован другой электрической цепью, не содержащей сопротивления, например шиносоединительным выключателем);
- включение заземляющего разъединителя на участке цепи, не отделенном разъединителями от участков, находящихся под напряжением, кроме случаев заземления нейтрали включением заземляющего разъединителя;
- возможность подачи напряжения разъединителем на заземленный участок цепи;
- возможность подачи напряжения выключателем на заземленный участок цепи. Это достигается тем, что от других участков цепей выключатель отделяется с обеих сторон разъединителями, которые сблокированы с заземляющими ножами таким образом, чтобы включение заземляющего ножа с одной стороны выключателя оказывалось возможным только при отключенных разъединителях с обеих сторон выключателя, и наоборот: включение разъединителя с одной стороны выключателя было возможно при отключенных заземляющих ножах с обеих сторон выключателя.

9.8.3.2 При двух рабочих системах шин оперативная блокировка должна разрешать включение и отключение одного шинного разъединителя при включенном другом шинном разъединителе данного присоединения и включенных шиносоединительном выключателе и его разъединителях.

9.8.3.3 Для шинных разъединителей и заземляющих ножей сборных шин выполняется полная оперативная блокировка, запрещающая включение заземляющего ножа сборных шин при включенном (хотя бы одном) шинном разъединителе, а также включение любого шинного разъединителя при включенном заземляющем ноже сборных шин. Заземляющие ножи сборных шин, как правило, предусматриваются на разъединителе трансформатора напряжения шин и на шинном разъединителе одного из присоединений.

9.8.3.4 Для заземляющих ножей линейных разъединителей со стороны линии блокировку рекомендуется выполнять с контролем напряжения на линии. Для этого на линии устанавливается ТН или шкаф отбора напряжения (ШОН).

9.8.3.5 Недопустимо применение в качестве датчиков положения коммутационных аппаратов реле-повторителей блок-контактов, реле положения «включено», реле положения «отключено» или их аналогов.

9.8.3.6 В комплектных РУ выполняется оперативная блокировка, запрещающая включение заземляющего ножа сборных шин РУ при рабочем положении тележек выключателей всех присоединений, через которые может быть подано напряжение, а также вкатывание этих тележек в рабочие положения при включенном заземляющем ноже шин РУ.

9.8.3.7 Блокировка в КРУ должна предотвращать вкатывание/выкатывание тележки выключателя во включённом положении.

9.8.3.8 Оперативная блокировка не должна запрещать включение выключателей. Однако в схеме оперативной блокировки разъединителей логика блокировки разъединителей с заземляющими ножами должна исключать возможность подачи напряжения на заземленные участки в случае включения выключателя.

9.8.3.9 В приводе разъединителя должна быть предусмотрена возможность механического разблокирования замка при помощи специального ключа. На ПС должно быть предусмотрено устройство проверки специального ключа.

9.8.4 Системы применяемых блокировок

9.8.4.1 Механическая и электромагнитная блокировки

9.8.4.1.1 Механическая блокировка непосредственного действия выполняется в КРУ 6 - 35 кВ: блокировка перемещений тележки при включенном выключателе, блокировка вкатывания тележки в рабочее положение при включенном заземляющем разъединителе, автоматическое закрытие защитных шторок при выкатывании тележки и др.; а также блокирование разъединителей с заземляющими ножами.

9.8.4.1.2 В простых схемах РУ 35, 110 (150) кВ (кроме КРУ 35 кВ), с количеством присоединений высшего напряжения не более двух, отдельно-стоящих распределительных, переключательных пунктов, трансформаторных подстанций целесообразно применение электромагнитной блокировки.

9.8.4.2 Программная (логическая) блокировка

9.8.4.2.1 При новом строительстве ПС с РУ 35, 110 (150) кВ (кроме КРУ 35 кВ) должна применяться программная (логическая) блокировка, реализуемая в контроллерах управления коммутационными аппаратами с использованием блокировочных элементов приводов.

9.8.4.2.2 При реконструкции ПС для реконструируемых ячеек используется программная (логическая) блокировка, для нереконструируемого РУ сохраняется существующая схема электромагнитной блокировки, а питание существующих цепей электромагнитной блокировки выполняется с учетом новых требований (п. 9.8.5). При этом структура программной блокировки должна учитывать как поэтапный переход от электромагнитной блокировки к программной блокировке, так и дальнейшую реконструкцию.

9.8.4.2.3 При незначительном расширении РУ допускается сохранять существующую схему блокировки, если это не противоречит другим требованиям настоящего Стандарта.

9.8.4.2.4 Программная блокировка должна выполняться с соблюдением следующих условий:

- элементы электромагнитной блокировки в приводах коммутационных аппаратов (блок-замки, реле блокировки) сохраняются;
- программная блокировка может выполняться как в контроллерах управления выключателем (с функциями управления разъединителями), так и на основе отдельных контроллеров (контроллера) оперативной блокировки и управления разъединителями. Обмен информацией между контроллерами должен осуществляться с использованием цифровых информационных каналов;
- в качестве датчиков положения коммутационных аппаратов должны использоваться блок-контакты аппарата. Для каждого коммутационного аппарата должны использоваться два блок-контакта: замыкающий и размыкающий. Положение коммутационных аппаратов определятся по состоянию обоих блок-контактов;
- алгоритм блокировки должен иметь функцию достоверизации информации и сигнализации неисправности цепей блок-контактов разъединителей и выключателей с дискретностью до одного привода аппарата;
- входные сигналы должны иметь отстройку от неодновременности переключения блок-контактов.

9.8.4.2.5 В контроллере, осуществляющем блокировку, должны формироваться команды:

- «разрешить операцию» - для подачи напряжения на блок-замок электромагнитной блокировки или на обмотку реле блокировки;
- «выполнить управление» - для отключения-включения от АСУ ТП в цепи управления привода коммутационного аппарата.

9.8.4.2.5.1 Соответствующие дискретные выходы контроллеров должны быть разнесены по разным выходным блокам, рядам зажимов. При разработке монтажных схем должно быть исключено формирование команд разрешения и управления при случайном замыкании соседних клемм.

9.8.4.2.5.2 Для коммутационных аппаратов с ручным приводом формируется только команда «разрешить операцию». При этом напряжение подается на блок-замок (электромагнит блокировки) электромагнитной блокировки ручного управления.

Коммутационные аппараты с возможностью ручного управления (рукояткой) оперативным персоналом без блок-замков (электромагнитов блокировки) блокировки ручного управления применять запрещается.

9.8.4.2.6 Запрещается подача команд в привод управляемого коммутационного аппарата при неопределенном положении любого из коммутационных аппаратов, задействованных в схеме блокировки.

9.8.4.2.7 Не допускается одномоментная реализация команд управления на двух и более коммутационных аппаратах.

9.8.4.2.8 В шкафу контроллера, осуществляющего блокировку, должен предусматриваться специальный переключатель аварийного деблокирования (выполняемый как нетиповой переключатель со съемным ключом) для подачи разрешения на реле блокировки (деблокирования) в случае неисправности контроллера и невозможности управления с него.

Сигнал о переключении указанного ключа должен входить в состав предупредительной сигнализации и фиксироваться в АСУ ТП.

9.8.4.2.9 Номинальные напряжения электромагнитов блокировок, блок-замков, реле команд управления, дискретных входов и выходов контроллеров присоединений должны соответствовать напряжению питания схемы оперативной блокировки.

9.8.4.2.10 Схема оперативной блокировки предусматривает контроль исправности цепей сбора информации о положении разъединителей, участвующих в цепях блокировки соответствующего присоединения. Сигнализация о неисправности цепей сбора информации выводится в шкаф присоединения и на щит управления.

9.8.5 Требования к цепям питания блокировки разъединителей

9.8.5.1 Питание цепей блокировки разъединителей, а также дискретных входов контроллеров управления коммутационных аппаратов осуществляется от цепей гарантированного источника оперативного тока с обязательной гальванической развязкой цепей блокировки разъединителей от аккумуляторной батареи.

9.8.5.2 Питание цепей блокировки и управления разъединителей организуется отдельно для каждого присоединения 35 кВ (кроме КРУ) и выше.

9.8.5.3 Цепи блокировки разъединителей должны иметь контроль питания и сигнализацию снижения изоляции полюсов относительно земли.

9.8.5.4 Напряжение срабатывания блокирующих реле, электромагнитов, блок-замков, дискретных входов контроллеров должно быть в пределах 0,6÷0,7 $U_{ном}$.

9.9 Релейная защита и сетевая автоматика

Релейная защита и сетевая автоматика должны проектироваться в соответствии с [1] и настоящим Стандартом, который базируется на [70], с учетом особенностей организации РЗА распределительных сетей, изложенных в [71] и [72].

При разработке Стандарта использованы документы, регламентирующие проектирование РЗА объектов распределительных электрических сетей [73], [74] и [75].

9.9.1 Общие принципы построения

9.9.1.1 При новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции (ТПВ и РК) должны применяться современные микропроцессорные устройства РЗА согласно [71].

Применяемая новая аппаратура РЗА должна иметь стандартные протоколы обмена информацией и отвечать требованиям по надёжности работы и требованиям по электромагнитной совместимости в соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001).

Необходимость реконструкции и технического перевооружения систем РЗА определяется на основе обследования, анализа и оценки их технического состояния (физического и/или морального износа).

Физический износ аппаратуры РЗА определяется нормативным сроком службы.

Моральное устаревание аппаратуры РЗА определяется появлением новой аппаратуры РЗА, с более высокими техническими характеристиками (селективность, быстродействие, надёжность, диагностика исправности, многофункциональность, интеграция в АСУ ТП ПС), позволяющими повысить эффективность работы.

Рекомендуется ограничивать применение устройств различных производителей в пределах одной ПС.

При новом строительстве, КТПР должны применяться современные устройства РЗА, предпочтительно российского производства, аттестованные и рекомендованные к применению.

При модернизации первичного оборудования должна проводиться и модернизация РЗА.

Допускается применение современных устройств РЗА с электромеханическими измерительными реле в следующих случаях:

- при неполной реконструкции и техническом перевооружении объектов РСК, если это не снижает надежность работы РЗА и обосновано с точки зрения унификации и организации эксплуатации объекта;

- на действующих объектах - для замены реле, вышедших из строя или выработавших указанный заводом-изготовителем срок эксплуатации. Замена исправных устройств РЗА в случае выработки ресурса по сроку службы (не менее 25 лет) производится при наличии дополнительного обоснования.

Замена электромеханической панели целиком выполняется только на микропроцессорную панель (шкаф, терминал), при этом на ПС должны соблюдаться условия по ЭМС.

Не допускается установка на ПС 110 (150) кВ новых электромеханических панелей, модернизированных изготовителем путём частичной замены комплектов, узлов, реле на микропроцессорные (микроэлектронные).

Для устройств РЗА на микроэлектронной элементной базе:

- ремонт, замена части плат и комплектов РЗА на панели целесообразны только при сроке эксплуатации панели менее 10 лет;

- при сроке эксплуатации панели более 10 лет и невозможности ее ремонта она должна быть целиком заменена на микропроцессорную.

На ПС 35, 110 (150) кВ, а также ТП и РП 6 - 20 кВ при новом строительстве, комплексной реконструкции, выполнении технологического присоединения запрещается установка панелей (комплектов, релейных отсеков ячеек, отдельных измерительных реле) на микроэлектронной элементной базе.

9.9.1.2 Отключение любого поврежденного элемента сети (линий, подстанционного оборудования - шин, трансформаторов, реакторов и другого первичного оборудования) осуществляется с минимально возможным временем в целях сохранения устойчивой бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения.

Включение элемента сети после его отключения от устройств релейной защиты выполняется, как правило, автоматически, за исключением случаев отключения поврежденного оборудования, не допускающего автоматическое повторное включение, в том числе по требованию производителя оборудования (трансформаторы, реакторы, комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией, КЛ).

9.9.1.3 Состав и построение защит и автоматики каждого элемента сети 110 (150) кВ должны отвечать требованиям ближнего резервирования и при выводе из работы любого устройства по любой причине обеспечивать сохранение функций защиты данного элемента сети от всех видов повреждений и исключать необходимость вывода данного элемента из работы.

9.9.1.4 В сетях 6 - 110 (150) кВ резервирование отказа РЗА обеспечивается действием защит смежных элементов (дальнее резервирование).

Если дальнее резервирование в сетях 110 (150) кВ не обеспечивается, необходимо усиление ближнего резервирования.

Для РУ 6 - 35 кВ, если дальнее резервирование связано со значительным усложнением защиты или технически невозможно, допускается:

- не резервировать отключение КЗ за трансформаторами, на реактированных линиях или в конце длинного смежного участка линии 6 - 35 кВ;

- иметь дальнее резервирование только при наиболее часто встречающихся видах повреждений;

- предусматривать неселективное действие защиты при КЗ на смежных элементах с возможностью обесточивания ПС. При этом должно быть обеспечено исправление неселективных отключений действием АПВ или АВР.

9.9.1.5 Количество трансформаторов тока, вторичных обмоток и их классы точности должны обеспечивать раздельное подключение устройств РЗА и систем измерений (АСУ ТП, системы учета электроэнергии, мониторинга оборудования и других).

Основные и резервные защиты каждого элемента сети должны включаться на разные вторичные обмотки трансформаторов тока.

Требования к классам точности обмоток ТТ и ТН для целей РЗА (в том числе ОМП, РАС): для ТТ - 5Р или 10Р, ТН - 0,5 и 3Р.

9.9.1.6 Должно предусматриваться резервирование защит по цепям напряжения с возможностью автоматического или ручного перевода цепей на другой ТН.

При изменении фиксации присоединений по системам шин цепи напряжения устройства РЗА подключаются к соответствующему ТН автоматически, с использованием реле-повторителей положения разъединителей.

При замене выключателей присоединений 110 (150) кВ на обходной выключатель должны переводиться цепи переменного тока и напряжения, оперативные цепи основных защит и устройств ПА ЛЭП, трансформаторов, ДЗШ и УРОВ. Перевод осуществляется посредством специально предусмотренных переключающих устройств, установленных в шкафах устройств РЗА и специальном шкафу перевода.

9.9.1.7 Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых приводит к ложному отключению, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.

9.9.1.8 Дистанционные защиты в электрических сетях напряжением 110 (150) кВ должны иметь устройства, блокирующие их действие при возникновении качаний.

9.9.1.9 Питание каждого устройства РЗА по цепям оперативного тока должно выполняться от отдельных автоматических выключателей, устанавливаемых вне шкафов РЗА.

Защитные аппараты цепей индивидуального питания постоянным оперативным током устройств РЗА, установленных на РЩ, и устройств РЗА вводных ячеек КРУ должны быть установлены вне шкафов РЗА.

Защитные аппараты остальных устройств РЗА ячеек КРУ должны устанавливаться в самих ячейках с организацией единых шинок их питания. Защитные аппараты данных шинок питания устанавливаются вне КРУ.

При наличии двух электромагнитов отключения выключателя действие устройств РЗА любого элемента сети должно предусматриваться на оба электромагнита.

Должна обеспечиваться работа устройств контроля изоляции сети постоянного оперативного тока при замыканиях на землю в цепях, подключаемых к дискретным входам микропроцессорных устройств РЗА, через которые производится отключение первичного оборудования.

9.9.1.10 Должна быть предусмотрена возможность оперативного вывода/ввода цепей переменного тока, цепей переменного напряжения и выходных цепей устройства РЗА (за исключением цепей сигнализации) без отсоединения проводов на клеммах шкафа посредством установленных в этих цепях соответствующих оперативных переключающих устройств.

9.9.1.11 Регистрация аварийных процессов и событий, в общем случае, должна выполняться как регистратором аварийных событий (раздел 9.11 Стандарта), так и микропроцессорными (МП) устройствами РЗА.

В устройствах РЗА должна осуществляться цифровая регистрация аварийных событий и процессов с записью параметров доаварийного и послеаварийного режимов и регистрацией событий, в том числе срабатываний устройств релейной защиты и автоматики.

9.9.1.12 При наличии на подстанции АСУ ТП устройства РЗА должны быть интегрированы в эту систему и иметь стандартные протоколы обмена информацией (ГОСТ Р МЭК 60870-5-103/101/104 и при обосновании - все части IEC 61850).

Использование средств АСУ ТП обеспечивает возможность дистанционного управления МП устройствами РЗА:

- изменение уставок и выбор параметров настройки устройств РЗА, в том числе переключение групп уставок РЗА для адаптации к изменению схемы сети;
- дистанционный мониторинг состояния и качества работы устройств РЗА, в том числе получение данных осциллограмм и информации о срабатывании или неисправности устройства РЗА;
- получение данных о месте повреждения;
- оперативный ввод/вывод функций (оперативного ускорения, телеотключения и телеускорения, чувствительного органа ДЗШ и т.п.) или всего устройства РЗА (при технической необходимости);
- изменение логической схемы устройств РЗА, например, ввод/вывод ступеней защит (при технической необходимости).

Операции, выполняемые дистанционно, не предусматривают ввод/вывод устройств РЗА для проведения технического обслуживания. Такие операции подлежат выполнению непосредственно на объекте.

В случае отказа системы дистанционного управления оперативный персонал ПС (оперативно-выездной бригады) должен иметь возможность изменить режим работы устройства и коммутационных аппаратов с применением местного управления.

9.9.1.13 Сигнализация на ПС

На ПС могут проектироваться следующие виды сигнализации:

- световая сигнализация положения коммутационных аппаратов,
- световая и звуковая аварийно-предупредительная сигнализация (звучание аварийной и предупредительной сигнализаций должны характерно отличаться),

9.9.1.13.1 Сигнализация положения коммутационных аппаратов

Сигнализация положения коммутационных аппаратов с дистанционным управлением реализуется:

- на АРМ ОП (при его наличии на ПС) в виде мнемосимволов, соответствующих включенному или отключенному положению КА;
- световой сигнализацией на панелях, где установлены резервные ключи дистанционного управления (при наличии на ПС АСУ ТП);
- световой сигнализацией на панелях щита управления (при отсутствии АСУ ТП).

Световая сигнализация положения аппаратов с местным управлением реализуется в шкафах РУ соответствующих напряжений.

9.9.1.13.2 Световая и звуковая аварийно-предупредительная сигнализация

Световая и звуковая аварийно-предупредительная сигнализация при наличии АСУ ТП реализуется:

- на АРМ ОП (в качестве основной) в составе: индивидуальная световая и обобщенная звуковая предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправностей и аварийных событий,
- как индивидуальная визуальная в шкафах (один обобщающий индикатор на шкаф/панель) и лицевых панелях терминалов релейной защиты, обеспечивающая предварительный анализ ситуации;

- в качестве резервной (в минимальном объеме) - центральная звуковая и обобщенная световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при выводе из работы или неисправности АРМ ОП.

Световая и звуковая аварийно-предупредительная сигнализация при отсутствии АСУ ТП реализуется как:

- индивидуально-обобщенная световая предупредительная и аварийная сигнализация неисправностей и отклонения от нормального режима работы оборудования на щите управления;
- индивидуальная визуальная в шкафах (один обобщающий индикатор на шкаф/панель) и лицевых панелях терминалов релейной защиты;
- центральная аварийно-предупредительная звуковая и световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала.

При отсутствии ОПУ устройство центральной сигнализации предусматривается в помещениях РУ 6, 10 (20) кВ, а сигналы предупредительной и аварийной сигнализаций выводятся к дежурному на дом. Если дежурство на дому не предусмотрено, то аварийно-предупредительная сигнализация может передаваться средствами УТМ КП на ДП РЭС и ПЭС.

9.9.2 ПС 35, 110 (150) кВ

9.9.2.1 Релейная защита трансформаторов 35, 110 (150) кВ

9.9.2.1.1 На трансформаторе 35, 110 (150) кВ должны быть предусмотрены следующие защиты:

- продольная дифференциальная токовая (на трансформаторах 35/0.4 кВ вместо дифференциальной токовой защиты должна предусматриваться токовая отсечка);
- газовая (для масляного трансформатора);
- защита устройства РПН с использованием струйных реле (для масляного трансформатора при наличии устройства РПН);
- защита от повышения давления в основном баке трансформатора;
- защита устройства РПН от скачка давления (для элегазового трансформатора);
- резервные защиты на сторонах высшего, среднего (для трехобмоточного трансформатора) и низшего напряжения;
- автоматика регулирования коэффициента трансформации (при наличии устройства РПН);
- защита от перегрузки;
- технологические защиты (для трансформаторов 110 (150) кВ);
- один комплект дифференциальной токовой защиты ошиновки СН (при необходимости) и ошиновки НН (при наличии токоограничивающего реактора и/или вольтодобавочного трансформатора);
- один комплект дифференциальной токовой защиты ошиновки ВН при подключении трансформатора к РУ через два выключателя. Для варианта КРУЭ защита ошиновки трансформатора должна выполняться двумя дифференциальными защитами;
- контроль температуры верхних слоев трансформаторного масла с автоматикой включения обдува;

- контроль температуры верхних слоев масла переключающие устройства РПН с запретом на оперирование в автоматическом и ручном режиме при температуре верхних слоев масла минус 20°С и ниже (для погружных резисторных устройств РПН) и минус 45°С и ниже (для устройств РПН с токоограничивающими реакторами, а также для переключающих устройств с контактором, расположенным на опорном изоляторе вне бака трансформатора и оборудованным устройством искусственного подогрева).

9.9.2.1.2 Продольная дифференциальная токовая защита должна предусматриваться на трансформаторах мощностью 4,0 МВ·А и более. Допускается предусматривать дифференциальную защиту на трансформаторах меньшей мощности, но не менее 1 МВ·А.

На трансформаторах мощностью 63 МВ·А и более должны быть предусмотрены два комплекта дифференциальной токовой защиты.

9.9.2.1.3 Газовая защита должна предусматриваться для масляных трансформаторов мощностью 4 МВ·А и более. Газовую защиту рекомендуется устанавливать также на трансформаторах мощностью 1÷2,5 МВ·А.

9.9.2.1.3.1 Газовое реле масляного трансформатора и струйное реле устройства РПН трансформатора должны иметь по два контакта, причем у газового реле - для каждой ступени (отключение и сигнализация) с целью их отдельного использования в разных комплектах защиты.

9.9.2.1.3.2 Защита от повышения давления в основном баке элегазового трансформатора и защита устройства РПН от скачка давления должны иметь по два контакта для каждой ступени (отключение и сигнализация) с целью их отдельного использования в разных комплектах защиты.

9.9.2.1.3.3 Газовая защита масляного трансформатора и струйные реле устройства РПН трансформатора должны иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, приходящих на газовое (струйное) реле, которое действует в случае их неисправности на сигнал с выдержкой времени.

9.9.2.1.4 Защиты по п.п. 9.9.2.1.3.1, 9.9.2.1.3.2, дифференциальная защита ошиновки стороны НН, технологические защиты должны действовать через оба комплекта основных защит трансформатора или (при одном комплекте основной защиты) через терминал основной защиты и через терминал резервной защиты стороны ВН.

9.9.2.1.5 На каждом трансформаторе и регулировочном трансформаторе, имеющем устройство регулирования напряжения, должны устанавливаться отдельные микропроцессорные устройства автоматического регулирования коэффициента трансформации (АРКТ).

Устройство АРКТ должно обеспечить поддержание напряжения на шинах 6 - 20 кВ ПС в соответствии с заданным графиком. Устройство АРКТ должно обеспечить управление приводом переключателя устройства РПН трансформатора и индикацию положения и неисправности привода.

9.9.2.1.6 Резервная защита на стороне ВН трансформатора должна выполняться в виде ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ с пуском по напряжению (пуск по напряжению по необходимости). При соответствующем

обосновании возможно выполнение дистанционной ступенчатой защиты (ДЗ) вместо МТЗ.

9.9.2.1.7 Выполнение УРОВ рассматривается в разделе 9.9.2.10.

9.9.2.2 Релейная защита шин 35, 110 (150) кВ

9.9.2.2.1 В качестве защиты сборных шин 35, 110 (150) кВ следует предусматривать дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин.

9.9.2.2.2 Защита систем (секций) шин 110 (150) кВ комплектных РУ с элегазовой изоляцией, изоляцией из сшитого полиэтилена и смешанной изоляцией должна выполняться с использованием двух комплектов дифференциальной токовой защиты.

Допускается установка двух комплектов дифференциальной защиты шин напряжением 110 (150) кВ по условию сохранения устойчивости нагрузки, а также предотвращения нарушения технологии особо ответственных производств.

9.9.2.2.3 Для двойной системы шин с одним выключателем на присоединение ДЗШ должна выполняться по схеме для фиксированного распределения элементов. При этом в ДЗШ должна предусматриваться возможность изменения фиксации токовых и оперативных цепей при переводе присоединений с одной системы шин на другую.

9.9.2.2.4 ДЗШ должна иметь устройство контроля исправности цепей переменного тока.

9.9.2.2.5 Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ.

9.9.2.2.6 В РУ 35 кВ с односторонним питанием (например, на ПС 110/35/10 кВ с питанием со стороны ВН трансформатора) может использоваться логическая защита шин (ЛЗШ).

9.9.2.2.7 Выполнение УРОВ и АПВ рассматривается в разделах 9.9.2.10 и 9.9.2.9.1, соответственно.

9.9.2.3 Релейная защита линий электропередачи 35, 110 (150) кВ

9.9.2.3.1 Линии электропередачи 110 (150) кВ

9.9.2.3.1.1 На ЛЭП 110 (150) кВ должны устанавливаться два независимых по токовым и оперативным цепям комплекта защит от всех видов повреждений.

9.9.2.3.1.2 На ЛЭП 110 (150) кВ с двухсторонним питанием должны устанавливаться:

- быстродействующая защита с абсолютной селективностью (основная защита);
- комплект ступенчатых защит (резервная защита).

Должны быть предусмотрены меры по отстройке быстродействующих защит от коротких замыканий за силовыми трансформаторами отпаечных подстанций.

Быстродействующую защиту можно выполнить по одному из следующих вариантов:

- продольная дифференциальная защита (ДЗЛ);
- дифференциально-фазная защита (ДФЗ);
- фильтровая направленная высокочастотная защита (НВЧЗ);
- комплект ступенчатых защит с передачей разрешающих сигналов (КСЗ РС);

- комплект ступенчатых защит с передачей блокирующих сигналов (КСЗ БС, ВЧБ).

Устройства релейной защиты и автоматики, устанавливаемые на одной ЛЭП со всех сторон, должны удовлетворять требованию функциональной совместимости.

Установка второй быстродействующей защиты предусматривается, если при отказе в срабатывании или выводе из действия основной быстродействующей защиты отключение короткого замыкания на линии резервной защитой с выдержкой времени может привести к нарушению устойчивости энергосистемы или нагрузки потребителей, а также к нарушению технологии особо ответственных производств.

Две основные защиты необходимо устанавливать также на воздушных линиях в местах массовой застройки, а также на кабельных, кабельно-воздушных линиях, если отключение КЗ с временем действия резервной защиты приводит к нарушению термической стойкости жил и оболочек кабеля (с учетом неуспешного АПВ и действия УРОВ).

Две быстродействующие защиты от всех видов коротких замыканий с абсолютной селективностью должны быть независимы по каналам связи.

Для обеспечения взаимодействия полукомплектов быстродействующих защит должны использоваться высокочастотные каналы связи или цифровые каналы связи. При наличии ЦКС предпочтение следует отдавать варианту с ДЗЛ.

Рекомендуется в терминалах ДФЗ и ДЗЛ предусматривать функции ступенчатых защит (при наличии технического и экономического обоснования).

Должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения ступенчатых защит и выбора ускоряемых ступеней.

9.9.2.3.1.3 На линиях 110 (150) кВ с односторонним питанием используются два комплекта ступенчатых защит, каждый из которых включает:

- токовую (если удовлетворяется требование селективности) или дистанционную защиту от многофазных коротких замыканий;

- токовую направленную/ненаправленную защиту от КЗ на землю.

9.9.2.3.1.4 На ЛЭП 110 (150) кВ, имеющих выключатели с пофазным приводом, должна предусматриваться защита от неполнофазного режима (ЗНР).

9.9.2.3.1.5 Выполнение УРОВ и АПВ рассматривается в разделах 9.9.2.10 и 9.9.2.9.1 соответственно.

9.9.2.3.2 ЛЭП 35 кВ

На ЛЭП 35 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных коротких замыканий и однофазных замыканий на землю.

9.9.2.3.2.1 В качестве защиты от междуфазных КЗ должна использоваться МТЗ. Для повышения чувствительности МТЗ может быть выполнена с пуском по напряжению.

Если токовые ступенчатые защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или времени отключения повреждения, устанавливаются токовая отсечка и дистанционная ступенчатая защита.

Допускается неселективное действие защиты, исправляемое последующим действием АПВ или АВР.

9.9.2.3.2.2 На ЛЭП, имеющих двустороннее питание, а также на ЛЭП, входящих в кольцевую сеть с одним источником питания, при необходимости защиты выполняются направленными.

Для ускорения отключения повреждения на параллельных ЛЭП с двухсторонним питанием может быть применена дополнительно защита с контролем направления мощности в параллельной линии.

В отдельных случаях на коротких параллельных ЛЭП 35 кВ допускается применение продольной дифференциальной защиты.

9.9.2.3.2.3 Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена по одному из следующих вариантов:

- защита, действующая на сигнал;
- защита, действующая на отключение поврежденного элемента, которая предусматривается:
- в сетях с резистивно-заземленной нейтралью и значительными токами однофазного КЗ;
- на ЛЭП, питающих сеть, в которой отключение необходимо по требованиям безопасности;
- на ЛЭП, питающих электроустановки потребителей, имеющих резервное питание.

Защита от однофазных замыканий на землю выполняется, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности.

9.9.2.3.2.4 Выполнение УРОВ и АПВ рассматривается в разделах 9.9.2.10 и 9.9.2.9.1 соответственно.

9.9.2.4 Релейная защита и автоматика на обходном выключателе (ОВ) 110 (150) кВ

На ОВ 110 (150) кВ должны быть предусмотрены:

- комплект ступенчатых защит (дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности);
- АПВ (раздел 9.9.2.9.1);
- УРОВ (раздел 9.9.2.10);
- перевод основных защит ЛЭП и трансформатора по цепям тока, напряжения и выходным воздействиям.

9.9.2.5 Релейная защита и автоматика на шиносоединительном (ШСВ) 110 (150) кВ и секционном (СВ) 35, 110 (150) кВ выключателях

На ШСВ (СВ) предусматриваются:

- ступенчатая защита от междуфазных КЗ;
- защита от однофазных КЗ (в сетях с значительными токами однофазного КЗ);
- ТАПВ или АВР (разделы 9.9.2.9.1 и 9.9.2.9.2 соответственно);
- УРОВ (раздел 9.9.2.9.10).

9.9.2.6 Релейная защита управляемого шунтирующего/шунтирующего реактора 35, 110 (150) кВ

9.9.2.6.1 Для двухобмоточных управляемых шунтирующих реакторов 35, 110 (150) кВ должны быть предусмотрены:

- продольная дифференциальная токовая защита нулевой последовательности для сетевой обмотки (для УШР 110 (150) кВ);

- двухступенчатая максимальная токовая защита со стороны вводов УШР (для УШР 110 (150) кВ); допускается при недостаточной чувствительности МТЗ дополнительная установка со стороны питания МТЗ обратной последовательности и нулевой последовательности);

- газовая защита;

- технологические защиты;

- максимальная токовая защита на заземляющем выводе и на выводах питания преобразователей обмотки управления.

9.9.2.6.2 На шунтирующих реакторах 110 (150) кВ, которые имеют встроенные трансформаторы тока со стороны ввода к нейтрали в каждой из двух параллельных ветвей обмотки ШР, должны быть предусмотрены:

- продольная дифференциальная токовая защита;

- поперечная дифференциальная токовая защита;

- газовая защита;

- технологические защиты;

- максимальная токовая защита со стороны вводов 110 (150) кВ ШР; допускается при недостаточной чувствительности МТЗ дополнительная установка со стороны питания МТЗ нулевой или обратной последовательности для защиты от соответствующих видов КЗ.

9.9.2.6.3 На шунтирующих реакторах 10-35 кВ должны быть предусмотрены двухступенчатая максимальная токовая и газовая защиты.

9.9.2.6.4 Выполнение УРОВ рассматривается в разделе 9.9.2.10.

9.9.2.7 Релейная защита конденсаторных батарей 6 - 110 (150) кВ

На конденсаторных батареях, в том числе и на конденсаторных батареях, входящих в состав статических тиристорных компенсаторов, должны быть предусмотрены:

- двухступенчатая максимальная токовая защита;

- защита от повышения напряжения;

- защита от понижения напряжения;

- защита от перегрузки;

- защита от внутренних повреждений;

- УРОВ (раздел 9.9.2.10).

На фильтрокомпенсирующих устройствах, представляющих собой набор конденсаторного, реакторного и резисторного оборудования, кроме перечисленных выше защит, должна быть предусмотрена дифференциальная защита.

На БСК должна быть предусмотрена автоматика, обеспечивающая при отключении выключателя батареи блокировку его повторного включения на время не менее 5 минут, что предотвращает подключение заряженной батареи.

9.9.2.8 Релейная защита и автоматика элементов РУ 6 - 35 кВ

9.9.2.8.1 Релейная защита на вводных выключателях

На вводных выключателях необходимо предусмотреть:

- максимальную токовую защиту от междуфазных КЗ. При необходимости для повышения чувствительности защита выполняется с пуском по напряжению. На вводах 35 кВ при соответствующем обосновании возможно выполнение

дистанционной ступенчатой защиты вместо МТЗ (например, по условию согласования с аналогичными защитами присоединений);

- логическую защиту шин (ЛЗШ);
- защиту от дуговых замыканий ЗДЗ (для варианта ЗРУ);
- логику пуска АВР и восстановления нормальной схемы после работы АВР (раздел 9.9.2.9.2);
- устройство резервирования при отказе выключателя (раздел 9.9.2.10).

9.9.2.8.2 Релейная защита и автоматика на секционном выключателе

На СВ необходимо предусмотреть:

- максимальную токовую защиту от междуфазных коротких замыканий;
- логическую защиту шин;
- защиту от дуговых замыканий (для варианта ЗРУ);
- логику пуска АВР и восстановления нормальной схемы после работы АВР (раздел 9.9.2.9.2);
- устройство резервирования при отказе выключателя (раздел 9.9.2.10).

9.9.2.8.3 Релейная защита секций шин

На каждой секции шин необходимо предусмотреть:

- защиту от дуговых замыканий (для варианта ЗРУ). ЗДЗ осуществляется с использованием установленных в отсеках КРУ датчиков, выполняемых на разных принципах, и действует на отключение с контролем тока. При действии ЗДЗ выполняется запрет АПВ;
- логическую защиту шин;
- защиту минимального напряжения (используется в логике АВР);
- сигнализацию замыканий на землю;
- устройство контроля изоляции (сигнализация замыкания на землю). При этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами. Допускается отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

9.9.2.8.4 Релейная защита и автоматика отходящих присоединений

На присоединениях необходимо предусмотреть:

- максимальную токовую защиту;
- токовую отсечку;
- защиту от перегрузки. Защита предусматривается на ТСН и в отдельных случаях на линиях;
- защиту от однофазных замыканий на землю (раздел 9.9.2.3.2.3);
- защиту от дуговых замыканий;
- АПВ (раздел 9.9.2.9.1);
- устройство резервирования при отказе выключателя (раздел 9.9.2.10).

9.9.2.9 Сетевая автоматика 6 - 110 (150) кВ (АПВ, АВР)

9.9.2.9.1 Автоматическое повторное включение (АПВ)

Устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты, или вследствие ошибочных действий персонала при проведении ремонтных или наладочных работ.

Должно предусматриваться трехфазное АПВ (ТАПВ) преимущественно с пуском по цепи «несоответствия» воздушных, кабельно-воздушных линий электропередачи и сборных шин (ошиновок) открытых распределительных устройств. Допускается в обоснованных случаях выполнение пуска устройства АПВ от защит.

АПВ на КВЛ напряжением 35, 110 (150) кВ должно выполняться при использовании кабельных участков только для захода в КРУЭ. В иных случаях АПВ на КВЛ может выполняться при отсутствии кабельных участков с соприкосновением кабелей разных фаз.

Как правило, не рекомендуется АПВ на КВЛ с общей длиной кабельного участка 80 и более процентов от общей длины КВЛ [73].

АПВ на КЛ 110 (150) кВ не выполняется.

Рекомендуется также предусматривать АПВ выключателей трансформаторов (кроме случаев их отключения защитами от внутренних повреждений); электродвигателей, отключаемых для обеспечения самозапуска ответственных электродвигателей; кабельных линий напряжением 35 кВ и ниже (в случаях, когда АПВ может быть эффективным в связи со значительной вероятностью повреждений вне кабеля, например, при наличии нескольких промежуточных сборок, при питании по одной линии нескольких подстанций).

АПВ шин электростанций и подстанций при наличии специальной защиты шин должно выполняться по одному из двух вариантов:

- автоматическое опробование (постановка шин под напряжение выключателем от АПВ одного из питающих элементов);
- автоматическая сборка схемы. При этом первым от устройства АПВ включается один из питающих элементов, при успешном включении которого производится последующее включение других элементов.

Должна обеспечиваться достаточная чувствительность защиты шин на случай неуспешного АПВ.

АПВ шин (ошиновки) элегазовых КРУ запрещается.

При применении АПВ должно предусматриваться ускорение действия (и, при необходимости, повышение чувствительности) релейной защиты оборудования, на которое подается напряжение на случай неуспешного АПВ.

На линиях с двухсторонним питанием ТАПВ, как правило, выполняется с однократным действием, а на линиях с односторонним питанием может выполняться с двукратным действием.

В сетях 35 кВ и ниже устройства АПВ двукратного действия рекомендуется применять в первую очередь для линий, не имеющих резервирования по сети, неуспешное однократное ТАПВ которых приводит к полному обесточиванию ответственных потребителей.

В сетях, состоящих из ряда последовательно включенных ЛЭП, допускается сочетание АПВ с неселективными быстродействующими защитами ЛЭП для исправления неселективного действия последних.

При выполнении АПВ должны быть реализованы:

- действие на включение выключателя по факту готовности выключателя линии и устройства АПВ с установленной выдержкой времени;

- запрет при отключении выключателя оперативным персоналом;

- запрет при отключении выключателя от релейной защиты непосредственно после включения его оперативным персоналом при опробовании;

- возможность запрета ТАПВ от внешних устройств (УРОВ, защиты трансформатора, защиты от неполнофазного режима, ПА и т.п.);

- взаимный запрет ТАПВ выключателей при неуспешном ТАПВ выключателя, включаемого первым (при наличии двух выключателей на линии);

- разные выдержки времени ТАПВ для линии и шин (при использовании автоматического опробования систем шин);

- оперативный ввод/вывод ТАПВ, изменение алгоритма контроля ТАПВ посредством местного и (при наличии АСУ ТП) удаленного доступа.

В цепи пуска ТАПВ должны предусматриваться следующие виды контроля.

На линиях с двухсторонним питанием:

- контроль отсутствия напряжения на линии и наличия напряжения на шинах (трансформаторе);

- контроль отсутствия напряжения на шинах и наличия напряжения на линии (трансформаторе);

- контроль наличия синхронизма напряжений (при необходимости - улавливание синхронизма).

На линиях с односторонним питанием, а также с двухсторонним питанием, если при отключении выключателя нет опасности потери синхронизма, пуск АПВ должен выполняться без контроля напряжений и синхронизма (простое АПВ).

При опробовании шин выполняется контроль наличия напряжения на линии и отсутствия напряжения на шинах.

На одиночных линиях с односторонним питанием при наличии на приемной подстанции синхронной нагрузки следует устанавливать устройства ТАПВ с проверкой отсутствия напряжения на линии.

При наличии на подстанции или электростанции выключателей с электромагнитным приводом для обеспечения необходимого уровня напряжения источника оперативного тока при включении следует выполнять АПВ так, чтобы одновременное включение нескольких выключателей было исключено.

На ВЛ 6 - 35 кВ, оборудованных реклоузерами, функция АПВ реализуется этими устройствами.

9.9.2.9.2 Автоматический ввод резерва (АВР)

АВР должно предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточиванию электроустановок потребителя.

Для ответственных потребителей, не терпящих перерыва электроснабжения, должно дополнительно применяться резервирование от автономного источника питания.

Устройство АВР питания должно действовать при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента.

Действие устройств АВР следует блокировать в случаях:

- отключения рабочего питания при КЗ на шинах питаемого элемента или действии УРОВ отходящих от этих шин присоединений;

- воздействия на включение потребителей, отключенных устройствами противоаварийной автоматики.

Устройство АВР при отключении выключателя рабочего источника питания должно включать выключатель резервного источника питания. При этом должна быть обеспечена однократность действия устройства.

При выполнении устройств АВР следует проверять условия перегрузки резервного источника питания и самозапуска электродвигателей и, при необходимости, выполнять разгрузку при действии АВР.

В случаях, когда в результате действия АВР возможно несинхронное включение синхронных электродвигателей и этот режим для них недопустим, следует при исчезновении питания автоматически отключить синхронные машины или перевести их в асинхронный режим с последующей ресинхронизацией после восстановления напряжения в результате успешного АВР.

Для обеспечения действия АВР при обесточивании потребителей в связи с исчезновением напряжения со стороны питания рабочего источника (не связанным с отключением выключателя ввода на секцию или систему шин, к которой присоединены указанные потребители) в схеме АВР должен предусматриваться пусковой орган минимального напряжения. Указанный пусковой орган при исчезновении напряжения на питаемом элементе и при наличии напряжения со стороны питания резервного источника должен действовать на отключение рабочего источника питания с приемной стороны.

После восстановления питания со стороны рабочего источника рекомендуется обеспечивать возможно более полное автоматическое восстановление схемы доаварийного режима подстанции.

На ВЛ 6 - 35 кВ, оборудованных реклоузерами, функция АВР реализуется этими устройствами.

9.9.2.10 Устройство резервирования при отказе выключателя 6 - 110 (150) кВ (УРОВ)

На каждом выключателе 110 (150) кВ, а также на выключателях 6 - 35 кВ присоединений должно предусматриваться устройство резервирования при отказе выключателя с пуском от защит присоединений.

УРОВ присоединений 110 (150) кВ должно быть выполнено со ступенчатым действием:

- первая ступень - действие без выдержки времени на отключение своего выключателя;

- вторая ступень - действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

Сигнал запрета АПВ передаётся на противоположный конец ЛЭП, если на ней предусмотрен канал для передачи команд.

УРОВ присоединений 6 - 35 кВ допускается выполнять в виде действия защиты присоединения с дополнительной выдержкой времени (времени УРОВ) на отключение питающих присоединений.

9.9.3 Определение места повреждения линии

Для быстрого обнаружения повреждения в сетях 35, 110 (150) кВ и снижения перерыва питания потребителей необходимо предусмотреть установку устройства определения мест повреждения (ОМП).

9.9.3.1 ОМП в составе отдельного микропроцессорного терминала предусматривается для линий напряжением 110 (150) кВ протяженностью 20 км и более [76]. В отдельных случаях, в зависимости от характера трассы, значимости ВЛ и других местных условий, выполняется установка устройств ОМП и на линиях протяженностью менее 20 км, а также линиях напряжением 35 кВ [73].

На линиях с двусторонним питанием, как правило, предусматривается установка устройств ОМП с двух сторон линии, на тупиковых линиях - с питающей стороны.

Использование функции ОМП в составе МП устройств РЗА допускается в качестве резерва.

Пуск ОМП должен выполняться по факту срабатывания защит линии. В устройстве должны предусматриваться компенсация влияния взаимоиндукции параллельной линии, а также учет неоднородности линии.

9.9.3.2 На ЛЭП 6 - 20 кВ должны устанавливаться устройства ОМП топографического типа, позволяющие определять направление протекания тока КЗ к месту повреждения и передавать диспетчеру информацию о поврежденном участке сети.

На протяженных ЛЭП 6 - 20 кВ с простой схемой без множественных ответвлений, при специальном обосновании, допускается применять устройства ОМП на дистанционном принципе действия, позволяющие указывать расстояние до места КЗ от шин ПС.

9.9.4 ТП 6 - 20/0,4 кВ

На трансформаторных подстанциях с выключателями должны предусматриваться:

- терминалы защит силовых трансформаторов, обеспечивающие выполнение следующих функций:
- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита;
- защита от перегрузки;
- тепловая защита трансформатора;
- АВР;
- защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ);
- указатели прохождения тока КЗ на присоединениях ТП для фиксации и запоминания информации о повреждении на присоединении.

9.9.5 РП 6 - 20 кВ

9.9.5.1 На присоединениях распределительного пункта (РП) с выключателями в цепях присоединений устанавливаются устройства, обеспечивающие выполнение следующих функций:

- токовая отсечка (на присоединениях);
- максимальная токовая защита;
- резервирование отказа выключателя (УРОВ);

- логическая защита шин ЛЗШ (на вводе и СВ);
- ЗОЗЗ;
- защита от дуговых замыканий;
- логика пуска АВР и восстановления нормальной схемы (только для секционного выключателя и ввода);
- автоматическое повторное включение АПВ.

9.9.5.2 На вводах распределительного пункта (РП) с выключателями нагрузки в цепях присоединений устанавливаются устройства, обеспечивающие выполнение следующих функций:
- максимальная токовая защита;
- защита от однофазных замыканий на землю с действием на сигнал;
- индикация прохождения тока КЗ на присоединениях РП (используются для фиксации и запоминания информации о повреждении на присоединении, см. п. 8.13);
- защита от дуговых замыканий;
- автоматическое повторное включение АПВ;
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- на параллельно работающих вводах РП предусматриваются максимальная токовая направленная защита (МТНЗ), максимальная токовая направленная отсечка (МТНО).

На секционном выключателе предусматриваются МТЗ, АВР.

9.9.5.3 При наличии на отходящих от РП магистральных линиях ответвлений (отпаек) целесообразно в целях повышения надёжности электроснабжения потребителей секционировать магистрали управляемыми автоматическими выключателями (реклоузерами).

Реклоузер обеспечивает выполнение следующих функций:
-ТО;
-МТЗ;
-ЗОЗЗ;
-АПВ;
- АВР;
- автоматический сбор, обработка и передача информации о параметрах режимов работы сети и состоянии собственных элементов.

9.10 Противоаварийная автоматика

9.10.1 Проектирование ПА должно осуществляться:
- при технологическом присоединении объектов электроэнергетики к электрическим сетям;
- при строительстве, модернизации, реконструкции, техническом перевооружении объектов электроэнергетики;
- по заданию субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Проект реконструкции и технического перевооружения ПА может выполняться как в составе проекта реконструкции и технического перевооружения отдельной ПС, так и по отдельному самостоятельному титулу.

Проектные решения по созданию (модернизации) ПА должны разрабатываться с учётом перспективного развития ПА и энергосистемы.

ЗП создания (модернизации) ПА на объектах ПАО «Россети» должно быть согласовано:

- с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики, на которых требуется выполнение работ по созданию (модернизации) ПА;
- с субъектом оперативно-диспетчерского управления в случаях, предусмотренных действующей НД.

9.10.2 Разработка противоаварийной автоматики должна выполняться в соответствии с требованиями действующей НД, в том числе ГОСТ Р 55105-2012 и [1], [77], [78], [79], [80], и на основании результатов расчётов послеаварийных режимов в нормальной и ремонтных схемах, а также расчетов устойчивости энергосистемы.

9.10.3 В тех случаях, когда проектируемая система ПА затрагивает не только вновь проектируемую или реконструируемую ПС, но и другие объекты электроэнергетики, на которых размещены устройства ПА, необходимо обеспечить стыковку вновь устанавливаемых устройств ПА на проектируемой ПС с существующими устройствами других объектов.

9.10.4 При реконструкции ПС должны быть рассмотрены возможность использования существующего оборудования ПА или необходимость его модернизации или замены.

Необходимость замены оборудования ПА определяется на основе обследования и оценки его технического состояния (морального и физического), а также анализа возможности реализации посредством оборудования ПА требуемых при проектировании функций.

Физический износ аппаратуры ПА определяется её нормативным сроком службы, установленным техническими условиями. Необходимость замены определяется также увеличением затрат на обслуживание оборудования ПА.

Моральное устаревание эксплуатируемой аппаратуры ПА определяется наличием новой аппаратуры ПА с более высокими техническими характеристиками и функциональными возможностями (надёжность, диагностика неисправности, удобство и простота в эксплуатации, интеграция в АСУ ТП), позволяющими обеспечить более высокую эффективность противоаварийного управления и снижение ущерба от аварий.

9.10.5 Применяемая новая аппаратура ПА должна быть сертифицирована ПАО «Россети». В случае установки на смежных объектах электроэнергетики тип аппаратуры должен быть согласован с собственниками и иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики.

9.10.6 При проектировании средств и систем ПА могут быть установлены устройства ПА, выполняющие, как правило, следующие основные функции:

- АЧР с ЧАПВ;
- АОСН;
- АОПО;
- ОН;

- АЛАР;
- УПАСК;
- ТМ для целей ПА.

9.10.7 Алгоритмы функционирования и параметры настройки устройств и комплексов ПА должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий.

9.10.8 При проектировании должно учитываться взаимодействие устройств ПА с релейной защитой и другими средствами автоматического управления в энергосистеме, включая АПВ, АВР и др. Также должны разрабатываться технические решения по информационной интеграции устройств ПА с АСУ ТП. При этом система ПА должна оставаться функционально независимой от АСУ ТП.

9.11 Оперативно-технологическое управление оборудованием подстанций. АСУ ТП и устройства телемеханики

9.11.1 Проектирование средств и систем оперативно-технологического управления оборудованием ПС должно осуществляться в соответствии с общими требованиями, определёнными [1], [55] и [71], а также требованиями к программно-техническим комплексам, на основе которых создаётся или реконструируется автоматизированная система управления ПС [81], [82].

9.11.2 Работы по проектированию технического перевооружения и реконструкции ПС в части автоматизированного управления ПС должны основываться на информации, получаемой в результате предпроектного обследования основного контролируемого и управляемого оборудования (трансформаторов, коммутационных аппаратов и т.д.), а также средств и систем автоматизации и управления на ПС.

9.11.3 При разработке проектных решений по оперативно-технологическому управлению подстанцией необходимость разработки технических решений по дооснащению и развитию ПТК, реализованных в соответствующих центрах управления[1] должна устанавливаться в ЗП.

9.11.4 Для всех видов ПС управление должно проектироваться как автоматизированное управление, осуществляемое персоналом (оперативным персоналом ПС или персоналом центра управления). Неавтоматизированное управление (в частности, при оперативном управлении КА) допускается при отсутствии необходимых технических средств (например, электропривода КА).

9.11.5 В настоящем разделе при формулировке требований к технологическому проектированию средств и систем автоматизированного управления подстанциями используется классификация ПС по следующим критериям.

9.11.5.1 Особенности назначения проектируемых электросетевых объектов, как объектов контроля и управления:

- узловые ПС 110 (150) кВ;

---

[1] Здесь и далее под центрами управления понимаются центры, из которых осуществляется диспетчерское и технологическое управление проектируемой ПС, т.е., в общем случае, ЦУС ДЗО и/или ДП ПЭС (РЭС), а для ПС, в состав которых входит оборудование, отнесённое Системным оператором к объектам диспетчеризации, - также ДЦ РДУ.

- проходные, ответвительные (отпаечные), тупиковые ПС 110 (150) кВ;
- ПС 35 кВ;
- РТП 6 - 20 кВ;
- РП 6 - 20 кВ;
- СП 20 кВ;
- ТП 6 - 20 кВ с одним или двумя трансформаторами;
- ТП 6, 10 кВ (столбовой вариант);
- ВЛ 6, 10 кВ.

9.11.5.2 Вид строительства (новое строительство, реконструкция, расширение и т.п.) электросетевого объекта и/или его системы управления, в том числе:

- создание системы управления в связи с новым строительством или КТПР ПС;
- создание или модернизация системы управления на реконструируемой части ПС при её частичной реконструкции;
- расширение существующей системы управления в связи с расширением ПС - установкой дополнительных ячеек на стороне ВН или СН;
- создание (модернизация) системы управления на существующей ПС.

9.11.5.3 В зависимости от организации оперативного управления различают две группы электросетевых объектов:

- ПС с постоянным дежурством оперативного персонала;
- ПС, обслуживаемые без постоянного дежурства ОП; на этих ПС операции управления выполняются персоналом ОВБ или «дежурным на дому».

9.11.6 С учётом перечисленных выше классификационных факторов и требований ЗП в части диспетчерского и технологического управления ПС рекомендуются к внедрению следующие типы систем (комплексов):

- АСУ ТП ПС;
- объектный комплекс телемеханики - УТМ КП (по ГОСТ 26.005-82).

Оба варианта включают объектные программно-технические средства сбора, обработки, передачи оперативной и неоперативной технологической информации и управления оборудованием ПС, в том числе средства информационного обмена с обособленными подсистемами ПС - в общем случае с: РЗ, ПА, СА, РА, ТА, РАС, ОМП, СМиД, АСУЭ, СМиУКЭ, контроля гололёдной нагрузки и др. Состав обособленных подсистем должен определяться при проектировании ПС.

Системы (комплексы) обоих типов могут отличаться конкретным набором реализуемых функций, объёмом собираемой и передаваемой на высшие уровни управления информации и, как следствие, составом используемых технических и программных средств (подсистем), в том числе организацией АРМ ОП - для ПС с постоянным дежурством ОП. Для ПС без постоянного дежурства ОП создание стационарного АРМ ОП не рекомендуется.

9.11.7 Разработка проектных решений по функциям АСУ ТП и УТМ КП для подстанций 35, 110 (150)

9.11.7.1 Выбор состава выполняемых функций

1) При проектировании АСУ ТП / УТМ КП для ПС 110 (150) кВ - узловых (с постоянным дежурством ОП и без него), проходных, ответвительных (отпаечных), тупиковых, - и ПС 35 кВ должна быть предусмотрена реализация основных

информационных и управляющих функций, т.е. функций, необходимых для управления оборудованием ПС во всех режимах её работы.

2) В состав основных технологических функций системы управления ПС указанных классов включаются:

- измерение, сбор значений аналоговых и дискретных параметров технологического режима;
- регистрация технологической информации (значений параметров, характеризующих режим и состояние оборудования ПС, событий и пр.);
- автоматизированное управление оборудованием ПС, в том числе коммутационными аппаратами (выключателями, разъединителями, заземляющими ножами), приводами РПН трансформаторов;
- взаимодействие с имеющимися на ПС обособленными подсистемами, в том числе мониторинг состояния и управление режимом их функционирования;
- обмен оперативной информацией (ТИ, ТС, ТУ) с центрами управления;
- передача в центры управления неоперативной технологической информации (или организация доступа к НТИ);
- ведение оперативной документации (рекомендуется в составе АСУ ТП).

3) В АСУ ТП (УТМ КП) должны быть реализованы основные общесистемные функции:

- мониторинг состояния программных и аппаратных компонентов ПТК (включая обособленные подсистемы), каналов связи;
- синхронизация компонентов ПТК;
- архивирование и хранение регистрируемой информации;
- защита информации;
- конфигурирование и параметрирование компонентов ПТК.

В АСУ ТП, кроме того, рекомендуется реализовать такие общесистемные функции, как:

- обеспечение внутрисистемных коммуникаций;
- ведение информационной модели ПС и прилегающей сети;
- синхронизация обособленных подсистем;
- формирование отчётов заданной формы.

9.11.7.2 Основные требования (рекомендации) по реализации отдельных функций

1) Сбор и обработка информации

Для измерения должны использоваться цифровые измерительные преобразователи, подключаемые к вторичным цепям трансформаторов тока и напряжения.

В общем случае должны предусматриваться СИ, которые обеспечивают первичную обработку аналоговой информации, включая преобразование, фильтрацию, проверку достоверности [82].

Дискретная информация о состоянии КА должна проверяться на достоверность путем обработки двух сигналов («включен» и «отключен»), получаемых с использованием нормально замкнутого и нормально разомкнутого контактов от одного КА.

Устройствами нижнего уровня АСУ ТП / УТМ КП при сборе и обработке текущей аналоговой и дискретной информации должно фиксироваться значение времени соответствующего измерения или события. При обмене информацией с устройствами нижнего уровня по протоколам, не поддерживающим передачу метки времени, последние могут присваиваться средствами среднего уровня АСУ ТП / УТМ КП.

2) Контроль и сигнализация текущего состояния основного оборудования и отклонений от заданного режима

В качестве основного средства организации контроля и сигнализации текущего состояния основного оборудования и отклонений от заданного режима ПС должны использоваться мнемосхемы, которые представляются на АРМ ОП в виде схем электрических соединений с отображением в динамике положения КА и других управляемых элементов ПС, а также - при необходимости - текущих значений аналоговых параметров технологического режима.

Предупредительная и аварийная сигнализации должны различаться по формам и способам визуального представления.

Для звуковой сигнализации должны использоваться средства оповещения объекта - при их наличии, что определяется в соответствующем разделе проекта (например, внутриобъектной связи). При этом должна быть обеспечена возможность отключения звуковой сигнализации в случае отсутствия персонала на ПС.

3) Автоматизированное управление КА и другими управляемыми элементами главной электрической схемы ПС

На новых и комплексно реконструируемых ПС перечень управляемых средствами АСУ ТП / УТМ КП, должен включать:

- контролируемые системой КА (в общем случае: выключатели, выключатели нагрузки, разъединители, заземляющие разъединители), оснащённые приводом, обеспечивающим возможность дистанционного управления;
- устройства РПН трансформаторов;
- задающие устройства систем автоматического регулирования (дугогасящих катушек, динамических компенсаторов реактивной мощности) – при их наличии на ПС.

На действующих или частично реконструируемых ПС управление перечисленными устройствами должно проектироваться с учетом выявляемой при предпроектном обследовании ПС технической возможности.

Схема управления каждой единицей оборудования должна иметь блокировку, исключающую одновременное управление с разных мест (например, местное/дистанционное), а также блокировку, реализующую технологическую логику (от некорректного положения разъединителей, неполнофазного режима и т.п.).

Требования к оперативному управлению оборудованием ПС и блокировке неправильных действий при переключениях в РУ приведены в разделах 9.7 и 9.8 настоящего Стандарта.

При проектировании АСУ ТП / УТМ КП на ПС должна быть предусмотрена возможность управления КА и другими управляемыми элементами ПС следующими способами:

- дистанционное управление - с АРМ ОП, контроллеров в составе ПТК;

- телеуправление - из центра управления.

Управление осуществляется путём формирования и выдачи команд управления (управляющих воздействий) в схему управления (или непосредственно на электропривод) КА через контроллеры и/или через обособленные подсистемы.

Допускается передача команд управления от выходных цепей контроллеров на устройства РЗА с помощью «сухих» контактов.

Действия оперативного персонала по управлению оборудованием подстанции должны регистрироваться в архиве системы.

При разработке проектных решений по телеуправлению подстанцией из ДЦ АО «СО ЕЭС» и ЦУС необходимо руководствоваться документами [83], [84], [85], где устанавливаются типовые принципы и типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА ПС, а также типовые требования к ПТК АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для обеспечения указанного телеуправления.

4) Регистрация событий

Должны регистрироваться следующие события: выдача команд управления; изменение положения КА, «режимных» ключей; выход значений параметров за установленные границы; срабатывание и квитирование средств аварийной и предупредительной сигнализации (рекомендуется в составе АСУ ТП).

Регистрация события должна осуществляться с указанием времени возникновения, наименования события и принадлежности к соответствующему контролируемому и управляемому оборудованию. Система регистрации должна обеспечивать персоналу возможность дальнейшего анализа событий, а также отображения и архивирования результатов анализа.

Должна быть предусмотрена защита зарегистрированной информации от любых изменений персоналом.

5) Информационный обмен с обособленными подсистемами ПС (в том числе мониторинг состояния и управление режимом их функционирования)

В общем случае должен осуществляться информационный обмен с программно-техническими средствами и системами, проектируемыми в качестве обособленных подсистем ПС. Как правило, так проектируются средства и системы РЗ, ПА, СА, РА, ТА, РАС, ОМП, АСУЭ, СМиД, СМиУКЭ и др.

Решения о необходимости проектирования обособленных подсистем (например, СМиД и др.), об объёме, составе контролируемых и передаваемых в АСУ ТП (УТМ КП) параметров, установке соответствующих датчиков (при необходимости) должны приниматься при разработке технических решений по самим указанным подсистемам в составе смежных частей проекта.

Обособленные подсистемы должны обмениваться с ПТК АСУ ТП / УТМ КП основной информацией, соответствующей их назначению (сигналы, характеризующие функционирование МП РЗ и автоматики, данные аварийной регистрации событий и т.п.), с целью обеспечения её сохранения и передачи (или организации доступа) для использования другими системами / подсистемами, оперативным персоналом и персоналом служб эксплуатации ПС.

В рамках обмена данными с МП РЗ может также обеспечиваться возможность доступа с АРМ ОП (или с АРМ службы РЗА – в случае его организации на ПС) к МП терминалам с возможностью управления группами уставок – при наличии соответствующих требований ЗП. Кроме того, при необходимости может предусматриваться возможность управления группами уставок из удаленных центров управления.

Передаваемые сигналы должны иметь метку времени. Синхронизация компонентов обособленных систем по сигналам точного времени может обеспечиваться средствами АСУ ТП.

В состав передаваемой информации может включаться служебная информация (результаты самодиагностики, наличие несчитанной информации и т.п.).

Обмен информацией с МП устройствами обособленных систем должен базироваться на использовании стандартных международных протоколов: ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104; ГОСТ Р МЭК 60870-5-103; MODBUS; допускается также применение IEC 61850-8-1 при наличии технико-экономического обоснования [71].

6) Организация информационного обмена АСУ ТП (УТМ КП) ПС с центрами управления

Обмен оперативной информацией с вышестоящими уровнями управления должен осуществляться с использованием протоколов передачи данных по ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 (контролируемая станция); допускается также – по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 (контролируемая станция).

Оперативная информация, передаваемая на вышестоящие уровни управления из АСУ ТП ПС, должна содержать метки времени и атрибуты, которые должны передаваться в соответствии с методами, предусмотренными указанными протоколами.

Синхронизация устанавливаемого на ПС УТМ КП осуществляется, как правило, в рамках протокола информационного обмена из центра управления. Параметры информационного обмена должны согласовываться с соответствующим центром управления.

Для ПС, в состав которых входит оборудование, отнесённое Системным оператором к объектам диспетчеризации с распределением их по способу управления, информационный обмен с ДЦ РДУ должен осуществляться в соответствии с требованиями [86], а также - для обеспечения телеуправления оборудованием и устройствами РЗА ПС из ДЦ АО «СО ЕЭС» и ЦУС - требованиями к ПТК АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией, приведёнными в [85].

Должна обеспечиваться возможность передачи в ЦУС необходимого объема НТИ (в общем случае: данных МП РЗ, ПА, РАС, СМиД, СМиУКЭ и др.), собранной от соответствующих обособленных подсистем ПС. Передача НТИ может осуществляться с использованием протокола IEC 60870-6-503 или другого протокола по согласованию с ЦУС (с учётом проектных решений, принимаемых для обеспечения информационной безопасности).

7) Архивирование информации

Для обеспечения возможности ретроспективного анализа режимов работы и состояния оборудования ПС должно производиться архивирование зарегистрированных параметров и событий.

Данные архива должны сохраняться по установленному в системах диспетчерского и технологического управления регламенту (в том числе, по срокам хранения).

Зарегистрированная и архивируемая информация не должна теряться и искажаться в случаях нарушений электропитания. Должна также обеспечиваться защита этой информации от вирусов и несанкционированного доступа.

Формирование и ведение архива должно обеспечивать персоналу удобный доступ ко всей хранимой информации.

9.11.8 Разработка проектных решений по функциям систем (средств) управления объектами 6 - 20 кВ

9.11.8.1 Необходимость установки УТМ КП должна зависеть от того, к какой категории по надежности электроснабжения относятся электроприёмники, подключаемые к проектируемому объекту 6 - 20 кВ в соответствии с [2] (п. 1.2.17-1.2.21). Указанные категории определяются в процессе проектирования системы электроснабжения на основании НД, а также технологической части проекта. С этой точки зрения установка УТМ КП должна предусматриваться для следующих объектов:

- РП/РТП, СП;
- ТП, осуществляющие электроснабжение электроприемников первой категории, (включая особую группу электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров);
- ТП, осуществляющие электроснабжение электроприемников второй категории, которые выполняют функцию автоматических сетевых секционирующих пунктов, а также ТП, имеющие на стороне высокого напряжения более двух линейных присоединений;
- ВЛ, построенные по типу магистрали с отпайками. Для данного типа объектов применяются УТКЗ с модулем связи (для передачи данных на ДП). Количество и места установки определяются индивидуально для каждой линии в зависимости от особенностей местности и т.п. Таким образом, комплект УТКЗ с модулями связи для одной ВЛ, а также реклоузеры (при наличии) с модулями ТМ и связи должны рассматриваться как распределённая телемеханика линейного объекта.

Для использования на КЛ индикаторы УТКЗ должны иметь интерфейс для подключения к УТМ КП проектируемой ПС.

9.11.8.2 На новых РП/РТП, СП, а также ТП, осуществляющих электроснабжение электроприемников первой категории и второй категории, выполняющих функцию автоматических сетевых секционирующих пунктов, а также ТП, имеющих на стороне высокого напряжения более двух линейных присоединений, должны устанавливаться УТМ КП, обеспечивающие сбор и передачу в ДП определённого объёма телеинформации (Приложение Е).

При реконструкции объектов, на которых отсутствуют средства телемеханики, установка УТМ КП может осуществляться по требованиям ЗП.

9.11.8.3 На ТП, осуществляющих электроснабжение электроприемников второй категории, кроме перечисленных в п. 9.11.8.1, а также третьей категории (когда допускаются перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышающие 1 суток), необходимость установки УТМ КП определяется ЗП.

9.11.9 Выбор проектных решений по объёмам информационного обмена объектов с центрами управления

9.11.9.1 Объёмы информационного обмена объектов с центрами управления (в общем случае ДЦ АО «СО ЕЭС», ЦУС и/или ДП ПЭС / РЭС) с целью обеспечения диспетчерского и технологического управления сетями должны определяться на основе требований конкретного ЗП и действующей в ДЗО НД.

9.11.9.2 Для РУ 35-110 (150) кВ в состав передаваемой информации должны включаться измерения напряжения на шинах, а также значения перетоков активной и реактивной мощностей по каждому присоединению и его токовой нагрузки (I), а также дискретные сигналы, однозначно определяющие состояние всех участков сети в данный момент времени: участвует в распределении электроэнергии или выведен в ремонт.

9.11.9.3 Для ПС 35, 110 (150) кВ типовые требования к информационному обмену с ДЦ АО «СО ЕЭС» (при наличии на ПС объектов диспетчеризации) и ЦУС, включая типовой состав ТИ, ТС, а также требования по организации ТУ и по составу и обмену информации об аварийных событиях, определяются [86].

9.11.9.4 На вновь вводимых объектах 6-20 кВ, телемеханизируемых по п. 9.11.8, а также на присоединениях 6-20 кВ ПС 35, 110 (150) кВ, которые являются центрами питания распределительных сетей, объектными устройствами ТМ должен осуществляться информационный обмен с ЦУС (ПЭС, РЭС) следующими видами данных.

1) Телесигнализация (ТС, в том числе АПТС):

- положение всех силовых выключателей, разъединителей, выкатных тележек, заземляющих ножей;
- сигналы: выхода значения $3U_0$, $3I_0$ за допустимые границы (в изолированной сети 6-10, 35 кВ); режима АВР (введен/выведен);
- срабатывание систем защиты и автоматики, пожарной и охранной сигнализации, в том числе систем контроля открывания дверей в помещение;
- неисправность защиты (сигнал, формируемый МП терминалом защиты, или сигнал отсутствия оперативного тока).

2) ТИ по контролируемым присоединениям 6-20 кВ: ток в фазах А, В (при наличии ТТ), С; активная и реактивная трехфазная мощности;

ТИ по присоединениям 0,4 кВ: напряжения на секциях шин; токи в каждой фазе, активная и реактивная трехфазная мощности на стороне НН силового трансформатора;

ТИ положения устройства РПН трансформатора;

ТИ от ИРМ – при их наличии в сети.

3) команды ТУ: линейными выключателями 6-20 кВ; выключателями РП/РТП; выключателями нагрузки СП, ТП; устройствами РПН трансформаторов; управляемыми ИРМ (при их наличии);

ТУ - восстановление АВР.

Детализированные рекомендации по объёмам оперативной телеинформации для объектов 6-20 кВ нового строительства приведены в Приложении Д.

9.11.9.5 При создании (модернизации) системы управления на существующих объектах 6 - 20 кВ приведённые в Приложении Д перечни оперативной телеинформации, участвующей в обмене объектов с центрами управления, корректируются по результатам ППО и с учетом технических возможностей первичного оборудования.

9.11.10 Основные требования и рекомендации по объёмам технологического проектирования для каждой из групп подстанций и систем управления ПС (включая характеристику состава выполняемых функций и объёмов информации) сведены в таблицу 9.11.1.

9.11.11 Используемые для автоматизированного управления ПС технические и программно-технические средства и их комплексы должны удовлетворять требованиям [81], [82] и другой НД (в том числе, к надежности, электропитанию, быстродействию, электромагнитной совместимости, эргономике и технической эстетике, стандартизации и унификации технических средств управления, их техническому обслуживанию и гарантиям, условиям эксплуатации, хранения и транспортирования, к программным средствам, используемым для управления ПС).

9.11.12 Для вновь сооружаемой и реконструируемой ПС средства АСУ ТП / УТМ КП проектируются, как правило, без дублирования традиционными средствами контроля и управления (ЩУ).

9.11.13 При поэтапном ТПВ и РК ПС верхний уровень АСУ ТП / УТМ КП (серверы, сетевое оборудование, АРМ и т.п.) должен проектироваться таким образом, чтобы ввод в работу дополнительных средств автоматизации мог осуществляться с минимальными изменениями программного и аппаратного обеспечения уже введенной в работу системы управления ПС.

9.11.14 Требования к проектированию технического обеспечения АСУ ТП / УТМ КП.

Все входящие в состав ПТК устройства (контроллеры, измерительные преобразователи, коммутаторы, серверы и пр.) должны быть рассчитаны на работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала и обеспечивать функционирование в непрерывном круглосуточном режиме в течение установленных сроков службы при условии проведения требуемых производителем ПТК технических мероприятий по обслуживанию.

При проектировании технического обеспечения АСУ ТП / УТМ КП рекомендуется выбирать устройства ПТК, оснащённые средствами самодиагностики с возможностью передачи на вышестоящие уровни управления информации о неисправности.

Конструкция устройств ПТК должна обеспечивать возможность их крепления на щитах и панелях или установку в шкафы и стойки.

Таблица 9.11.1

Характеристика проектируемого электросетевого объекта	Организация оперативного обслуживания объекта	Тип проектируемой системы управления	Объемы технологического проектирования системы управления ПС
1 Вид строительства - новое строительство или комплексное техперевооружение и реконструкция (КТПР)			
1.1 Узловые ПС 110 (150) кВ с постоянным дежурством ОП	Постоянное дежурство ОП	АСУ ТП	АСУ ТП с основными функциями: - сбор и передача оперативной телеинформации; - дистанционное управление оборудованием ПС с АРМ ОП; - обеспечение возможности телеуправления (ТУ) из центров управления; - информационный обмен с обособленными подсистемами – в соответствии с решениями, принимаемыми при их проектировании; - сбор и передача НТИ и др. Объёмы функций, а также адресаты и объёмы передаваемой информации – по п.9.11.7, 9.11.9.1-9.11.9.3 и требованиям действующих НТД.
1.2 ПС 110 (150) кВ узловые без постоянного дежурства ОП, проходные, ответвительные (отпаечные), тупиковые; ПС 35 кВ	ОВБ / дежурный на дому	УТМ КП	УТМ КП с функциями сбора и передачи оперативной информации, НТИ и управления. Объёмы функций и передаваемой информации – по п.9.11.7, 9.11.9.1-9.11.9.3, с учётом требований действующих НТД (для присоединений НН - с учётом рекомендаций приложения Д), а также проектных решений по обособленным подсистемам.
1.3 РП/РТП 6 - 20 кВ	ОВБ	УТМ КП	УТМ КП с функциями информационного обмена с ДП (ТИ, ТС/АПТС, ТУ). Необходимость установки УТМ КП, требования к передаче телеинформации в ДП и телеуправлению КА – по п. 9.11.8.1-9.11.8.2 и 9.11.9.4-9.11.9.5. Функции информационного обмена с обособленными подсистемами (и передачи НТИ) также реализуются в соответствии с решениями, принимаемыми при их проектировании.
1.4 СП 6 - 20 кВ	ОВБ	УТМ КП	УТМ КП с функциями информационного обмена с ДП (ТИ, ТС/АПТС, ТУ). Необходимость установки УТМ КП, требования к передаче телеинформации в ДП и телеуправлению КА – по п. 9.11.8.1-9.11.8.2 и 9.11.9.4-9.11.9.5. Требования (условия) *По первичному оборудованию*: - наличие моторизованного привода у выключателей нагрузки; - наличие в линейных ячейках индикаторов протекания тока короткого замыкания (УТКЗ) с возможностью интеграции («сухим контактом») с УТМ

			КП; - возможность контроля наличия напряжения; - возможность установки ТН (с соответствующим обоснованием) на секциях, например, для контроля потокораспределения мощности и небаланса в сети.
1.5 ТП 6 - 20 кВ с двумя трансформаторами.	ОВБ	УТМ КП	Для ТП по п. 9.11.8.1-9.11.8.2 - УТМ КП с функциями информационного обмена с ДП (ТИ, ТС/АПТС, ТУ). Необходимость установки УТМ КП, требования к передаче телеинформации в ДП и телеуправлению КА – по п. 9.11.8 и 9.11.9.4-9.11.9.5. Возможна интеграция УТМ КП и средств учета ЭЭ на стороне 0,4 кВ в части сбора режимной информации. Требования (условия) *По организации электропитания устройств системы*: - электропитание УТМ КП и оборудования связи – по [81]; необходимость установки источника бесперебойного питания определяется ЗП. *По первичному оборудованию*: - наличие моторизованного привода у выключателей, выключателей нагрузки; - наличие в линейных ячейках индикаторов протекания тока короткого замыкания (УТКЗ) с возможностью интеграции с УТМ КП.
1.6 ТП 6 - 10 кВ с одним трансформатором (на отпайке)	ОВБ	Сбор данных ТМ от объектной системы учета электроэнергии	Измерение напряжений и токов трех фаз ввода 0,4 кВ средствами учета электроэнергии – от цифрового прибора учёта (ИИК на вводе 0,4 кВ). Необходимость, а также требования к передаче телеинформации в ДП и телеуправлению КА – в соответствии с ЗП. Требования (условия): - электропитание УТМ КП и оборудования связи – по [81]; необходимость установки источника бесперебойного питания определяется ЗП.
1.7 СТП 6 - 10 кВ	ОВБ	Сбор данных ТМ от объектной системы учета электроэнергии	Измерение напряжений и токов трех фаз ввода 0,4 кВ средствами учета электроэнергии – от цифрового прибора учёта (ИИК на вводе 0,4 кВ). Необходимость, а также требования к передаче телеинформации в ДП и телеуправлению КА – в соответствии с ЗП.
1.8 ВЛ 6 - 10 кВ	ОВБ	Индикация и передача сигнала о факте протекания аварийного тока	Установка реклоузеров и необходимого количества УТКЗ в местах отпаек от магистрали ВЛ с возможностью передачи данных с помощью модуля связи в ДП РЭС. Необходимость определяется ЗП.
2 Вид строительства - частичная реконструкция ПС с созданием (модернизацией) системы управления на реконструируемой части ПС			

2.1 Узловые ПС 110 (150) кВ с постоянным дежурством ОП	Постоянное дежурство ОП	АСУ ТП с возможной интеграцией существующих ПТС, охватывающих неизменяемую часть ПС	Для нового оборудования проектируется АСУ ТП с основными функциями и информационной емкостью по п. 1.1 настоящей таблицы. Необходимость создания АСУ ТП определяется ЗП. Если существующие средства АСУ ТП, охватывающие неизменяемую часть ПС, - по данным ППО – соответствуют современным требованиям (поддержка стандартных открытых протоколов информационного обмена и др.), то они интегрируются в АСУ ТП.
		Модернизация и расширение ПТС для реконструируемой части ПС	Для реконструируемой части ПС предусматривается модернизация и расширение ПТС с информационной емкостью модернизированных систем (в части нового оборудования) – в соответствии с требованиями ЗП и с учётом особенностей и технических возможностей, выявленных при ППО. Необходимость модернизации определяется ЗП.
2.2 ПС 110 (150) кВ узловые без постоянного дежурства ОП, проходные, ответвительные (отпаечные), тупиковые; ПС 35 кВ	ОВБ / дежурный на дому	Модернизация и расширение ПТС для реконструируемой части ПС	Для реконструируемой части ПС проектируется УТМ КП ПС в соответствии с основными решениями по п. 1.2 настоящей таблицы и с учётом особенностей и технических возможностей, выявленных при ППО. Необходимость модернизации определяется ЗП.
2.3 РП/РТП 6 - 20 кВ 2.4 СП 6 - 20 кВ 2.5 ТП 6 - 20 кВ с двумя трансформаторами, 2.6 ТП 6, 10 кВ с одним трансформатором (на отпайке) 2.7 СТП 6, 10 кВ 2.8 ВЛ 6, 10 кВ	ОВБ / дежурный на дому		Как правило, частичная реконструкция объектов указанных групп (прежде всего 2.5 - 2.8, на которых отсутствуют средства телемеханики), экономически не целесообразна. Установка УТМ КП должна осуществляться по требованиям ЗП.
3 Вид строительства - расширение ПС (дополнительные ячейки на стороне ВН или СН) и расширение существующей системы управления			
3.1 Узловые ПС 110 (150) кВ с постоянным дежурством ОП	Постоянное дежурство ОП	Расширение существующих ПТС с их возможной модернизацией	Для оборудования дополнительных ячеек ПС проектируется расширение средств ТМ с учётом особенностей и технических возможностей, выявленных при ППО (использование резервных входов/выходов существующего устройства телемеханики с возможностью комплектации дополнительными функциональными платами и измерительными преобразователями). При необходимости (в соответствии с требованиями ЗП и/или на основе анализа соответствия существующих средств ТМ современным требованиям) для дополнительных ячеек ПС предусматриваются решения по функциям и информационной емкости в соответствии с п.п. 1.1-1.2 настоящей таблицы.
3.2 ПС 110 (150) кВ узловые без постоянного дежурства ОП, проходные, ответвительные	ОВБ / дежурный на дому		

(отпаечные), тупиковые; ПС 35 кВ			При принятии решения о необходимости модернизации существующих средств ТМ (по требованиям ЗП и/или с учётом результатов анализа данных ППО) проектируется также перевод входных сигналов по существующему оборудованию в создаваемый ПТК, удовлетворяющий положениям п.п. 1.1-1.2.
3.3 РП/РТП 6 - 20 кВ 3.4 СП 6 - 20 кВ 3.5 ТП 6 - 20 кВ с двумя трансформаторами 3.6 ТП 6, 10 кВ с одним трансформатором (на отпайке) 3.7 СТП 6, 10 кВ 3.8 ВЛ 6, 10 кВ	ОВБ / дежурный на дому		Объекты (3.5 - 3.7) не расширяются, могут использоваться только существующие резервные ячейки.
4 Вид строительства - создание (модернизация) системы управления на существующей ПС			
4.1 Узловые ПС 110 (150) кВ с постоянным дежурством ОП	Постоянное дежурство ОП	АСУ ТП	При создании системы управления ПС проектируется АСУ ТП с основными функциями и информационной емкостью по п. 1.1 настоящей таблицы и с учётом технических возможностей установленного первичного оборудования ПС. При модернизации системы также проектируется АСУ ТП с основными функциями и информационной емкостью по п. 1.1 и с учётом технических возможностей первичного оборудования ПС; при этом имеющиеся в составе системы ПТС могут быть интегрированы в создаваемую АСУ ТП при условии, что они поддерживают стандартные открытые протоколы информационного обмена.
4.2 ПС 110 (150) кВ узловые без постоянного дежурства ОП, проходные, ответвительные (отпаечные), тупиковые; ПС 35 кВ	ОВБ / дежурный на дому	УТМ КП	При создании (модернизации) системы управления на ПС проектируются УТМ КП с основными функциями и информационной емкостью по п. 1.2 настоящей таблицы и с учётом технических возможностей установленного первичного оборудования ПС. Имеющиеся на ПС ПТС могут быть интегрированы в создаваемую (модернизируемую) систему при условии, что они поддерживают стандартные открытые протоколы информационного обмена.
4.3 РП/РТП 6 - 20 кВ 4.4 СП 20 кВ	ОВБ	УТМ КП	При создании (модернизации) системы управления проектируются УТМ КП с основными функциями и информационной емкостью по п. 1.3-1.4 настоящей таблицы и с учётом технических возможностей установленного первичного оборудования. Имеющиеся на ПС средства ТМ могут быть интегрированы в создаваемую (модернизируемую) систему при условии, что они поддерживают стандартные

			открытые протоколы информационного обмена.
4.5 ТП 6 - 20 кВ с двумя трансформаторами.	ОВБ	Сбор данных ТМ от объектной системы учета электроэнергии	Проектируются средства ТМ с основными функциями и информационной емкостью по п. 1.5 настоящей таблицы и с учётом технических возможностей установленного первичного оборудования ПС.
4.6 ТП 6, 10 кВ с одним трансформатором 4.7 ТП 6, 10 кВ (столбовой вариант)	ОВБ	Сбор данных ТМ от объектной системы учета электроэнергии	Измерение напряжений и токов трех фаз ввода 0,4 кВ средствами учета электроэнергии – от цифрового прибора учёта (ИИК на вводе 0,4 кВ). Необходимость, а также требования к передаче телеинформации в ДП и телеуправлению КА – в соответствии с ЗП. Требования (условия): - электропитание УТМ КП и оборудования связи – по [81]; необходимость установки источника бесперебойного питания определяется ЗП.
4.8 ВЛ 6, 10 кВ	ОВБ	Индикация и передача сигнала о факте протекания аварийного тока	Установка в местах отпаек от магистрали индикаторов протекания тока короткого замыкания - по п. 1.8 и с учётом данных обследования.

9.11.15 Требования к проектированию математического, лингвистического и программного обеспечения АСУ ТП / УТМ КП

9.11.15.1 Проектная документация в составе математического обеспечения используемого ПТК должна содержать описание методов и алгоритмов решения технологических задач.

Алгоритмы могут быть представлены в виде схем, таблиц, текстового описания и их комбинации.

9.11.15.2 Программное обеспечение ПТК должно иметь интерфейс пользователя на русском языке.

9.11.15.3 Программное обеспечение системы должно обеспечивать возможность локального и удаленного конфигурирования (параметрирования), тестирования и диагностики устройств используемого ПТК.

9.11.16 Требования к проектированию метрологического обеспечения АСУ ТП / УТМ КП.

В системе управления могут использоваться измерительные каналы, включающие: измерительные трансформаторы тока и напряжения, аналого-цифровые измерительные преобразователи, средства измерения и коррекции значений времени, первичные преобразователи для измерения неэлектрических величин.

Должны использоваться только СИ, которые внесены в Госреестр СИ, имеют сертификат об утверждении типа и допущены к применению на объектах ДЗО ПАО «Россети». Проектом также должно быть предусмотрено обеспечение всех СИ поверкой (калибровкой), техобслуживанием и ремонтом в течение всего срока эксплуатации.

Для средств измерения текущих значений режимных параметров электрических величин (токи и напряжения) в ячейках и на секциях сетевых объектов в целях их контроля и управления, а также значений неэлектрических параметров (температура, влажность, положение и т.п.), используемых для целей технического контроля или индикации, рекомендуется руководствоваться требованиями к точности измерений, приведёнными в [87].

Для всех измерительных каналов необходимо выполнять расчет погрешности измерений соответствующих параметров при использовании конкретных СИ.

9.11.17 Требования к проектированию информационного обеспечения АСУ ТП / УТМ КП.

Информационное обеспечение системы должно обладать достаточностью для выполнения всех требуемых автоматизированных функций, а также должно быть совместимо с информационным обеспечением обособленных систем ПС.

9.11.18 Требования по обеспечению информационной безопасности.

Требования по обеспечению информационной безопасности проектируемой системы управления ПС рассмотрены в п. 9.17.14 настоящего Стандарта, где приведены общие требования к проектированию подстанций с точки зрения обеспечения безопасности электрических сетей и электросетевых объектов.

9.11.19 Этапность проектирования системы управления ПС.

9.11.19.1 Проектирование системы управления ПС осуществляется, в общем случае, в соответствии с ГОСТ 34.601, с выделением следующих этапов:

- разработка, согласование и экспертиза проектных решений по системе управления ПС;

- разработка рабочей документации системы управления ПС.

Для ПС 110 (150) и 35 кВ на первом этапе проектирования могут разрабатываться и согласовываться основные технические решения (ОТР) по ПС в целом, в том числе по системе управления ПС.

При частичной реконструкции ПС или модернизации системы управления на существующей ПС разработке проектной документации предшествует этап проведения ППО объекта управления и существующей системы управления ПС.

9.11.19.2 При ППО на ПС определяются: состав контролируемого и управляемого оборудования ПС; состав, размещение и техническое состояние средств существующей системы контроля и управления ПС, средств диспетчерско-технологического управления и связи, а также смежных информационно-технологических и управляющих систем ПС (РЗА, АСУЭ и др.); объёмы и номенклатура собираемой информации, в том числе данных, передаваемых в диспетчерские пункты, и особенности организации информационного обмена между ПС и ДП; тип и метрологические характеристики используемых в системе СИ (перечень измеряемых параметров и соответствие погрешности измерений действующим нормам; перечень, размещение, условия эксплуатации и техническое состояние СИ и цепей измерения).

9.11.19.3 В составе ОТР (в случае их разработки) прорабатывается и приводится структурная схема проектируемой системы управления ПС с пояснительной запиской, включающей перечень контролируемого и управляемого оборудования ПС, состав функциональных подсистем, перечень вновь устанавливаемых (и/или заменяемых) технических и программных компонентов системы, описание решений по организации информационного обмена ПС с диспетчерским пунктом (направления передачи, объёмы передаваемой телеинформации, протоколы обмена, требования к каналам связи и т.п.).

9.11.19.4 Проектная и рабочая документация должны быть выполнены в соответствии с требованиями [7], [88], ГОСТ 34.201 и ЗП.

Состав документов, обязательных для разработки на всех стадиях проектирования, должен определяться требованиями ЗП.

9.11.19.5 В составе проектной документации разрабатываются проектные технические решения по техническому, программному, математическому, метрологическому, информационному, лингвистическому обеспечению системы, в том числе (в общем случае) по:

- функциям и функциональным подсистемам АСУ ТП / УТМ КП;

- структурной схеме системы;

- детализированным перечням собираемой на ПС аналоговой и дискретной информации;

-организации измерений, осуществляемых средствами системы, и их метрологическому обеспечению, с учётом средств обособленных систем;

- организации АРМ (при необходимости): АРМ ОП, АРМ инженера РЗА; инженера, обслуживающего ПТК системы;

- организации системы сигнализации;

- организации управления коммутационными аппаратами и соответствующей оперативной блокировки;

- информационному обмену с устройствами обособленных информационно-технологических, управляющих и инженерных систем ПС;

- передаче информации (оперативной и неоперативной) на высшие уровни управления сетями, включая схемы организации связи и требования к каналам передачи данных;

- синхронизации компонентов системы управления ПС и интегрируемых обособленных систем (организации системы единого времени);

- электропитанию устройств системы;

- необходимому объёму кабельной продукции (предварительный расчёт);

- организации эксплуатации системы, включая соответствующую инфраструктуру ПС: подготовку помещений, создание систем жизнеобеспечения (кондиционирования, пожарной сигнализации и др.);

- обеспечению информационной безопасности системы;

- проекту организации строительства в части системы управления ПС, включая состав компонентов системы, вводимых на каждом этапе строительства, организацию передачи информации по вводимому оборудованию, организацию опытной эксплуатации системы).

9.11.19.6 В составе рабочей документации разрабатываются, как правило:

- общее описание системы (пояснительная записка);

- план расположения оборудования;

- структурная схема системы;

- схемы принципиальные (полные) электрические;

- схемы соединений и подключений внешних проводок;

- таблица соединений и подключений;

- кабельный журнал контрольных и цифровых кабелей;

- задание на параметрирование устройств системы (если предусматривается интеграция в систему терминалов РЗА, то в состав задания на их параметрирование должны быть включены соответствующие данные);

- задание на параметрирование сигналов АСУ ТП / УТМ КП (входные, выходные, а также передаваемые на верхние уровни иерархии);

- чертежи форм видеокадров, выводимых на экраны АРМ дежурного оперативного персонала ПС (при его наличии на ПС);

- задание заводу на изготовление шкафов оборудования системы / бланки заказа;

- спецификация оборудования.

9.12 Средства связи

9.12.1 Структура сетей связи должна обеспечивать сопряжение узлов связи на уровнях ТП, РП/РТП, ПС, РЭС, в том числе с узлами связи магистральных сетей ДТР ПАО «МРСК», а также с узлами связи сети общего пользования Российской Федерации.

9.12.2 Требования к проектированию каналов связи для передачи диспетчерской и технологической информации:

- для сетей 0,4-35 кВ (и объектов данного класса напряжений) необходимость в организации каналов связи для целей диспетчерского и технологического управления не нормируется. Организация каналов связи с таких объектов определяется частными заданиями;

- для сетей 110 (150) кВ (и объектов данного класса напряжений) должны быть организованы резервированные каналы для передачи технологической информации и оперативно-диспетчерской связи в центры управления Сетевой организации (ЦУС) и Системного оператора (ДЦ). При проектировании следует использовать возможность организации данных каналов с использованием систем передачи по ВОЛС, PLC-технологии, беспроводных GSM и БШПД каналов.

9.12.3 Техническая структура сетей связи должна формироваться на основе:

- комплекса аппаратного обеспечения, в состав которого входят: серверы, рабочие станции, локальные терминалы оператора, оборудование передачи данных (концентраторы, мосты, шлюзы и др.);

- комплекса программного обеспечения, в состав которого входят: базовая операционная система; система управления, формирования и ведения баз данных, пакет прикладных программ, реализующих функции по анализу качества, планированию сети, передаче данных, поддержке локальных сетей, защите информации от несанкционированного доступа и т. д.;

- сети передачи данных.

9.12.4 Техническая структура сетей связи должна выполняться на основе сертифицированных программно-аппаратных комплексов, поддерживающих функции самодиагностики, рассчитанных на круглосуточный непрерывный режим работы без профилактического обслуживания, и осуществлять:

- передачу всех видов информации пользовательских (технологических и корпоративных) сетей по единой транспортной среде, включая телеметрическую информацию и сигналы телеуправления, сигналы и команды противоаварийной автоматики и релейной защиты, технологическую и диспетчерскую телефонию, передачу данных;

- современные услуги связи (IP-телефония, видеоконференцсвязь и др.), новые информационные услуги;

- интеграцию существующих структур связи электроэнергетического комплекса с учетом особенностей функционирования каждой составляющей в единое инфокоммуникационное пространство.

9.12.5 В состав сетей связи должны входить существующие и строящиеся линии и сети связи, а также арендованные каналы:

- кабельные линии связи;

- высокочастотные системы передачи по линиям электропередачи;

- волоконно-оптические линии связи;

- радиорелейные линии связи;

- сети беспроводного широкополосного доступа (БШПД);

- сети цифровой подвижной радиосвязи (для организации линейно-эксплуатационной связи);

- сети цифровой спутниковой связи;

- сети телефонной связи.

9.12.6 Архитектура сетей связи подстанций 110 (150) кВ должна обеспечивать наличие основного и резервного каналов связи, при соответствующем обосновании.

9.12.7 Линии связи КЛС и цифровые РРЛ

9.12.7.1 КЛС и цифровые РРЛ должны создаваться на базе цифрового оборудования для обеспечения диспетчерской и технологической связи, передачи данных.

9.12.7.2 Цифровые РРЛ используются для организации:

- каналов оперативно-диспетчерской и технологической связи;

- каналов связи для передачи данных, сигналов/команд релейной защиты и противоаварийной автоматики (при условии обеспечения соответствующих качественных показателей, удовлетворяющих функционированию систем РЗА);

- «последней мили» к узлам доступа.

9.12.8 Системы высокочастотной связи по ВЛ 35, 110 (150) кВ

9.12.8.1 Для передачи диспетчерско-технологической информации, телемеханики, данных, сигналов релейной защиты и противоаварийной автоматики по линиям электропередачи 35, 110 (150) кВ организуются каналы высокочастотной (ВЧ) связи.

9.12.8.2 ВЧ связь - технологическая сеть связи электроэнергетики, по каналам которой передаются голос, данные телемеханики, АИИС КУЭ, команды РЗ и ПА, необходимые для управления технологическими процессами электроэнергетики в нормальных и аварийных режимах.

9.12.8.3 В каналах ВЧ связи, организованных по фазным проводам ВЛ, допускается совмещение передачи сигналов и команд РЗА, технологической телефонной связи и телеметрической информации, если это предусмотрено конструктивным исполнением аппаратуры (комбинированная аппаратура). Комбинированная аппаратура ВЧ связи по ВЛ должна обеспечивать приоритетную передачу сигналов и команд РЗА.

9.12.8.4 Не допускается передача сигналов ВЧ защит ВЛ по ВЧ каналам, организованным по грозозащитным тросам.

9.12.8.5 Для организации ВЧ каналов по линиям электропередачи 35, 110 (150) кВ используется диапазон частот 16 - 1000 кГц. В зависимости от способа присоединения ВЧ аппаратуры к ВЛ 35, 110 (150) кВ тракты ВЧ связи могут быть организованы по симметричной или несимметричной схеме. При симметричной схеме присоединения ВЧ аппаратура подключается между двумя проводами линий (фаза - фаза, трос - трос). При несимметричной схеме присоединения ВЧ аппаратура включается между проводом и землей (фаза - земля, трос - земля).

9.12.8.6 При передаче одновременно и речи, и сигналов РЗ и ПА используется комбинированная ВЧ аппаратура. Передача сигналов дифференциально-фазных защит осуществляется на специализированной ВЧ аппаратуре.

9.12.8.7 Выбор типа аппаратуры, схемы присоединения и параметров канала ВЧ связи осуществляется в соответствии с [89].

9.12.8.8 Аппаратура ВЧ связи должна обеспечивать работу совместно с оборудованием ВЧ обработки и присоединения (ВЧ заградитель, конденсатор связи, фильтр присоединения, разъединитель однофазный и коаксиальный радиочастотный кабель), отвечающим требованиям [90].

9.12.8.9 ВЧ каналы связи должны выполняться с учетом обеспечения запаса по перекрываемому затуханию с учетом неблагоприятных погодных условий. Для передачи команд РЗА каналы ВЧ связи по ВЛ должны дополнительно обеспечивать запас по перекрываемому затуханию при возможных КЗ на ВЛ.

9.12.8.10 При организации каналов связи должны выполняться условия по обеспечению электромагнитной совместимости.

9.12.8.11 Выбор рабочих частот при проектировании и организации каналов ВЧ связи по ВЛ, используемых для передачи сигналов речи, данных, телемеханики, АИИС КУЭ, релейной защиты и противоаварийной автоматики, должен осуществляться в соответствии с [91].

9.12.8.12 Для организации сбора технологической информации с объектов 6 - 20 кВ, наряду с другими технологиями, может использоваться технология PLC.

9.12.9 Сеть подвижной радиосвязи для ВЛ 6 - 110 (150) кВ

9.12.9.1 Сеть подвижной радиосвязи предназначена для организации линейно-эксплуатационной связи на электросетевых объектах, в том числе для обеспечения связи линейных и аварийно-восстановительных бригад.

9.12.9.2 При проектировании сетей связи необходимо предусмотреть организацию линейно-эксплуатационной связи на базе сети цифровой подвижной радиосвязи с обеспечением зоны покрытия территории подстанции, а также территорий расположения объектов инфраструктуры и маршрутов движения персонала линейных, оперативно-выездных и аварийно-восстановительных бригад.

9.12.9.3 В состав средств подвижной радиосвязи входят средства КВ и УКВ радиосвязи, мобильные спутниковые терминалы, совмещенные с функционалом сотовой связи.

9.12.9.4 Основными задачами сети подвижной радиосвязи является обеспечение:

- оперативного и технологического управления электросетевыми объектами, расположенными в труднодоступной и удаленной местности;
- оперативного сбора технологической информации и данных коммерческого учета электроэнергии с необслуживаемых электросетевых объектов;
- персонала линейных и аварийно-восстановительных бригад линейно-эксплуатационной связью;
- организации резервных каналов связи для передачи диспетчерской информации субъектам оперативно-диспетчерского управления;
- оперативного и технологического управления электросетевым комплексом в условиях возникновения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

9.12.9.5 Связь диспетчерского (оперативного персонала) с персоналом линейных и аварийно-восстановительных бригад может осуществляться посредством мобильной радиосвязи и по спутниковым мобильным терминалам с совмещенным функционалом сотовой связи.

9.12.9.6 Мобильные средства связи (сотовая, радиосвязь, спутниковая) должны использоваться в качестве дополнительных средств связи для оперативных переговоров диспетчерского и оперативного персонала при повреждении цифровых наземных каналов связи.

9.12.9.7 При определении потребности в средствах подвижной связи необходимо учитывать структуру служб ВЛ на каждом предприятии, операционные зоны линейных участков на предприятиях и организациях ПАО «Россети».

9.12.10 Сеть телефонной связи ПС 35, 110 (150) кВ

9.12.10.1 Важнейшей задачей сети телефонной связи является обеспечение надежного речевого взаимодействия служб диспетчерско-технологического и административного управления электроэнергетики.

9.12.10.2 Основным направлением развития телефонной сети связи является создание опорной коммутационной сети электроэнергетики на основе технологии коммутации каналов (TDM) для организации оперативно-диспетчерской связи и технологии пакетной коммутации (VoIP) и их взаимного резервирования.

9.12.10.3 Переход к сети с полностью пакетной коммутацией должен осуществляться постепенно, по мере развития технологии VoIP и повышения ее качественных показателей для удовлетворения требований к оперативно-диспетчерской связи.

9.12.10.4 Основными задачами развития телефонной сети являются:

- внедрение на всех уровнях управления программно-управляемых IP-УАТС, аттестованных в установленном порядке для применения в электроэнергетике и сертифицированных Федеральным органом исполнительной власти в области связи;
- унификация цифровых УАТС в электросетевом комплексе;
- внедрение технологии Voice over IP с нормированным сжатием;
- внедрение систем управления и мониторинга;
- внедрение единого плана нумерации и системы маршрутизации;
- расширение сервисов;
- использование современных протоколов сигнализации;
- внедрение биллинговых систем;
- конвергенция с другими видами коммуникаций (внедрение технологий unified communications).

9.12.11 Сеть диспетчерско-технологической телефонной связи ПС 35, 110 (150) кВ

9.12.11.1 Сеть диспетчерско-технологической телефонной связи организуется на базе телефонной сети связи, построенной по радиально-узловому принципу. Все УАТС уровня РДП ПЭС должны иметь возможность выхода на сеть связи общего пользования и отвечать техническим нормам и правилам присоединения.

9.12.11.2 Система и план нумерации разрабатываются на длительный срок и должны обеспечивать достаточно простую реализацию в оборудовании сетей связи.

9.12.11.3 Диспетчерская УАТС должна обеспечивать оперативно-диспетчерскую связь с набором и без набора номера, путем нажатия соответствующей кнопки по схеме «точка-точка». Оконечное оборудование диспетчерской телефонной связи (диспетчерские пульты или аппараты) должно быть обеспечено возможностью записи диспетчерских переговоров с сохранением записей в соответствии с установленным порядком. При организации диспетчерской телефонной связи должны применяться автоматические телефонные станции, сертифицированные Министерством связи и массовых коммуникаций РФ и аттестованные для применения в электроэнергетике в диспетчерской телефонной сети.

9.12.11.4 Технологическая телефонная связь может организовываться как по каналам диспетчерской телефонной связи с приоритетом диспетчера, так и по соединительным линиям, организованным между соответствующими автоматическими телефонными станциями технологической связи.

9.12.12 Сети связи для передачи неоперативной технологической информации

9.12.12.1 Создание/развитие (модернизация) сети связи для системы сбора и передачи неоперативной технологической информации должно обеспечить возможность сбора и обмена данными существующих и перспективных технологических и вспомогательных систем с использованием протоколов пакетной передачи и технологии организации виртуальных частных сетей (VPN) для формирования изолированных сегментов взаимодействия.

9.12.12.2 Применяемые технические средства должны обеспечить создание единой конвергентной среды передачи различных видов информации, приоритетное обслуживание для систем технологического назначения, передачу значительных объемов данных в реальном и приближенном к реальному времени, передачу голосовой информации.

9.12.12.3 Топологические решения и конструкция оборудования связи должны обеспечивать бесперебойную передачу информации с возможностью проведения регламентных работ без вывода оборудования из работы.

9.12.13 Система управления сетей связи

9.12.13.1 Система управления сетей связи должна формироваться на базе центров управления и обеспечивать эффективное функционирование сетей связи.

9.12.13.2 Архитектура сетей связи предполагает управление элементами сети, сетью в целом и техническим обслуживанием и ремонтом сетевых объектов. На всех уровнях управления должны обеспечиваться функции устранения неисправностей, изменения конфигурации сети, контроля надежности и качества передачи, безопасности информации.

9.12.13.3 Для безотказной работы систем управления сетей связи должно быть предусмотрено дублирование основных баз данных, серверов и каналов управления.

9.12.14 В состав станционных сооружений ВОЛС-ВЛ должны входить:

- мультиплексоры оконечные;
- мультиплексоры ввода/вывода;
- устройства оперативного переключения;
- аппаратура автоматизированного технического обслуживания;

- аппаратура системы служебной связи;
- оборудование для ремонта;
- комплект испытательного и измерительного оборудования для обслуживания линии.

9.12.15 Комплекс аппаратуры необслуживаемых промежуточных станций (для установки в помещениях или в контейнерах) включает:
- регенераторы цифрового потока (с оптическими усилителями или без них);
- установки бесперебойного питания;
- аппаратуру телеконтроля;
- аппаратуру служебной связи;
- устройства кондиционирования воздуха (при необходимости);
- датчик воды и сигнализации несанкционированного доступа (для контейнера).

9.12.16 Поставщик аппаратуры должен обеспечить Сертификат соответствия и Сертификат безопасности поставляемого оборудования.

9.12.17 По условиям эксплуатации аппаратура, устанавливаемая в помещениях с регулируемым климатом (для обслуживаемого и необслуживаемого регенерационных пунктов), должна удовлетворять следующим требованиям:
- диапазон рабочих температур от минус 5 °С до плюс 40 °С;
- низкое атмосферное давление - 60 кПа (450 мм рт. ст.);
- относительная влажность - 80 % при 25 °С.

9.12.18 Аппаратура должна отвечать требованиям стандартов по электромагнитной совместимости.

9.12.19 Аппаратура ВОЛС-ВЛ должна отвечать следующим требованиям по надежности: среднее время восстановления обслуживаемых станций (при использовании блоков из ЗИП) не более 10 мин. на одну неисправность, среднее время восстановления необслуживаемых станций (при использовании блоков из ЗИП) не более 30 мин. на одну неисправность без учета времени локализации и подъезда к месту повреждения, коэффициент готовности основного цифрового канала на эталонной гипотетической цепи длиной 13900 км не менее 0,995. Гарантийный срок на оборудование с момента отгрузки его заводом изготовителем 1 год, который может быть увеличен в особых случаях или при требуемой необходимости.

9.12.20 Комплект аппаратуры обслуживаемых станций должен питаться от источника гарантированного электропитания - источника бесперебойного питания с аккумуляторными батареями или системы гарантированного электропитания постоянного тока с заземленным плюсом и номинальным напряжением питания 48/68 В при изменениях напряжения на вводах питания в пределах от 41,8 до 72 В.

9.12.21 Аппаратура необслуживаемых ПС должна питаться от ИБП, рассчитанного на работу от промышленной сети переменного тока 50 Гц.

9.12.22 В случае, когда очевидна необходимость увеличения в ближайшем будущем пропускной способности ВОЛС-ВЛ, целесообразно использовать аппаратуру спектрально-волнового уплотнения.

9.12.23 При выборе оборудования цифровой системы передачи должны учитываться:

- параметры каналов (речевой или передача данных, число каналов, скорость передачи информации в каждом канале);
- перекрываемое затухание (энергетический ресурс);
- параметры оптического волокна;
- способ резервирования;
- необходимость служебной связи (групповой или селективный вызов);
- тип АТС или УАТС, к которому подключается канал;
- напряжение питания;
- габариты оборудования.

9.12.24 При комплектации оборудования связи должно быть учтено кроссовое оборудование (телефонные, цифровые и оптические кроссы) и измерительные приборы.

9.12.25 Оборудование связи должно размещаться в существующих помещениях узлов связи электрических подстанций. Допускается размещение оборудования в других помещениях, подземных контейнерах или наземных шельтерах. Помещения должны удовлетворять требованиям действующих норм к помещениям связи.

9.12.26 Специальное оборудование связи для энергетики (например, аппаратура дальней связи), средства телемеханики и кабельная продукция должны иметь Сертификаты соответствия.

9.12.27 Преимущественное право использования каналов энергосистем предоставляется оперативному персоналу.

9.13 Компоновка и конструктивная часть

9.13.1 ПС 35, 110 (150) кВ

9.13.1.1 Новые ПС 35, 110 (150) кВ должны проектироваться открытого типа, комплектными, блочного (КТПБ) или модульного исполнения КТПМ 35/0,4 кВ.

РУ 6, 10 кВ для КТПБ выполняются в виде КРУН наружной установки или КРУ, устанавливаемых в закрытом помещении.

Применение некомплектных подстанций должно быть обосновано.

9.13.1.2 Сооружение закрытых ПС напряжением 35, 110 (150) кВ следует предусматривать в случаях:

- расположения ПС глубокого ввода с трансформаторами 16 МВ·А и более на селитебной территории городов [3];
- расположения ПС на территории городов, когда это диктуется градостроительными соображениями;
- расположения ПС в районах с большими снежными заносами, в зонах сильных промышленных уносов и в прибрежных зонах с сильнозасоленной атмосферой;
- необходимости снижения уровня шума до допустимых пределов.

9.13.1.3 ЗРУ 6 - 20 кВ в составе ПС 35, 110 (150) кВ применяются:

- в районах, где по климатическим условиям, условиям загрязнения атмосферы, наличии снежных заносов и пыльных уносов, невозможно применение

КРУН;

- при числе шкафов более 15;
- при технико-экономическом обосновании.

В ЗРУ 6 - 20 кВ рекомендуется устанавливать шкафы КРУ заводского изготовления. Для ремонта КРУ и хранения выкатных тележек в ЗРУ должно предусматриваться специальное место.

В ЗРУ 6 - 20 кВ рекомендуется располагать оборудование секций в изолированных помещениях с установкой двух последовательно включенных секционных выключателей в разных помещениях.

9.13.1.4 На ПС 35, 110 (150) кВ с упрощенными схемами на стороне ВН с минимальным количеством аппаратуры, размещаемых в районах с загрязненной атмосферой, рекомендуется открытая установка оборудования ВН и трансформаторов с усиленной внешней изоляцией. Закрытая установка допускается при технико-экономическом обосновании.

9.13.1.5 Трансформаторы 35, 110 (150) кВ следует устанавливать открытыми.

9.13.1.6 Закрытая установка трансформаторов 35, 110 (150) кВ применяется:

- когда усиление изоляции не дает должного эффекта;
- когда в атмосфере содержатся вещества, вызывающие коррозию, а применение средств защиты нерационально;
- при необходимости снижения уровня шума до нормированных значений и невозможности обеспечить необходимое снижение шума другими средствами.

9.13.1.7 В закрытых камерах трансформаторов и в ЗРУ 35, 110 (150) кВ должны предусматриваться стационарные грузоподъемные устройства или применение грузоподъемных устройств (самоходных, передвижных, инвентарных) для механизации ремонта и технического обслуживания оборудования.

9.13.1.8 В камерах силовых трансформаторов, для обеспечения возможности наблюдения за уровнем масла в трансформаторах и давлением масла во вводах, должны предусматриваться смотровые площадки.

9.13.1.9 Оборудование (трансформаторы (автотрансформаторы), выключатели и т.п.) должно соответствовать требованиям нормативных правовых актов, регламентирующих требования безопасности при проведении работ на высоте и должны быть оборудованы стационарными приспособлениями для безопасного выполнения персоналом работ на высоте (как при подъеме/спуске на оборудование, так и при нахождении на оборудовании и передвижении по нему – переходе с одного рабочего места на другое, при удержании, позиционировании и т.п.):

- стационарными лестницами с использованием средств защиты ползункового типа в качестве страховочной системы при подъеме на оборудование;
- стационарными анкерными точками (для установки переносных анкерных столбов или закрепления анкерных линий);
- анкерными линиями или стационарными приспособлениями для крепления/установки анкерных линий;
- стационарными анкерными столбами;
- телескопическими анкерными столбами.

Конструкция приспособлений (анкерных линий) для безопасного выполнения

персоналом работ на высоте должны:

- исключать возможность травмирования рук работника;
- обеспечивать надежную статическую нагрузку (для анкерных линий; анкерных устройств удерживающих систем и систем позиционирования с учетом возможного присоединения страховочных систем не менее 2-х работников);
- обеспечивать минимальный фактор падения для уменьшения риска травмирования работника непосредственно во время падения (например, из-за ударов об элементы оборудования) и/или в момент остановки падения;
- исключать или максимально уменьшать маятниковую траекторию падения.

9.13.1.10 На ПС с ОРУ, изоляция которых загрязняется водорастворимыми промышленными, морскими или солончаковыми уносами, следует предусматривать специальные стационарные или передвижные установки, обеспечивающие обмыв водой загрязненной изоляции под напряжением.

9.13.1.11 На новых и реконструируемых ПС, содержащих конденсаторные батареи с экологически безопасным жидким диэлектриком, необходимо предусматривать под конструкцией батареи асфальтированную площадку с направленным стоком и оборудованным приямком для стекания жидкости из поврежденных конденсаторов, исключающую попадание жидкости в почву.

Для хранения поврежденных конденсаторов необходимо предусматривать выгороженную асфальтированную площадку с направленным стоком в приямок, позволяющий принять до 5% от общего объема жидкости конденсаторов, находящихся в эксплуатации. К указанной площадке должен быть обеспечен круглогодичный подъезд транспорта.

9.13.1.12 При обосновании в здании подстанции предусматриваются вспомогательные помещения для:

- хранения элегаза (с вытяжной вентиляцией);
- хранения запасных частей и приспособлений;
- наладочного персонала (с естественным освещением).

9.13.1.13 Общеподстанционные пункты управления (ОПУ) должны предусматриваться на подстанциях:

- с постоянным дежурством персонала на щите управления;
- при необходимости размещения устройств релейной защиты, автоматики, АСУ ТП и связи;
- оборудованных аккумуляторными батареями;
- имеющих ЗРУ 35, 110 (150) кВ.

9.13.1.14 С целью снижения затрат на кабельные связи ОПУ следует располагать в центре РУ разных напряжений.

На крупных ПС рекомендуется сооружение на ОРУ зданий для размещения панелей РЗА присоединений данного ОРУ.

9.13.1.15 На ПС 35, 110 (150) кВ допускается совмещение фасадной линии ОПУ с оградой ПС, при этом на фасадной стене ОПУ не должно быть окон, а вход в ОПУ предусматривается с территории ПС.

9.13.1.16 В районах, где температура воздуха в помещениях ОПУ, релейной защиты, а также помещениях, где возможно длительное (более 4 часов) пребывание

персонала, превышает плюс 25 °С, должно предусматриваться кондиционирование воздуха.

9.13.1.17 При использовании аппаратуры на микроэлектронной или микропроцессорной элементной базе помещения для ее размещения должны удовлетворять требованиям технических условий на данную аппаратуру.

9.13.1.18 Аккумуляторные батареи устанавливаются на стальных стеллажах в отдельном помещении.

9.13.1.19 Групповые токоограничивающие реакторы должны соответствовать требованиям [92], на класс напряжения 6 - 20 кВ могут применяться в исполнении для наружной установки.

9.13.1.20 Здания ЗРУ допускается выполнять как отдельностоящими, так и сблокированными со зданиями ОПУ, в том числе и по вертикали.

9.13.1.21 Строительную часть ОРУ всех напряжений рекомендуется проектировать с учетом ее сооружения в объеме расчетного периода.

9.13.1.22 Строительную часть под трансформаторы следует предусматривать с учетом возможности замены трансформаторов на следующую ступень по шкале мощности (при наличии соответствующих обоснований).

При проектировании фундаментов под трансформаторы на ПС без рельсовых путей перекатки проектные решения следует применять по согласованию с заводами-изготовителями трансформаторов.

9.13.1.23 При техническом перевооружении и реконструкции подстанций должно быть произведено обследование технического состояния строительных конструкций зданий и сооружений, подлежащих дальнейшему использованию.

Обследование организует заказчик с привлечением проектных, научно-исследовательских или специализированных организаций, имеющих лицензию на выполнение данного вида работ.

По результатам обследования составляется заключение о техническом состоянии обследованных элементов объекта, которое оформляется в виде акта, протокола или отчета.

Документ, отражающий результаты обследования должен содержать:

- исполнительные чертежи;
- сведения о сроке эксплуатации строительных конструкций, проведенных ремонтных работах;
- ведомости обнаруженных дефектов и повреждений;
- протоколы испытаний отдельных элементов строительных конструкций;
- сведения, подтверждающие несущую способность конструкций;
- сведения о степени огнестойкости зданий и сооружений.

Акт (протокол, отчет) обследования технического состояния строительных конструкций зданий и сооружений прикладывается к ЗП технического перевооружения или реконструкции подстанции и служит основанием для определения объемов работ при проектировании ТПВ и РК.

9.13.1.24 При проектировании строительной части ПС выбор материалов, конструкций и расчеты зданий и сооружений выполняются в соответствии с требованиями действующей НД.

9.13.1.25 Стальные порталы, молниеотводы, опоры под оборудование, а также стальные детали железобетонных стоек порталов и опор под оборудование должны быть защищены от коррозии на заводах-изготовителях с применением технологии горячего или «холодного» цинкования.

При отсутствии производственных возможностей для их осуществления допускается, по согласованию с заказчиком, применение лакокрасочных покрытий и других способов защиты, выполняемых на заводах-изготовителях.

Применение горячего или «холодного» цинкования является обязательным для ОРУ 35, 110 (150) кВ, расположенных по побережью морей в зоне до 5 км от берега и в районах с сильноагрессивной степенью воздействия среды.

В районах с сильноагрессивной степенью воздействия среды и по побережью морей металлоконструкции ОРУ всех напряжений поверх цинкового покрытия следует окрашивать лакокрасочными материалами I и II групп по СП 28.13330.2012.

Все конструкции должны быть доступны для наблюдения, окраски и не должны задерживать влагу и затруднять проветривание. Замкнутые профили должны быть герметизированы.

9.13.1.26 Для защиты железобетонных опор и фундаментов от воздействия агрессивных сред, в зависимости от степени этого воздействия, следует применять соответствующие марки бетона по водонепроницаемости и морозостойкости, а также бетон на сульфатостойком цементе. В качестве дополнительной защиты может применяться покрытие фундаментов (в том числе их наземной части) и опор (подземной части и на 0,5 м выше поверхности земли) в соответствии с действующими нормами.

9.13.2 РУ 35, 110 (150) кВ

9.13.2.1 Вновь сооружаемые и реконструируемые РУ 35, 110 (150) кВ выполняются открытыми в виде комплектных малогабаритных устройств.

9.13.2.2 Уровень изоляции оборудования ОРУ и ошиновки выбирается в соответствии с требованиями [2] (глава 1.9) и с учетом степеней загрязнения по ГОСТ Р 55195.

9.13.2.3 ЗРУ 35, 110 (150) кВ применяются в районах:

- с загрязненной атмосферой, где применение ОРУ с усиленной изоляцией или аппаратурой следующего класса напряжения с учетом ее обмыва неэффективно, а удаление ПС от источника загрязнения экономически нецелесообразно;
- требующих установки оборудования исполнения ХЛ при отсутствии такого исполнения;
- стесненной городской и промышленной застройки;
- с сильными снегозаносами и снегопадами, с особо суровыми климатическими условиями, а также на стесненных площадках при соответствующем технико-экономическом обосновании.

9.13.2.4 Компоновка и конструкция ОРУ напряжением 35, 110 (150) кВ должны обеспечивать возможность проведения ремонта и технического обслуживания выключателей, измерительных трансформаторов и др. аппаратов с применением автокранов, гидроподъемников или телескопических вышек преимущественно без снятия напряжения с соседних присоединений, а также

подъезд передвижных лабораторий к оборудованию для проведения профилактических работ.

9.13.2.5 Компоновки ОРУ напряжением 35, 110 (150) кВ должны предусматривать возможность перехода от простых к более сложным схемам электрических соединений, за исключением тех случаев, когда в перспективе не предусматривается расширение ПС.

При необходимости расширения РУ 35, 110 (150) кВ целесообразно сохранять конструктивно-компоновочные решения расширяемой части как на действующей ПС.

Отдельностоящие измерительные трансформаторы тока устанавливаются в случаях, когда использование встроенных трансформаторов тока не обеспечивает требуемых условий релейной защиты, системы учета электроэнергии и питания измерительных приборов, а также в случаях применения колонковых выключателей.

9.13.2.6 Ошиновка ОРУ 35, 110 (150) кВ выполняется, как правило гибкая (алюминиевыми и сталеалюминевыми проводами), а также жесткая (трубами и профилями из алюминиевых сплавов). При жесткой ошиновке следует предусматривать компенсаторы температурных расширений и меры против вибрации.

При сооружении ОРУ вблизи морских побережий, соленых озер, химических предприятий и т.д., где опытом эксплуатации установлено разрушение алюминия, следует применять специальные алюминиевые и сталеалюминевые провода, защищенные от коррозии.

9.13.2.7 Жесткая ошиновка выбирается с учетом наибольшего допустимого прогиба от собственного веса, веса ответвлений и гололедных отложений, а также расчетных ветровых и электродинамических воздействий в соответствии с [93].

9.13.2.8 Жесткая ошиновка на стороне 6 и 10 кВ трансформаторов (реакторов) допускается на коротких участках в случаях, когда применение гибких токопроводов усложняет конструкцию.

9.13.2.9 Механический расчет ошиновки для определения максимальных усилий в ошиновке, стрел провеса и отклонений следует выполнять для ветровых, гололедных и температурных воздействий в различном сочетании в соответствии с [2] (глава 4.2).

9.13.2.10 Все ответвления от проводов и шин, а также присоединения к аппаратным зажимам должны производиться опрессовкой, в том числе методом взрыва или сваркой.

Болтовые соединения допускаются на ответвлениях к разрядникам, конденсаторам связи и трансформаторам напряжения.

9.13.2.11 На ПС 35, 110 (150) кВ для подвески гибкой ошиновки должны применяться стеклянные и полимерные изоляторы.

9.13.2.12 Не допускается расположение ошиновки с одним пролетом над двумя системами сборных шин или над двумя трансформаторами. При необходимости прохождения ошиновки между системами шин или трансформаторами должна быть установлена дополнительная опора.

9.13.3 РУ с элегазовыми КРУ (КРУЭ)

9.13.3.1 Элегазовые комплектные распределительные устройства напряжением 110 (150) кВ применяются в районах с высокой плотностью застройки, с суровыми климатическими условиями и в труднодоступных районах при соответствующем технико-экономическом обосновании.

9.13.3.2 Зал КРУЭ как правило располагается на нулевой отметке ПС. Температура в зале поддерживается в диапазоне от плюс 5 °С до плюс 35 °С.

9.13.3.3 Ворота в зале КРУЭ, при расположении его на нулевой отметке, должны обеспечивать возможность транспортировки наибольшей по габаритам единицы оборудования в транспортной упаковке, быть механизированными, уплотненными и теплоизолирующими. Целесообразно иметь тамбур между воротами, открывающимися в зал КРУЭ, и внешними воротами.

9.13.3.4 При расположении зала КРУЭ на втором этаже, в перекрытиях, должен быть предусмотрен монтажный проем, размеры которого обеспечивают транспортировку наибольшей единицы оборудования в транспортной упаковке. На нулевой отметке должен быть обеспечен заезд грузовой автомашины под монтажный проем.

9.13.3.5 В зале КРУЭ предусматривается кран-балка, перекрывающая всю площадь зала, в том числе и монтажный проем. Грузоподъемность кран-балки должна соответствовать транспортной единице элегазового оборудования с наибольшей массой, которое устанавливается в зале КРУЭ.

9.13.3.6 В зале КРУЭ выполняется приточная вентиляция и вытяжная вентиляция с забором воздуха из кабельных каналов.

9.13.3.7 Компоновка элегазового РУ должна быть однолинейной, т.е. все три полюса одной ячейки располагаются рядом.

9.13.3.8 Рекомендуемая ширина прохода вдоль полюсов ячеек (достаточно со стороны фасада ячеек) для транспортировки газотехнологического оборудования - не менее 3 м для РУ 110 (150) кВ. Для размещения высоковольтной испытательной установки и производства технологических работ на оборудовании в зале КРУЭ предусматривается площадка. При этом должна быть обеспечена возможность демонтажа и транспортировки КРУЭ.

Связь между силовыми трансформаторами и КРУЭ рекомендуется выполнять элегазовыми токопроводами с подключением (авто)трансформаторов сталеалюминиевыми проводами от муфт «элегаз-воздух», расположенных в непосредственной близости от КРУЭ, так же может быть выполнена кабелем.

9.13.3.9 Воздушные вводы выполняются в верхней части зала КРУЭ.

Для заходов кабелей 35-110 кВ в конструкции здания КРУЭ необходимо предусматривать кабельные каналы в полу помещения КРУЭ 35-110 кВ или кабельный подвал, этаж под помещением КРУЭ при соответствующем обосновании.

Кабельные вводы должны выполняться заглубленными с разработкой технических мероприятий, направленных на исключение подтопления кабельного помещения грунтовыми водами. При отдельном обосновании допускается выполнение поверхностных вводов кабелей с расположением кабельного помещения под залом КРУЭ.

Кабели должны соответствовать требованиям Раздела 8 настоящего Стандарта, концевые муфты (адаптеры) должны соответствовать IEC 62271-209.

9.13.3.10 Монтажные проемы для заходов кабелей к ячейкам КРУЭ в обязательном порядке заделываются легко пробиваемым материалом. Арматура при заделке этих проемов не должна образовывать вокруг однофазных кабелей замкнутого контура.

Кабели перед заходом в ячейку должны крепиться на металлических конструкциях с помощью неметаллических хомутов.

9.13.4 Трансформаторные подстанции 6 - 20/0,4 кВ

9.13.4.1 Для электроснабжения потребителей в распределительных электрических сетях следует применять малогабаритные комплектные трансформаторные подстанции (КТП) полной заводской готовности, соответствующие ГОСТ 14695. Требования к КТП, столбовым ТП (СТП), мачтовым ТП (МТП) напряжением до 20 кВ приведены в [2].

9.13.4.2 Конструктивно ТП 6 - 20/0,4 кВ выполняются:

- отдельностоящими;
- встроенными в здания.

9.13.4.3 Встроенные ТП располагаются на первом или цокольном этаже здания и имеют выходы непосредственно на улицу. При невозможности такого расположения ТП должна быть предусмотрена возможность установки наиболее тяжелого оборудования, в первую очередь силовых трансформаторов.

9.13.4.4 Трансформаторные ПС выполняются с одним или двумя трансформаторами. Однотрансформаторные ТП применяются преимущественно для электропитания потребителей, допускающих перерывы в электроснабжении более 1 часа. Для потребителей, не допускающих перерывы в электроснабжении более 1 часа, должны применяться двухтрансформаторные ПС.

9.13.4.5 Силовые трансформаторы, устанавливаемые в ТП, должны соответствовать требованиям ГОСТ 11677, ГОСТ Р 52719, ГОСТ 11920, ГОСТ Р 54827.

9.13.4.6 В ТП 6 - 20 кВ могут быть применены силовые трансформаторы с масляной и сухой изоляцией.

9.13.4.7 Оборудование ТП должно быть защищено от перенапряжений как со стороны высшего напряжения, так и со стороны низшего напряжения. Нейтраль трансформатора следует заземлять со стороны низшего напряжения.

9.13.4.8 КТПБ должны соответствовать [94], для городских сетей применяют кабельные вводы со стороны высшего и низшего напряжения.

9.13.4.9 Комплектные трансформаторные подстанции столбовые, мачтовые выполняют с воздушными выводами. В условиях, когда не допускается сооружение воздушных линий, применяются комплектные трансформаторные подстанции с кабельными вводами.

9.13.4.10 Распределительные устройства должны соответствовать требованиям безопасности ГОСТ 12.2.007.3-75 и быть оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках,

предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями и заземляющими ножами.

9.13.4.11 ТП 6(10)-20/0,4 кВ должны быть оснащены устройствами релейной защиты и автоматики, приборами учета электроэнергии либо системами АИИСКУЭ. При необходимости ТП оснащаются аппаратами телеуправления, телесигнализации и приборами для определения мест междуфазных коротких замыканий, однофазных замыканий на землю в линиях 6(10)-20 кВ.

9.13.4.12 СТП следует проектировать с учетом требований, изложенных в [95].

9.13.4.13 Подстанции киоскового типа устанавливаются на железобетонных плитах или утрамбованной гравийной насыпи. Высота установки таких подстанций определяется требованием безопасности по условиям соблюдения допустимых расстояний от поверхности земли до открытых токоведущих частей.

9.13.4.14 Присоединение трансформатора к сети высшего напряжения должно осуществляться при помощи предохранителей и разъединителя (выключателя нагрузки) или комбинированного аппарата «предохранитель-разъединитель» с видимым разрывом цепи.

9.13.4.15 Все элементы комплектных трансформаторных ПС должны быть присоединены к контуру заземления.

9.13.5 Комплектные распределительные устройства 6 - 20 кВ

9.13.5.1 Комплектные распределительные негерметизированные устройства (КРУ) в металлической оболочке трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц на номинальное напряжение до 20 кВ для сетей с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью должны изготавливаться на заводах в соответствии с требованиями ГОСТ 14693, ГОСТ 12.2.007.4 и ГОСТ Р 55190.

9.13.5.2 КРУ классифицируются по:

- виду и уровню изоляции: воздушная, элегазовая, комбинированная (газовая и твердая);
- наличию изоляции на токоведущих шинах главных цепей;
- наличию выкатных или выдвижных элементов;
- условиям обслуживания (одностороннее, двустороннее);
- функциональному назначению шкафов;
- типу встраиваемых в шкафы коммутационных аппаратов (элегазовых или вакуумных выключателей, выключателей нагрузки и т.д.);
- другим показателям.

Выбор КРУ производится в зависимости от условий эксплуатации (категории размещения, температуры окружающего воздуха и т.д.), параметров электрической сети (напряжение, ток, электродинамическая стойкость и т.д.), требований безопасности (в том числе пожарной безопасности), периодичности и объема технического обслуживания и др.

Дополнительные требования и особенности конструкции КРУ приведены в ГОСТ 14693, ГОСТ Р 55190. Следует также руководствоваться [96].

9.13.5.3 Для обеспечения работы электрической сети при выборе КРУ необходимо руководствоваться в том числе показателями надежности:

- вероятность безотказной работы КРУ за наработку 40000 часов - не менее 0,985;

- срок службы - не менее 30 лет;

- срок службы до среднего ремонта - не менее 15 лет.

Необходимо также учитывать ресурсные показатели по механической и коммутационной способностям аппаратов КРУ.

9.13.5.4 При наличии в КРУ электронных устройств изготовителем оборудования должна быть подтверждена электромагнитная совместимость.

9.14. Генеральный план и транспорт

9.14.1 Застройка территории (горизонтальная планировка)

9.14.1.1 Решение генерального плана ПС должно быть увязано со схемой разводки ВЛ всех напряжений, положением подъездной автомобильной (железной) дороги.

Размещение зданий, сооружений, автодорог и инженерных сетей должно обеспечивать перспективное расширение ПС.

При размещении ПС на площадках с грунтовыми условиями II типа по просадочности, в соответствии с СП 22.13330.2011, компоновка генерального плана выполняется с учетом водозащитных мероприятий для снижения вероятности замачивания грунтов в основании.

9.14.1.2 Расположение сооружений и оборудования на площадке ПС предусматривает:

- использование индустриальных методов производства строительных и монтажных работ;

- ревизию, ремонты и испытания оборудования с применением машин, механизмов и передвижных лабораторий;

- проезд (подъезд) пожарных автомашин;

- противопожарные расстояния между зданиями и сооружениями;

- доставку тяжеловесного оборудования с помощью автотранспортных или железнодорожных средств;

- плотность застройки ПС - не менее указанной по напряжениям (в %):

35 кВ - 80%;

110 (150) кВ - 75%

Примечания:

1. Плотность застройки ПС определяется в процентах как отношение площади застройки к площади ПС в ограде.

2. Площадь застройки определяется как сумма площадей ОРУ (в пределах их ограждений) и всех зданий, сооружений и монтажных площадок с учетом резервируемой площади в пределах ограды, определенной согласно расчетному периоду.

3. Указанные процентные значения не распространяются на реконструируемые ПС.

9.14.1.3 Взаимное размещение РУ должно обеспечивать минимальное количество пересечений и углов поворота на подходах ВЛ к ПС, минимальную протяженность внутриплощадочных дорог и инженерных сетей, а также токопроводов, связывающих РУ с трансформаторами.

9.14.1.4 При разработке генерального плана здания и сооружения ПС следует сгруппировать в две основные зоны:

- зону основных технологических зданий и сооружений (ОПУ, здание релейного щита, здание ЗРУ, ОРУ, трансформаторные группы и компенсирующие устройства);

- зону вспомогательных зданий и сооружений (мастерскую для ревизии трансформаторов, здание масляного хозяйства; открытый склад масла и гараж рекомендуется выделять как отдельный объект).

9.14.1.5 Здания и сооружения вспомогательного назначения, не связанные технологически с РУ, а также ОПУ необходимо отделять от ОРУ ограждением, за исключением ПС типа КТПБ.

9.14.1.6 Ограждение территории ПС выполняется в объеме, предусмотренном проектом на расчетный период.

Территория, предусмотренная для расширения ПС после расчетного периода, оговаривается проектом, оформляется при отводе площадки как не подлежащая застройке и не ограждается. До расширения ПС эта территория может быть использована для сельскохозяйственных нужд.

9.14.1.7 Свободная от застройки территория ПС должна озеленяться путем засева травами. Территория ОРУ засыпается гравием или щебнем. Вне ОРУ допускается посадка кустарников и деревьев.

9.14.1.8 На территории ОРУ для обеспечения обходов дежурного персонала предусматривается устройство пешеходных дорожек простейшей конструкции.

Пешеходные дорожки сооружаются в соответствии с маршрутом обхода, разработанным для проектируемого ОРУ.

9.14.1.9 Ширину полосы отвода земли вокруг внешнего ограждения следует принимать не более 1,0 м при отсутствии за пределами ограды инженерных сооружений (водоотводные канавы, откосы планировки и др.), а при наличии сооружений - с учетом их размещения.

9.14.1.10 При размещении ПС в лесных массивах предусматривается вырубка леса согласно требованиям [2].

9.14.2 Вертикальная планировка

9.14.2.1 При вертикальной планировке территории ПС следует применять:

- сплошную систему планировки с выполнением планировочных работ по всей территории;

- выборочную или местную систему планировки с выполнением планировочных работ на участках, на которых расположены отдельные здания, с сохранением естественного рельефа на остальной территории.

Выборочная система планировки применяется также при наличии скальных грунтов, необходимости сохранения деревьев, при неблагоприятных гидрогеологических условиях.

9.14.2.2 Основные здания и сооружения ПС, имеющие значительную протяженность, - открытые и закрытые РУ и ОПУ, продольный путь перекатки трансформаторов, а также внутриплощадочные автодороги, используемые для доставки тяжеловесного оборудования, - должны располагаться своими продольными осями параллельно горизонталям естественного рельефа.

9.14.2.3 Вертикальную планировку следует проектировать с максимальным

использованием естественного рельефа, как правило, с нулевым балансом земляных масс.

Уклоны поверхности площадки надлежит принимать не менее 0,003. Уклоны вдоль ячеек ОРУ должны быть не более 0,05 - для глинистых грунтов, 0,03 - для песчаных и вечномерзлых грунтов, 0,01 - для грунтов легкоразмываемых (лесс, мелкие пески). В условиях просадочных грунтов II типа минимальные уклоны планируемой поверхности следует принимать 0,005.

9.14.2.4 В особо трудных условиях горной и пересеченной местности допускается планировать территорию ПС террасами.

Сопряжение террас следует производить откосами, при стесненных условиях допускается заменять откосы подпорными стенками. Высоту откосов, исходя из условий эксплуатации ПС, рекомендуется принимать не более 2,5 м.

Уклоны вдоль ячеек ОРУ, указанные в п.9.14.2.3, допускается увеличивать с соблюдением мероприятий, исключающих размыв поверхности. В исключительных случаях, в особо трудных условиях горной и пересеченной местности, при условиях выполнения требований [2] и техники безопасности работы механизмов, уклоны могут быть увеличены до 0,12.

9.14.2.5 Отвод атмосферных вод с площадки ПС должен осуществляться поверхностным способом. Допустимость осуществления поверхностного отвода атмосферных вод с территории ПС обосновывается в разделе «Охрана окружающей среды» и согласовывается с заинтересованными организациями. Трансформаторы оборудуются системой аварийных маслосборников и маслостоков. Устройство дождеприемников допускается при наличии технико-экономического обоснования.

9.14.2.6 Рекомендуется, чтобы отметка пола первого этажа зданий была выше планировочной отметки участка, примыкающего к зданию, не менее чем на 15 см. При этом отметка низа отмостки должна превышать планировочную отметку не менее чем на 0,05 м.

9.14.2.7 При размещении ПС на заболоченной или подтопляемой территории следует предусматривать защиту от заболочения и затопления.

Защита площадки от затопления атмосферными водами, притекающими с нагорной стороны, производится при помощи водозащитных сооружений (нагорной канавы).

9.14.3 Автомобильные дороги

9.14.3.1 Для ПС с трансформаторами мощностью 1000 кВ·А и более должны предусматриваться следующие виды автомобильных дорог:

- подъездная дорога для связи ПС с общей сетью автомобильных дорог;
- резервный подъезд к ПС (при площади ПС более 5 га);
- внутриплощадочные автомобильные дороги.

Для перевозки тяжелых грузов (трансформаторов, шунтирующих реакторов) от разгрузочной площадки железнодорожной станции или причала водного транспорта до площадки ПС, в случае отсутствия подъездного железнодорожного пути, должен быть разработан автодорожный маршрут.

9.14.3.2 Проект подъездных автомобильных дорог ПС следует увязывать со схемами районных планировок и с генеральными планами населенных пунктов и

промышленных предприятий при расположении площадки в пределах последних.

9.14.3.3 Подъездные автомобильные дороги относятся к 5-ой категории по СП 34.13330.2012. Они должны иметь ширину проезжей части 4,5 м, в пределах населенных пунктов - в соответствии с типом существующих или проектируемых автомобильных дорог по согласованию с местными организациями. При доставке оборудования трейлерами ширина проезжей части уточняется в каждом конкретном случае в зависимости от габаритов транспортных средств.

Внутриплощадочные автомобильные дороги должны иметь ширину проезжей части не менее:

- 3,5 метров – при высоте зданий или сооружения до 13,0 м включительно;
- 4,2 метра – при высоте здания от 13,0 метров до 46 метров включительно;
- 6,0 метров – при высоте здания более 46 метров.

Ширина трейлерного проезда, являющегося продолжением подъездной автодороги в пределах площадки, должна быть равной не менее 4,5 метра.

Покрытие ремонтных площадок у трансформаторов выполняется аналогично покрытию основных внутриплощадочных дорог.

9.14.3.4 Автомобильные дороги, являющиеся также и пожарными проездами с усовершенствованным облегченным покрытием, должны быть предусмотрены к трансформаторам, шунтирующим реакторам, к зданию маслохозяйства и емкостям масла, ОПУ, ЗРУ, вдоль рядов выключателей ОРУ напряжением 110 (150) кВ, вдоль батарей конденсаторов статических компенсаторов, к материальному складу и насосным резервуарам воды.

Ко всем остальным зданиям и сооружениям предусматриваются проезды с щебеночным (гравийным) или грунтощебеночным покрытием, обеспечивающим круглогодичный проезд автотранспорта.

9.14.3.5 Покрытие проезжей части подъездных основных внутриплощадочных автомобильных дорог выполняется:

- для ПС 35, 110 (150) кВ - с использованием местных дорожно-строительных материалов на основе технико-экономического сравнения вариантов;
- щебеночное или гравийное;
- чернощебеночное или черногравийное.

В отдельных случаях, при специальном обосновании, для ПС 110 (150) кВ допускается устройство асфальтобетонного, цементобетонного покрытия.

При отсутствии местных дорожных строительных материалов покрытие дорог на ПС, расположенных в северной строительно-климатической зоне, выполняется из сборных железобетонных плит.

При благоприятных грунтовых условиях, обеспечивающих круглогодичный проезд автотранспорта для ПС 35, 110 (150) кВ, допускается проектировать автомобильные дороги с низшим покрытием (из грунтов, улучшенных местным каменным материалом).

9.14.3.6 Покрытие подъездных дорог ПС 110 (150) кВ протяженностью до 200 м, примыкающих к дорогам с усовершенствованным покрытием, и участка внутриплощадочной дороги до места установки или разгрузки тяжелого оборудования допускается выполнять из сборных железобетонных плит.

9.14.3.7 Существующие автодороги на реконструируемой ПС должны быть обследованы на возможность их дальнейшего использования с точки зрения технического состояния их конструкции и габаритов для провозки и обслуживания вновь устанавливаемого оборудования. При необходимости выполняется проект реконструкции автодорог.

9.15 Системы инженерно-технического обеспечения ПС

9.15.1 Отопление, вентиляция и кондиционирование зданий ПС

9.15.1.1 Здания любого исполнения должны быть оборудованы системами отопления, вентиляции, кондиционирования и противодымной вентиляции в соответствии с действующей НД.

9.15.1.2 Закрытые лестничные клетки без естественного освещения должны оборудоваться системами подпора воздуха с автоматическим (от дымовых пожарных извещателей) и ручным (по месту) включением при пожаре.

9.15.1.3 Устройства ручного управления системами вентиляции необходимо предусматривать в удобных местах для действий персонала при пожаре.

9.15.1.4 Вытяжные установки пожароопасных помещений следует располагать в отдельных помещениях, ограждающие конструкции которых предусматриваются с пределом огнестойкости не менее R 45.

9.15.1.5 Не допускается установка осевых вентиляторов в перегородках и других ограждающих конструкциях кабельных сооружений.

9.15.1.6 Система вентиляции в помещениях, оборудованных автоматическими установками пожаротушения, должна отключаться при срабатывании пожарной сигнализации.

9.15.1.7 В помещениях аккумуляторных батарей с напряжением более 2,3 В на элемент на подстанциях и ОРУ необходимо предусматривать стационарную приточно-вытяжную вентиляцию с механическим побуждением. В схемах управления и автоматики аккумуляторных батарей должна предусматриваться блокировка, не допускающая проведение заряда батарей при отключенной вытяжной вентиляции. Сигнал о прекращении действия приточной вентиляции должен передаваться на щит управления.

9.15.1.8 Прокладка транзитных технологических коммуникаций и вентиляционных коробов через помещения АСУ ТП не допускается.

Системы вентиляции и кондиционирования воздуха помещений АСУ ТП должны выполняться из негорючих материалов и оборудоваться устройствами, обеспечивающими их отключение при пожаре, как по месту их расположения, так и со щита управления (БЩУ, ЦЩУ, ГЩУ).

9.15.1.9 Помещения СПЗ комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией

9.15.1.9.1 При проведении газотехнических работ для обеспечения температуры в зале КРУЭ не ниже плюс 15 °С необходимо предусматривать дополнительную систему электрообогрева.

9.15.1.9.2 В зале КРУЭ должна быть выполнена приточно-вытяжная вентиляция с механическим побуждением, обеспечивающая однократный обмен воздуха в час, с применением двух взаимнорезервирующих вентиляторов и

фильтрацией приточного воздуха (обеспыливанием).

9.15.1.9.3 Вентиляция должна обеспечивать обмен воздуха в зале КРУЭ, помещениях для хранения баллонов с элегазом и забор воздушной среды из кабельных помещений и кабельных каналов.

9.15.1.9.4 Подача приточного воздуха осуществляется непосредственно в рабочую зону залов. Вытяжка осуществляется на 2/3 производительности системы из нижней зоны здания и на 1/3 из верхней зоны.

9.15.1.9.5 Заборные устройства вытяжной вентиляции должны располагаться на высоте не более 300 мм от пола зала КРУЭ (кабельного помещения).

9.15.1.9.6 В залах КРУЭ предусматривается трехкратная аварийная вентиляция, для которой используются общеобменная вытяжная вентиляция и аварийная система вентиляции, рассчитанная на дополнительный (от стационарного режима) объем воздуха.

9.15.1.9.7 Аварийная вытяжная вентиляция включается по сигналу от датчика (газового анализатора) при повышении предельно допустимой концентрации элегаза в зале КРУЭ, помещении для хранения баллонов с элегазом и кабельных помещениях под залом КРУЭ. При этом:

- при достижении в помещениях с 10% от предельно допустимой концентрации элегаза предусматривается выдача предупредительной сигнализации дежурному;

- при величине концентрации элегаза более 5000 мг/м^3 предусматриваются автоматический запуск приточно-вытяжной вентиляции и выдача сигнализации дежурному, а также автоматическое звуковое и световое оповещение, установленное как в залах КРУЭ, так и перед их входами.

Датчики устанавливаются на уровне пола не менее чем в двух местах помещения с наиболее вероятным скоплением элегаза.

9.15.1.9.8 Пульты управления приточно-вытяжными системами залов КРУЭ должны располагаться при входах в залы КРУЭ (кабельное помещение).

9.15.1.9.9 Должно быть предусмотрено автоматическое отключение вентиляции в случае пожара.

9.15.1.9.10 В залах КРУЭ должна быть предусмотрена система, предотвращающая попадание в атмосферу газообразных и твердых продуктов распада элегаза при аварийных выбросах или КЗ с разгерметизацией объемов КРУЭ.

9.15.1.9.11 Температура в зале КРУЭ поддерживается в диапазоне от плюс 5°С до плюс 35 °С.

9.15.1.10 В помещениях СПЗ следует выполнять:

- систему жидкостного отопления с применением центральных электрокотлов;

- централизованную систему общеобменной вентиляции и кондиционирования с централизованным охлаждением воздуха (прецизионное кондиционирование) с учетом специальных требований к оборудованию.

Размещение ТСН в СПЗ допускается в случае применения трансформаторов с сухой изоляцией. При этом вентиляцию помещений ТСН рекомендуется обеспечивать естественным путем через жалюзи в дверях камер ТСН. Для районов с жарким климатом допускается обустройство дополнительной местной приточно-

вытяжной вентиляции в камерах ТСН.

9.15.1.11 Климатические параметры помещений линейно-аппаратного зала и аппаратных:

- температура окружающего воздуха от плюс 5 °С до плюс 40 °С;
- влажность - от 50% до 80%.

9.15.1.12 Вентиляцию помещений АБ, залов КРУЭ, кислотной, залов силовых трансформаторов, помещений ТСН, дизель-генераторной следует выполнять автономной.

9.15.1.13 Конструкции воздуховодов и каналов систем приточно-вытяжной противодымной вентиляции и транзитных каналов (в том числе воздуховодов, коллекторов, шахт) вентиляционных систем различного назначения должны быть огнестойкими и выполняться из негорючих материалов. Узлы пересечения ограждающих строительных конструкций с огнестойкими каналами вентиляционных систем и конструкциями опор (подвесок) должны иметь предел огнестойкости не ниже пределов, требуемых для таких каналов. Для уплотнения разъемных соединений (в том числе фланцевых) конструкций огнестойких воздуховодов допускается применение негорючих материалов.

9.15.1.14 На каждом воздуховоде пожароопасных помещений в местах прохода через ограждающие строительные конструкции следует предусматривать установку огнезадерживающих клапанов. Клапаны должны закрываться при срабатывании установки автоматического пожаротушения или пожарной сигнализации. Противопожарные клапаны должны оснащаться автоматическими и дистанционно управляемыми приводами. Использование термочувствительных элементов в составе приводов нормально открытых клапанов следует предусматривать в качестве дублирующих. Для противопожарных нормально закрытых клапанов и дымовых клапанов применение приводов с термочувствительными элементами не допускается. Противопожарные клапаны должны обеспечивать при требуемых пределах огнестойкости минимально необходимые значения сопротивления дымогазопроницанию.

9.15.1.15 Дымовые люки вытяжной вентиляции с естественным побуждением тяги следует применять с автоматическими и дистанционно управляемыми приводами (с возможностью дублирования термоэлементами), обеспечивающими тяговые усилия, необходимые для преодоления механической, в том числе снеговой и ветровой нагрузки.

9.15.1.16 Вытяжные вентиляторы систем противодымной защиты зданий и сооружений должны сохранять работоспособность при распространении высокотемпературных продуктов горения в течение времени, необходимого для эвакуации людей (при защите людей на путях эвакуации), или в течение всего времени развития и тушения пожара (при защите людей в пожаробезопасных зонах) [97] и [98].

9.15.1.17 Противопожарные дымогазонепроницаемые двери должны обеспечивать при требуемых пределах огнестойкости минимально необходимые значения сопротивления дымогазопроницанию (часть 5 в [97]).

9.15.1.18 Противодымные экраны (шторы, занавесы) должны быть

оборудованы автоматическими и дистанционно управляемыми приводами (без термоэлементов) и выполнены из негорючих материалов с рабочей длиной выпуска не менее толщины образующегося при пожаре в помещении дымового слоя.

9.15.1.19 Фактические значения параметров систем вентиляции, кондиционирования и противодымной защиты (в том числе пределов огнестойкости и сопротивления дымогазопроницанию) должны устанавливаться по результатам испытаний в соответствии с методами, установленными нормативными документами по пожарной безопасности.

9.15.1.20 Для стационарного отопления залов КРУЭ следует использовать электрические конвекторы с автоматическим поддержанием необходимого по температуре режима работы.

В случае использования электрообогревателей с теплоносителем последний должен быть негорючим и хладостойким.

Использование для отопления открытых нагревательных приборов (ТЭНы, калориферы) не допускается.

9.15.1.21 Отопление зданий ПС (кроме СПЗ) осуществляется на ПС 35, 110 (150) кВ:

- без обслуживающего персонала с помощью электроприборов с автоматическим поддержанием необходимого по температуре режима работы. Теплоносители в электроприборах должны быть хладостойкими;

- с обслуживающим персоналом, при наличии технико-экономического обоснования, с помощью электрокотлов либо путем присоединения к существующей тепловой сети.

9.15.2 Хозяйственно-питьевое водоснабжение и канализация

9.15.2.1 На ПС, имеющих постоянный дежурный персонал, и на ПС с дежурством на дому, при расположении жилого дома вблизи ПС, следует предусматривать хозяйственно-питьевой водопровод и хозяйственно-фекальную канализацию с подключением к существующим сетям, а при отсутствии сетей - простейшие очистные сооружения (септик, хлораторную, поля фильтрации, установки для полной биологической очистки или водонепроницаемый выгреб) по согласованию с органами санитарного надзора.

При невозможности сооружения хозяйственно-питьевого водопровода допускается использование водозаборных скважин, шахтных колодцев.

9.15.2.2 При проектировании ПС, где в качестве источника водоснабжения планируется артезианская скважина, необходимо предусмотреть разработку проекта зон санитарной охраны (ЗСО) в соответствии с [99], разработку и получение пакета документов в соответствии с требованиями [100] и [101], а также предусмотреть проектной документацией оборудование устья скважины электронными приборами замера уровней подземных вод, оборудование скважины приборами учета расхода и устройства для пробоотбора подземных вод.

Проект ЗСО должен входить в состав проектной документации.

9.15.2.3 На ПС без постоянного дежурного персонала должны предусматриваться неутепленные уборные и шахтные колодцы.

9.15.2.4 Если вода из колодцев непригодна для питья или ПС размещается в

районах с глубиной промерзания грунтов более 2,0 м или в районах с многолетнемерзлыми и скальными грунтами, необходимо предусматривать доставку воды передвижными средствами.

9.15.2.5 При расположении ПС 35, 110 (150) кВ без постоянного дежурного персонала вблизи существующих или проектируемых систем водоснабжения и канализации (на расстоянии до 500 м) в здании ОПУ должен предусматриваться водопровод и санитарно-технические блоки (душ, умывальник, унитаз).

На ПС без ОПУ водопровод и санитарно-технические блоки должны быть предусмотрены в помещении для приезжего оперативного и ремонтно-эксплуатационного персонала.

9.15.2.6 При определении расхода воды на хозяйственно-питьевые нужды следует учитывать для засушливых районов полив всей территории ПС за исключением территории ОРУ.

9.15.2.7 Сети водопровода рекомендуется выполнять из оцинкованного металла, а сети канализации - из полиэтиленовых труб. Предпочтение следует отдавать трубам и соединительным деталям из полимерных материалов (полиэтилена, поливинилхлорида, полипропилена, сшитого полиэтилена, полибутена, стеклопластика и т.п.).

9.15.2.8 Жесткая заделка труб в стенах и фундаментах зданий при наличии просадочных грунтов, а также при сейсмичности выше 6 баллов не допускается. Зазоры следует заделывать плотными эластичными материалами.

9.15.3 Техническое водоснабжение

9.15.3.1 Системы технического водоснабжения для нужд охлаждения СК следует проектировать по оборотной схеме.

9.15.3.2 Тип охладителя (градирни или брызгальные бассейны) выбирается с учетом климатических условий района размещения ПС.

9.15.3.3 Качество добавочной воды в системах технического водоснабжения должно исключать отложение карбоната кальция и магния в трубах охладителей и их коррозию. Для обеспечения этого условия должна использоваться стабилизационная обработка воды.

9.15.4 Отвод масла

9.15.4.1 Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненного оборудования на ПС должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

9.15.4.2 Маслоотводы выполняются закрытыми. В отдельных случаях (например, при сильнопучинистых грунтах, высоких уровнях грунтовых вод и пр.), при специальном обосновании, допускаются открытые маслоотводы при соблюдении следующих условий:

- при сооружении бордюра по периметру маслоприемника для задержания растекающегося масла;
- трасса маслоотводов проходит на расстоянии не менее 10 м от маслонаполненной аппаратуры;
- сброс масла из маслоприемников осуществляется в маслосборник, как правило, закрытый, с последующей откачкой в передвижные емкости стационарным

или передвижным насосом.

9.15.4.3 Допускается размещение маслосборника вне ограды ПС (преимущественно для комплектных трансформаторных подстанций и ПС 110 (150) кВ по блочным и мостиковым схемам) при условии его ограждения, обеспечения к нему подъезда автотранспорта и наличии согласования с землевладельцем.

9.15.4.4 Маслосборники рассчитываются из условий размещения 100% масла, содержащегося в наибольшем трансформаторе, 80% расчетного расхода воды от автоматического пожаротушения, с предусматриваемой сигнализацией наличия условно чистой воды, с выводом сигнала на щит управления.

9.15.4.5 На ПС без автоматического пожаротушения емкость маслосборника рассчитывается из условия размещения 100% масла и 20% расчетного расхода воды из гидрантов.

9.15.4.6 Для закрытых ПС маслосборник предусматривается за пределами здания.

9.15.4.7 После ликвидации аварии на трансформаторе весь объем стоков, собранный в маслосборнике, должен вывозиться автотранспортом на регенерацию, а маслосборник должен очищаться от следов масла. Дождевая вода из маслоприемников трансформаторов поступает в маслосборник и далее выводится на очистные сооружения. После очистки дождевая вода отводится в коллектор хозяйственно-бытовой или ливневой канализации, при их отсутствии - на рельеф.

9.16 Ремонт, техническое и оперативное обслуживание

9.16.1 Проектирование сооружений, помещений и средств для ремонта и технического обслуживания должно соответствовать требованиям [55].

9.16.2 ЗП технического перевооружения или реконструкции ПС может предусматривать проектирование ремонтно-эксплуатационного пункта (РЭП) или здания вспомогательного назначения (ЗВН) для обеспечения ремонта и технического обслуживания ПС, группы ПС или прилегающего узла электросетей.

9.16.3 Оснащенность РЭП автотранспортом, спецмеханизмами и тракторами для осуществления ремонта и технического обслуживания принимается в соответствии с действующими отраслевыми нормативами комплектования указанными машинами и механизмами [102] и не должна ограничивать выполнение полного комплекса ремонтных работ.

9.16.4 Объемы и сроки проведения ремонтов и технического обслуживания оборудования, устройств и сооружений определяются [55], а также инструкциями заводов-изготовителей.

9.16.5 Форма и структура организации ремонта, технического и оперативного обслуживания ПС определяются утвержденной схемой организации эксплуатации или проектом организации предприятия (района) электрических сетей, в которых указываются местоположение и тип РЭП, оснащение их необходимыми механизмами и ремонтными средствами.

9.16.6 Проектирование РЭП осуществляется в виде самостоятельного проекта. Допускается включение РЭП в проекты ПС, если они предусмотрены в ЗП ПС.

Допускается включение в состав проекта ПС диспетчерского пункта (ДП) района электрических сетей в части оборудования для ДП и каналов диспетчерской

и технологической связи и телемеханики, если в соответствии с утвержденной схемой организации эксплуатации предусмотрено совмещение функций диспетчера по району и дежурного по ПС и в ЗП сделана соответствующая запись.

Состав и численность персонала ПС, осуществляющего ремонт, оперативное и техническое обслуживание оборудования и устройств ПС, определяется по [103]. Численность персонала и его состав также определяются исходя из условий выполнения работы [50].

9.16.7 Ремонт и техническое (сервисное) обслуживание ПС должны осуществляться специализированными бригадами РЭП ПЭС (РЭС) с базовой ПС группы ПС. Для обслуживания ПС предусматриваются производственные помещения в ОПУ, передвижные ремонтные мастерские службы или группы ПС. В случае, когда ПС является базовой для группы ПС, не имеющих РПБ, предусматривается ЗВН.

9.16.8 В ОПУ ПС, а также на закрытой ПС, независимо от формы обслуживания, должны предусматриваться помещения для персонала, осуществляющего ремонт и техническое обслуживание силового оборудования, релейной защиты, автоматики, средств телемеханики, управления и связи. Рабочее место оперативного персонала ПС должно предусматриваться в помещении панелей управления, которое отделяется от помещения панелей релейной защиты сплошным ограждением.

9.16.9 В зале КРУЭ предусматриваются монтажно-ремонтная площадка и место для размещения сервисной аппаратуры. Указанные помещения, а также санузел с холодной и горячей водой должны располагаться на одном уровне с залом КРУЭ.

9.16.10 Ремонтное обслуживание трансформаторов на ПС напряжением до 110 (150) кВ включительно, независимо от мощности трансформаторов, осуществляется на месте их установки с помощью передвижных кранов.

Рядом с трансформатором следует предусматривать площадку для размещения элементов, снятых с ремонтируемого трансформатора, а также технологического оборудования и такелажа, необходимых для ремонтных работ. При этом должно быть обеспечено расстояние:

- от крана до оборудования - 1,0 м;
- между оборудованием - 0,7 м.

9.16.11 При техническом перевооружении и реконструкции ПС установка силовых трансформаторов напряжением 35, 110 (150) кВ мощностью 10 МВ·А и более должна выполняться непосредственно на фундаменте без кареток и рельс, кроме ПС с путями перекатки и ПС с закрытой установкой трансформаторов.

9.16.12 Железнодорожные пути для перекатки трансформаторов на ПС 35, 110 (150) кВ предусматриваются в случаях, если:

- имеется или предусматривается башня для ремонта трансформаторов;
- предусматривается закрытая установка трансформаторов.

9.17 Безопасность и антитеррористическая защищенность объектов

9.17.1 Организационные и правовые основы в сфере обеспечения безопасности объектов топливно-энергетического комплекса в Российской

Федерации, в целях предотвращения актов незаконного вмешательства установлены [104].

Обеспечение безопасности и антитеррористической защищенности объекта осуществляется путем определения угроз совершения актов незаконного вмешательства и предупреждения таких угроз, категорирования объектов, разработки и реализации мер по созданию системы физической защиты.

Система физической защиты объекта включает в себя:

а) персонал физической защиты;

б) комплекс организационных, административных и правовых мероприятий;

в) инженерно-технические средства охраны.

К инженерно-техническим средствам охраны относятся:

а) инженерно-технические средства защиты: инженерные заграждения; инженерные средства и сооружения: контрольно-пропускные пункты;

помещения для размещения подразделений охраны;

б) технические средства охраны: система охранной сигнализации; система охранная телевизионная; система контроля и управления доступом;

система сбора и обработки информации, включающая подсистему связи и передачи извещений к пультам централизованного наблюдения; технические средства досмотра;

в) вспомогательные системы: система охранного освещения;

система оповещения о тревоге, чрезвычайной ситуации и др.;

система электропитания;

система оперативной связи подразделений охраны.

Разработка проектной документации на инженерно-технические средства охраны должна выполняться на основании утвержденного в установленном порядке технического задания на проектирование (модернизацию, реконструкцию) инженерно-технических средств охраны объекта.

Требования к инженерно-техническим средствам охраны объектов распределительных сетей 6-110 (150) кВ определяются в зависимости от установленной категории опасности объектов на основании [105], а также на основании [106].

9.17.2 При проектировании ПС, которым не присваивается категории опасности, следует предусматривать инженерно-технические средства охраны объекта в составе:

инженерно-технические средства защиты: инженерные заграждения; инженерные средства и сооружения;

технические средства охраны: система охранной сигнализации;

вспомогательные системы: система электропитания.

Требования к инженерно-техническим средствам охраны объектов ЭСХ без категории определяются на основании [70].

9.17.3 Территория ПС должна ограждаться. Ограда должна быть сплошной или просматриваемой высотой не менее 2,5 м.

Сплошное ограждение может быть:

- железобетонным (толщина не менее 100 миллиметров);

- каменным, кирпичным (толщина не менее 250 миллиметров);

- сплошным металлическим (толщина листа на менее 2 миллиметров).

Просматриваемое ограждение может быть изготовлено из:

- сварной металлической (стальной) сетки или решетки с диаметром прута не менее 5 мм, имеющей антикоррозийную защиту;

- объемной или плоской спирали из колючей оцинкованной проволоки (ленты);

- сварной решетки, изготовленной из прямоугольного профиля сечением от 25х25 до 30х30 мм;

- композиции двух элементов (сварная сетчатая панель и плоская АКЛ);

- металлических оцинкованных панельных решетчатых систем ограждений с полимерным покрытием.

Не рекомендуется применение сетчатых ограждений, на основе витой сетки ввиду ее пониженных эксплуатационных характеристик.

В соответствии со степенью защиты объекта от проникновения по верху ограждения устанавливается дополнительное ограждение, по низу выполняются противоподкопные заграждения (для железобетонных или сплошных металлических ограждений) с заглублением в грунт не менее 0,5 метра.

Верхнее дополнительное ограждение представляет собой противоперелазный козырек на основе спиральной или плоской армированной колючей ленты диаметром не менее 0,5 метра. В качестве козырька возможно использование проволочного или сетчатого полотна шириной не менее 0,6 метра. Кроме установки по верху основного ограждения дополнительное ограждение следует устанавливать на крышах и стенах одноэтажных зданий, примыкающих к основному ограждению объекта или являющихся составной частью его периметра.

Ограждения территории подстанций, как правило, должны выполняться просматриваемыми. При расположении подстанции вблизи дорог общего пользования необходимо предусмотреть мероприятия, исключающие прорыв на территорию объекта автомобильного транспорта в случае аварий (применение конструкций сетчатых и решетчатых ограждений повышенной прочности, устройство фундаментов ограждений в виде железобетонного цоколя высотой не менее 0,5 метра с заглублением в грунт не менее 0,5 метра, установка дополнительных бетонных заграждений и т.п.).

Сплошным ограждение может выполняться в исключительных случаях: при размещении подстанций в труднодоступных районах, в местах возможного проникновения на территорию подстанции диких животных, в районах с повышенными рисками низовых пожаров, в промышленных зонах (в т.ч. с повышенной загрязненностью атмосферы), по требованию органов архитектуры и градостроительства Субъектов РФ. Запрещается выполнять устройство ограждений из железобетонных плит.

В районах с особыми климатическими условиями типы и конструктивные решения ограждений определяются проектом.

9.17.4 По периметру территории ПС на въездах (выездах) устанавливаются основные и запасные (аварийные) ворота, закрывающиеся на внутренний замок.

Подвеска ворот должна исключать их снятие с петель без применения инструмента. Расстояние от нижнего края створок ворот до уровня земли должно быть не более 0,1 м. Конструкция ворот должна обеспечивать их жесткую фиксацию в закрытом (открытом) положении.

9.17.5 Редко открываемые ворота (запасные, аварийные) со стороны территории должны запираться на засовы и висячие (навесные) замки.

9.17.6 Верх ворот основных ограждений усиливается дополнительным ограждением - козырька из колючей проволоки в несколько рядов или спирали типа АСКЛ.

9.17.7 Разрешается на основном ограждении или рядом с ним размещать технические средства:

- систему охранной сигнализации;
- систему охранную телевизионную;
- систему охранного освещения.

9.17.8 Заграждения антитеррористической направленности должны по возможности иметь эстетичный вид.

9.17.9 Указательные и предупредительные плакаты рекомендуется устанавливать с шагом 50 м, но не менее одного знака на каждый прямолинейный участок.

9.17.10 Входные наружные двери всех помещений ПС 35, 110 (150) кВ выполняются металлическими и оборудуются внутренними замками.

9.17.11 Остекление зданий на территории ПС рекомендуется сокращать до минимума, особенно на ПС без постоянного дежурного персонала, т.е. без персонала, осуществляющего дежурство круглосуточно.

Оконные проемы не должны предусматриваться в следующих зданиях и сооружениях ПС 35, 110 (150) кВ:

- в ЗРУ на ПС без постоянного дежурного персонала;
- на фасадной стороне ОПУ в случае совмещения фасадной линии ОПУ с оградой ПС;
- в кабельных этажах и шахтах;
- в складских помещениях.

В случае выполнения остекления окон второго этажа из обычного стекла предусматривается закрытие их решетками.

9.17.12 Конструкция ввода и вывода кабелей, водопровода и канализации на территории ПС должна исключать проникновение на ПС посторонних лиц.

19.17.13 Перечень мероприятий по гражданской обороне, предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (ПМ ГОЧС) при проектировании электросетевых объектов определяется Градостроительным кодексом РФ от 24.12.04 г. ст.48 п.14 (ГК РФ).

Для электросетевых объектов класса напряжения 0,4-110 (150) кВ раздел ПМ ГОЧС может быть разработан:

- по требованию заказчика;
- если объект электроэнергетики находится на территории потенциально-опасного объекта (ГК РФ ст. 48.1 п. 11);

- если объект электроэнергетики находится в зонах, определённых в п.4.4 СП 165.132800.2014.

19.17.14 В целях обеспечения безопасности объектов ЭСХ, которым присвоена категория опасности в соответствии с [104], на этих объектах создаются системы защиты информации и информационно-телекоммуникационных сетей от неправомерных доступа, уничтожения, модифицирования, блокирования информации и иных неправомерных действий. Создание таких систем предусматривает планирование и реализацию комплекса технических и организационных мер, обеспечивающих в том числе антитеррористическую защищенность объектов ЭСХ.

Информация об указанных системах является информацией, доступ к которой ограничен федеральными законами.

При проектировании системы управления ПС, не имеющих категории опасности, должны быть приняты меры по обеспечению защиты информации от неправомерного доступа, уничтожения, модифицирования, блокирования, копирования, распространения, а также иных неправомерных действий в отношении такой информации, в том числе от деструктивных информационных воздействий (компьютерных атак) в соответствии с требованиями [107], [108] и [109].

При выборе программно-технических решений по обеспечению информационной безопасности предпочтение отдается решениям, удовлетворяющим следующим критериям:

- поддержка наибольшей степени интеграции с корпоративными программно-аппаратными платформами и используемыми средствами защиты информации;
- унификация разработчиков и поставщиков используемых продуктов;
- унификация средств и интерфейсов управления подсистемами информационной безопасности.

9.18 Особые условия окружающей среды

9.18.1 При проектировании ПС следует учитывать особые условия окружающей среды, в частности сейсмичность территории, особенности климата, степень загрязнения атмосферы, высоту расположения площадки ПС над уровнем моря.

9.18.2 Здания, сооружения, конструкции и оборудование ПС, находящихся на территории с повышенным уровнем сейсмичности (более 6 баллов), проектируются на требуемый уровень сейсмичности в соответствии с СП 14.13330.2014 и учетом [110].

9.18.3 При выборе площадки ПС необходимо в числе сравниваемых вариантов иметь площадку с I-ой или, в крайнем случае, II-ой категорией грунта по сейсмическим свойствам.

9.18.4 При выборе оборудования, устанавливаемого на ПС, следует предусматривать оборудование в сейсмостойком исполнении.

9.18.5 Трансформаторы напряжением 35, 110 (150) кВ должны устанавливаться на фундаменты непосредственно без катков, с креплением к закладным элементам фундамента для предотвращения смещений в горизонтальных и вертикальных направлениях при расчетных сейсмических воздействиях [111].

9.18.6 При проектировании фундаментов под трансформаторы 110 (150) кВ в сейсмических районах рекомендуется руководствоваться [112].

9.18.7 Гибкую ошиновку ОРУ следует выполнять так, чтобы выбранное значение стрелы провеса провода исключало поломку аппаратов при их максимально возможном отклонении. Применение гибкой ошиновки предпочтительнее.

9.18.8 Жесткая ошиновка РУ 35, 110 (150) кВ должна иметь элементы компенсации, допускающие возможность отклонения аппаратов без их поломки.

9.18.9 Выводы низшего напряжения трансформаторов и другого электрооборудования следует соединять с жесткой ошиновкой через гибкие вставки.

9.18.10 При выборе оборудования в РУ и его компоновке следует стремиться к снижению центра тяжести этого оборудования, к снижению высоты конструкции, на которой установлено оборудование, отдавая предпочтение наземной установке с ограждением.

9.18.11 При установке оборудования на нескольких стойках следует выполнять жесткие связи между верхними частями этих стоек.

9.18.12 При применении высокочастотных заградителей рекомендуется использовать подвесной способ их установки.

9.18.13 В целях предотвращения расплескивания электролита рекомендуется применять аккумуляторные батареи типа СН либо другие аккумуляторы закрытого типа, должны быть приняты меры по закреплению конструкций стеллажей, а также фиксации аккумуляторов на стеллажах от подвижек.

9.18.14 При использовании типовых проектов, предназначенных для не сейсмичных территорий, следует осуществлять проверку устойчивости оборудования и конструкций при соответствующих данной территории сейсмических воздействиях путем выполнения расчетов и, в случае необходимости, выполнять мероприятия по увеличению устойчивости.

9.18.15 При разработке проектно-сметной документации следует предусматривать резервный запас оборудования ПС в объеме соответствующих нормативов.

9.18.16 При отсутствии отдельных видов электрооборудования в сейсмостойком исполнении допускается применение оборудования обычного исполнения с выполнением проектных решений, предусмотренных Стандартом.

9.18.17 В условиях холодного климата применяется электрооборудование в холодостойком исполнении (ХЛ1 или УХЛ1).

9.18.18 При отсутствии отдельных видов оборудования в холодостойком исполнении допускается, до разработки и освоения соответствующего исполнения, применять электрооборудование в исполнении для умеренного климата (У1).

9.18.19 В условиях загрязненной атмосферы природными или производственными уносами длина пути утечки внешней изоляции электрооборудования, устанавливаемого в ОРУ, выбирается в соответствии с ГОСТ Р 55195, ГОСТ 9920 и [2].

9.18.20 При отсутствии электрооборудования с требуемой длиной пути утечки внешней изоляции категории «В» (1У), до разработки соответствующего

исполнения, допускается применение выключателей, трансформаторов тока и разъединителей на следующий класс напряжения.

9.18.21 Для других видов электрооборудования предусматриваются мероприятия по периодическому восстановлению чистоты изоляции.

9.18.22 При неэффективности указанных решений следует предусматривать закрытую установку оборудования.

9.18.23 На ПС, расположенных на высоте более 1000 м над уровнем моря, следует предусматривать электрооборудование с внешней изоляцией для соответствующей высоты. При этом длина пути утечки внешней изоляции должна соответствовать [2].

9.18.24 При отсутствии указанного оборудования целесообразно применение электрооборудования с внешней изоляцией категории II*, если строительная высота изоляции больше строительной высоты изоляции категории I.

9.19 Охрана окружающей среды

Конструктивные технические решения проектируемой ПС должны соответствовать действующей редакции [41].

Должны предусматриваться:

- мероприятия по снижению напряженности электрического и магнитного полей до допустимых значений (применение стационарных, переносных и съемных экранирующих устройств, обеспечение заземления всех изолированных от земли крупногабаритных объектов, находящихся в электрическом поле, выбор соответствующей высоты установки оборудования и др.);
- сигнализация наполнения и средств удаления из маслосборников воды;
- специальная площадка для складирования банок конденсаторной батареи и др.

9.19.1 Изъятие земель в постоянное (площадка ПС) и во временное (склады, поселок строителей и др.) пользование не должно превышать размеров, ограниченных ведомственными нормами отвода земли.

9.19.2 При проектировании новой или реконструируемой ПС необходимо выполнить мероприятия, обеспечивающие допустимый уровень шума на территории жилой застройки, в соответствии с гигиеническими нормами Минздрава РФ.

9.19.3 Необходимость возведения шумозащитных сооружений определяется на основании акта натурных замеров шума от существующих трансформаторов (реакторов) в непосредственной близости от жилых и общественных зданий, находящихся в районе ПС.

9.19.4 Помещения закрытых ПС с КРУЭ оснащаются датчиками обнаружения элегаза, входящими в состав системы удаления элегаза в атмосферу посредством приточно-вытяжной вентиляции.

9.19.5 При расположении ПС в районах массового гнездования и мест остановки перелетных птиц при перелетах для предотвращения их гибели следует предусматривать закрытие отверстий полых железобетонных стоек опор сетками или наголовниками.

Прицезащитными устройствами различных типов (изолирующего,

антиприсадного, насестного, гнездообразующего) должны, при необходимости, оснащаться открытые токоведущие элементы (шины, шинные мосты 6-10 кВ, неизолированные провода, вводы КРУН (ЗРУ) 6-10 кВ), реклоузеры, разъединители, вводы трансформаторных подстанций, столбовых трансформаторных подстанций, индивидуальных трансформаторных подстанций.

(Зона защиты должна быть расположена вокруг заземленных элементов оборудования общим радиусом не менее 700 мм).

9.19.6 Выполнение специальных мероприятий на подступах к ПС, исключающих заносы ПС (повышенные заборы, лесонасаждения и др.) в районах с повышенными снегозаносами, не должно негативно сказываться на жизнедеятельности населения окружающей местности (например, приводить к заносам транспортных магистралей и др.).

9.19.7 Улучшение эстетического воздействия ПС достигается выполнением ряда мероприятий. При расположении ПС в городах и крупных населенных пунктах здания закрытых ПС должны архитектурно сочетаться с окружающими ПС строениями. Улучшение зрительного восприятия ПС на окружающей местности достигается путем уменьшения размеров площадки ПС и высоты конструкций на ней, посадки деревьев, сооружения земляной насыпи с посадкой деревьев и без нее.

9.19.8 Указанные требования в первую очередь относятся к ПС, площадки которых примыкают к охраняемым территориям (курортам, заповедникам, зонам отдыха и т.п.), а также к культурно-историческим центрам или природным памятникам.

По требованию заказчика в качестве приложения к разделу «Охрана окружающей среды» по отдельному договору может быть разработан экологический паспорт природопользователя, который утверждается природопользователем и согласовывается с территориальным органом по вопросам охраны окружающей природной среды. Экологический паспорт должен соответствовать ГОСТ Р 17.0.0.06.

10 Учёт электроэнергии

При проектировании новых и реконструируемых объектов ЭСХ должны быть выполнены мероприятия, обеспечивающие требования учёта электроэнергии федеральных оптового (ОРЭМ) и розничного рынков электроэнергии и мощности (РРЭ) на основании [113], другой действующей НД и НПА по созданию систем учета электрической энергии с удаленным сбором данных.

10.1 Автоматизированные системы учёта электроэнергии

10.1.1 Системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных, используемые для коммерческих расчетов на розничных рынках, должны формироваться как интеллектуальные системы учета электроэнергии, а системы учета электроэнергии для коммерческих расчетов на оптовом рынке - как автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

10.1.2 Системы учета электроэнергии в электросетевом комплексе должны охватывать все точки коммерческого (расчетного и контрольного) и технического учета активной и реактивной электроэнергии и мощности с целью получения полного баланса электроэнергии на объекте, включая балансы по уровням напряжения, секциям шин и собственным нуждам.

10.1.3 С целью формирования достоверных балансов электроэнергии учет прямого и обратного направлений электрической энергии организовывается на вводах силовых трансформаторов ПС и ТП, обходных выключателях и на каждой отходящей линии электропередачи, а также на присоединениях собственных (хозяйственных) нужд.

10.1.4 Средства учета электроэнергии для расчетов между субъектами РРЭ должны устанавливаться на границе балансовой принадлежности (ГБП). В случае прохождения ГБП по ПС, ТП, РУ, ВЛ, ВЛИ, ВЛЗ потребителя учет электроэнергии организуется с использованием выносных или split исполнении, в том числе высоковольтных пунктов коммерческого учета.

10.1.5 При отсутствии технической возможности и/или экономической целесообразности установки средств измерений на ГБП допускается их временная установка в иных точках сети при условии минимальной удаленности от ГБП.

10.1.6 Автоматизированные системы учета электрической энергии и мощности должны соответствовать требованиям Федерального Закона «Об обеспечении единства измерений». Средства измерения систем учета (приборы учета, ТТ, ТН) должны иметь свидетельство (сертификат), выданное Росстандартом, и быть аттестованы к применению в ПАО «Россети».

10.1.7 Системы учета электроэнергии на присоединениях, входящих в состав сечений поставки на ОРЭМ, должны соответствовать действующим требованиям к АИИС КУЭ ОРЭМ, предъявляемым НП «Совет рынка», и требованиям других нормативных технических документов и НПА, действующих в сфере регулирования коммерческого учета на ОРЭМ.

10.1.8 Интеллектуальные системы учета электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе (розничный рынок) должны соответствовать правилам

функционирования розничных рынков электрической энергии, требованиям НД и НПА.

10.1.9 Система учета электроэнергии должна создаваться как территориально-распределенная многоуровневая измерительно-информационная система с централизованным управлением и единым центром сбора, обработки, хранения и передачи данных измерений электроэнергии с распределенной функцией выполнения измерений электроэнергии.

10.1.10 Система учета электроэнергии представляет собой совокупность измерительных комплексов, связующих и вычислительных компонентов, устройств сбора и передачи данных, программных средств, предназначенную для измерения, хранения, удаленного сбора и передачи показаний приборов учета по одной и более точек поставки и включает следующие подсистемы:

- измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК), объединяющие функции, выполняемые измерительными трансформаторами и приборами учета, а также функции измерения значений электроэнергии и мощности, их хранения в течение установленного времени и выдачи по запросам ИВК или инициативно, а также функции объекта диспетчерского управления;

- информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), выполняющий функции сбора, первичной обработки и хранения данных учета, полученных от ИИК, а также функции преобразования форматов и протоколов передачи данных и выдачи данных учета по запросам ИВК. Уровень ИВКЭ может быть организован на базе УСПД, шлюза, промконтроллера, концентратора. Допускается организация удаленного сбора данных без применения ИВКЭ в соответствии с проектным решением;

- информационно-вычислительный комплекс сбора и обработки данных верхнего уровня (далее - ИВК), выполняющий функции запроса данных учета и вспомогательной информации от ИВКЭ или ИИК, их достоверизации, консолидации, хранения, анализа и представления, а также функции удаленного управления ИИК и ИВКЭ;

- система обеспечения единого времени (СОЕВ) - подсистема обеспечения единого времени, обеспечивающая синхронизацию всех элементов и подсистем комплекса в соответствии с единым календарным временем, с точностью не хуже ±5,0 с.

10.1.11 АИИС КУЭ должна обеспечивать получение данных о средних 30-минутных (коммерческих) значениях электрической мощности и об учтенной электроэнергии по зонам суток за календарные сутки и накопительно за заданный отрезок времени (неделю, месяц, год и т.д.).

10.1.12 Интеллектуальные системы учета электроэнергии должны обеспечивать выполнение в точках поставки электроэнергии измерений почасовых приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих объем отпуска (передачи) электроэнергии.

10.1.13 Оборудование ИВКЭ, применяемое в системах учета оптового рынка электроэнергии, должно обеспечивать хранение необходимых данных первичного учета электроэнергии в течение 45 суток, для розничных рынков – 90 суток.

10.1.14 В интеллектуальных системах учета электроэнергии распределительных сетей до 1 кВ информация от приборов учета должна поступать в виде цифрового кода на оборудование сбора и передачи данных (УСПД, промконтроллер, концентратор) с использованием различных каналов связи (технологии PLC, по радиоканалу и технологии ZigBee и др.) и далее - в ИВК по каналам связи (GSM/GPRS и др.). Система учета должна обеспечивать автоматический учёт и контроль за соблюдением потребителями заданных режимов потребления и баланса электроэнергии.

10.1.15 При подключении к ИВКЭ удалённых групп ИИК, расположенных вне ОПУ ПС или имеющих отдельный контур заземления, рекомендуется использовать ВОЛС и преобразователи интерфейса.

10.1.16 Для передачи данных по учету электроэнергии с уровня ИВКЭ на уровень ИВК необходимо использовать каналы связи со скоростью передачи не менее 9600 бит/с и коэффициентом готовности не хуже 0,95. Каналы связи, предназначенные для передачи информации, должны обеспечивать устойчивые соединения между устройствами различных уровней автоматизированных систем. Использование GSM связи допускается в качестве основного канала связи в случаях отсутствия других каналов связи, обеспечивающих устойчивое соединение, при условии реализации защиты указанного канала.

10.1.17 Необходимость резервирования каналов связи между ИВК и ИВКЭ определяется при расчете надежности функционирования системы. Детальные требования к средствам связи и каналам связи устанавливаются техническими условиями к системам учета.

10.1.18 Системы коммерческого учета электрической энергии и мощности на всех уровнях управления должны быть защищены от несанкционированного доступа к информации и ее произвольного изменения, как путем пломбирования отдельных элементов, так и программными средствами.

10.1.19 Системы коммерческого учета электрической энергии и мощности на всех уровнях управления должны быть защищены от импульсных перенапряжений и опасных токов.

10.1.20 Установку приборов учета, оборудования ИВКЭ следует производить в отдельно стоящих шкафах. Приборы учета электроэнергии по присоединениям 6 - 35 кВ должны устанавливаться производителем оборудования в соответствующих релейных отсеках ячеек КРУ (КРУН).

10.2 Приборы учета электроэнергии

10.2.1 Для учета электроэнергии в распределительных сетях 6 - 110 (150) кВ в точках коммерческого и технического учёта должны применяться многофункциональные трёхфазные приборы учета электроэнергии класса точности не хуже 0,5S активной энергии и 1,0 реактивной энергии, с возможностью дистанционного съёма данных, тарифного учёта не менее 4-х по зонам суток, передачи измерений накопленной информации об энергопотреблении по цифровым интерфейсным каналам (классы точности прибора учета, измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, входящих в состав измерительного комплекса, должны быть одинаковыми на прием и отдачу).

В системах учета распределительных сетей до 1 кВ должны применяться многофункциональные микропроцессорные трёхфазные приборы учета электроэнергии с возможностью дистанционного съёма данных, тарифного учёта не менее 4-х по зонам суток, контроля нормируемых показателей качества электроэнергии в электрических сетях, передачи измерений накопленной информации об энергопотреблении по цифровым интерфейсным каналам. В приборах учета должна быть предусмотрена функция дистанционного ограничения/отключения нагрузки, в том числе посредством внешней команды. Классы точности приборов учета должны быть:

- на объектах сетевых предприятий - не хуже 0,5 по активной энергии и не хуже 1,0 по реактивной энергии;
- на объектах потребителей электрической энергии - не хуже 1,0 по активной энергии и не хуже 2,0 по реактивной энергии.

10.2.2 Приборы учета должны проводить учёт активной и реактивной энергии и обеспечивать реверсивный учёт для присоединений, в которых возможны перетоки электроэнергии в двух направлениях.

10.2.3 Приборы учета должны обладать встроенными средствами защиты информации, включая средства обеспечения достоверности передаваемой технологической информации.

10.2.4 В приборах учета должна быть предусмотрена защита от воздействия магнитных полей (различной природы) на элементы прибора учета электрической энергии. В журнале событий о воздействии магнитного поля должны фиксироваться дата и время начала и окончания события.

10.2.5 Приборы учета электрической энергии должны обеспечивать измерение электроэнергии нарастающим итогом и вычисление усреднённой мощности за часовые интервалы времени.

10.2.6 Приборы учета электрической энергии должны обеспечивать возможность хранения данных коммерческого учета и формирования профиля нагрузки с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут для активной мощности.

10.2.7 Прибор учета при возникновении внештатных ситуаций (несанкционированном вмешательстве) должен иметь возможность выступать в качестве инициатора связи с уровнем ИВКЭ или ИВК.

10.2.8 Приборы учета электрической энергии, участвующие в расчетах на розничном рынке электрической энергии, должны обеспечивать хранение:

- профиля нагрузки с 60-минутным интервалом на глубину не менее 123 суток;
- данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, в том числе в прямом и обратном направлениях, с запрограммированными параметрами - не менее 3-х лет;
- суточных значений на глубину - не менее 120 суток.

10.2.9 Приборы учета электрической энергии должны обеспечивать ведение Журналов событий с привязкой ко времени (не менее 100 записей). СИ должно обеспечивать функцию самодиагностики.

10.2.10 В Журналах событий приборов учета должны фиксироваться:

- дата и время вскрытия клеммной крышки;
- дата и время вскрытия корпуса прибора учета;
- дата последнего перепрограммирования;
- изменение направления тока в фазных проводах;
- дата и время воздействия сверхнормативного магнитного воздействия;
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- изменение величины параметров качества электрической энергии;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- аварийные ситуации.

10.3 Измерительные трансформаторы для учёта электроэнергии

10.3.1 Измерительные трансформаторы тока (ТТ) следует применять в сетях 6 кВ и выше, а также в сетях до 1 кВ в случаях, когда измеряемый ток превышает 60 А, а присоединяемая мощность - более 25 кВт. При меньших токах в сетях до 1 кВ применяются приборы учета непосредственного включения.

10.3.2 В ТТ и трансформаторах напряжения (ТН) должны предусматриваться отдельные вторичные обмотки для подключения приборов учета электроэнергии с классом точности:

- не хуже 0,2S для ТТ и 0,2 для ТН при новом строительстве, реконструкции или модернизации точек учета для присоединений 35, 110 (150) кВ объектов сетевых предприятий, а также на объектах потребителей электрической энергии с присоединенной мощностью 100 МВт и выше;
- не хуже 0,5S для ТТ и 0,5 для ТН в остальных случаях и для присоединений 6 - 20 кВ, а также при присоединении к сетям 6 - 110 (150) кВ потребителей мощностью менее 100 МВт;
- не хуже 0,5 для ТТ на отходящих линиях и вводах 0,4 кВ объектов сетевых предприятий.

Для присоединения потребителей к сетям до 1 кВ вторичные обмотки ТТ для подключения приборов учета электроэнергии должны быть класса точности не хуже 0,5.

10.3.3 Фактические вторичные нагрузки измерительных трансформаторов тока и напряжения должны соответствовать требованиям нормативных документов и обеспечивать работу трансформаторов в требуемом классе точности. Выбор основных технических характеристик ТТ и ТН должен быть обоснован расчетами.

10.3.4 Падение напряжения во вторичных цепях ТН не должно превышать 0,25%.

10.3.5 Выводы вторичных обмоток измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, должны быть защищены от несанкционированного доступа.

10.3.6 Вторичные цепи ТТ и ТН следует выполнять экранированным контрольным медным кабелем, огнестойким, не распространяющим горение. Сечение жил кабелей должно соответствовать требованиям [1] (п. 3.4.4) и быть подтверждено расчетами. Применение алюминиевых проводников при новом строительстве и реконструкции запрещается.

10.3.7 Прибор учета должен быть подключен к вторичным обмоткам измерительных трансформаторов через опломбируемую испытательную коробку, предусматривающую возможность замены прибора учета и подключения образцового прибора учета без отключения присоединения (кроме приборов учета непосредственного включения).

10.4 Требования по надежности

10.4.1 Для обеспечения надежности при проектировании системы учета электрической энергии необходимо выбрать высоконадежное оборудование, предусмотреть резервирование электропитания оборудования, а также организационные мероприятия, обеспечивающие повышение надежности.

10.4.2 Оборудование системы должно удовлетворять требованиям надежности и готовности в следующих аспектах:

- прочность механической конструкции;
- защищенность от электрических помех;
- высококачественные составляющие (компоненты);
- надежно проверенные электронные блоки;
- полнота документации;
- интегральные функции самодиагностики и наблюдения;
- отображение сообщений об ошибках;
- быстрая замена дефектных модулей;
- послепродажное обслуживание.

10.4.3 Параметры надежности технических средств системы должны быть отражены в проекте в соответствии с ГОСТ 27.003 (с указанием показателей надежности в справке производителя или паспорте).

10.4.4 Значения показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983 и ГОСТ 7746, должны быть:

- средний срок службы - не менее 30 лет;
- средняя наработка до отказа - не менее 300000 часов.

10.4.5 Значения показателей надежности для приборов учета электроэнергии:

- средняя наработка на отказ - не менее 100000 часов;
- среднее время восстановления - не более 72 часов.

10.4.6 Показатели надежности для ИВКЭ:

- средняя наработка на отказ - не менее 50000 часов;
- среднее время восстановления - не более 24 часов.

10.4.7 Значения показателей надежности ИБП:

- средняя наработка на отказ - не менее 50000 часов;
- среднее время восстановления - не более 1 час.

10.4.8 Значения показателей надежности ИВК:

- коэффициент готовности не менее 0,99;
- среднее время восстановления не более 1 часа.

10.4.9 Значения показателей надежности СОЕВ:

- коэффициент готовности не менее 0,95;
- среднее время восстановления не более 24 часов.

10.4.10 Значения показателей надежности для системы учета:

- коэффициент готовности не менее 0,95.

10.4.11 Установленный полный срок службы системы учета - не менее 20 лет.

10.5 Требования к метрологическому обеспечению

10.5.1 Метрологическое обеспечение АИИС на стадии проектирования должно соответствовать ГОСТ Р 8.596 и включать в себя:

- нормирование и расчет метрологических характеристик измерительных каналов;
- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС;
- разработку методики поверки АИИС КУЭ;
- разработку процедуры утверждения типа и испытания АИИС с целью утверждения типа в соответствии с [114] (раздел «Метрологическое обеспечение»);
- разработку процедуры поверки и калибровки измерительных каналов АИИС (раздел «Метрологическое обеспечение»).

Общие требования к средствам измерений, выбираемых на стадии разработки проектной документации:

- средства измерений должны быть утвержденного типа (зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений);
- на момент ввода в эксплуатацию СИ должны быть поверены и иметь действующие свидетельство (сертификат) и/или знак о поверке.

Средства измерения, входящие в состав технических устройств и являющиеся их неотъемлемой частью должны иметь возможность поверки/калибровки на месте эксплуатации без демонтажа или иметь межповерочный интервал, равный сроку службы оборудования, на котором оно установлено.

10.5.2 Расчет пределов допустимой относительной погрешности измерительных каналов проводится в соответствии с типовой методикой, приведенной в [115].

10.5.3 При расчёте суммарной погрешности измерений измерительных каналов должны быть учтены:

- токовая погрешность трансформатора тока по ГОСТ 7746;
- погрешность напряжения трансформатора напряжения по ГОСТ 1983;
- основная погрешность прибора учета по ГОСТ 31819.22;
- погрешность трансформаторной схемы включения прибора учета за счет угловых погрешностей ТТ, ТН и коэффициента мощности;
- дополнительные погрешности прибора учета электроэнергии вследствие влияния внешних воздействий;
- погрешность из-за потери (падения) напряжения в линии присоединения прибора учета к трансформатору напряжения в соответствии с [1], [116];
- погрешность синхронизации времени при измерении текущего астрономического времени.

10.5.4 Нормы основной относительной погрешности измерения по каждому ИИК для значений cos φ в интервале 0,8÷1 не должны превышать:

- для области нагрузок до 2 % (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;

- для области малых нагрузок (2 %÷20 % включительно) - не хуже 2,9 %;

- для диапазона нагрузок 20 %÷120 % - не хуже 1,7 %.

10.5.5 Нормы основной относительной погрешности измерения по каждому ИИК для значений cos φ в интервале 0,5÷0,8 не должны превышать:

- для области нагрузок до 2 % (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;

- для области малых нагрузок (2 %÷20 % включительно) - не хуже 5,5 %;

- для диапазона нагрузок 20 %÷120 % - не хуже 3,0 %.

11 Требования к системе мониторинга и управления качеством электроэнергии

11.1 Организация системы мониторинга качества электрической энергии (СМиУКЭ) осуществляется путем установки стационарных приборов контроля качества электрической энергии на реконструируемых и вновь строящихся подстанциях.

11.2 При организации СМиУКЭ должен быть предусмотрен удаленный доступ к приборам контроля качества электроэнергии с АРМ служб метрологии и контроля качества электроэнергии.

11.3 СМиУКЭ должна обеспечивать:

- непрерывные (круглосуточные) измерения текущих параметров качества электрической энергии;
- передачу собранной информации с уровня ПС на уровень управления;
- хранение результатов измерений ПКЭ;
- обработку результатов измерений и автоматизированное формирование стандартизованной отчетности о КЭ в сети.

12 Пожарная безопасность

12.1 Обеспечение пожарной безопасности объектов электросетевого хозяйства предусматривает реализацию комплекса мероприятий по предотвращению возникновения, локализации и ликвидации пожара в соответствии с требованиями [97] и [98]. Данный комплекс мероприятий необходимо проектировать как единую систему, состоящую из:

- системы предотвращения пожара, включающей проектные решения по молниезащите зданий, обеспечению пожарной безопасности электроснабжения и ограничению применения горючих строительных материалов, использованию устройств предотвращения воспламенения и самотушению проливов горючих жидкостей;
- системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (СОУЭ), включающей проектные решения по устройству эвакуационных выходов и путей эвакуации, использованию технических средств системы оповещения людей о возникновении пожара, организации и управления эвакуацией.
- системы предотвращения распространения пожара, включающей организацию противопожарных разрывов между зданиями; проектные решения по разделению зданий на пожарные отсеки; регламентацию пределов огнестойкости строительных конструкций и заполнений проемов; проектные решения по ограничению распространения пожара по электрическим, вентиляционным и трубопроводным коммуникациям;
- системы локализации пожара на начальной стадии, включающей первичные средства и автоматические установки пожаротушения, технические средства внутреннего противопожарного водопровода здания;
- системы ликвидации пожара, включающей технические средства наружного противопожарного водоснабжения здания и проектные решения по тушению пожара;
- системы автоматизированного управления противопожарной защитой здания, включающей автоматическую пожарную сигнализацию, оборудование и программные средства автоматического управления средствами противопожарной защиты, технические средства связи объекта с подразделениями пожарной охраны;
- системы организационно-технических мероприятий, включающей разработку положений об организации пожарной охраны предприятия, планов эвакуации людей из здания и тушения пожара, планов по эксплуатации и техническому обслуживанию средств противопожарной защиты.

12.2 Должны использоваться сертифицированные отделочные и облицовочные строительные материалы, звукоизоляционные и теплоизоляционных материалы, огнезащитные вещества и материалы, оборудование противопожарных систем, изделия для заполнения проемов в противопожарных преградах, покрытиях полов.

12.3 Должны применяться основные строительные конструкции и материалы, в том числе используемые для облицовок конструкций, с нормированными показателями пожарной опасности: негорючие (НГ) и умеренно горючие не выше (Г2); умеренно воспламеняемые не выше (В2); слабо распространяющие пламя не

выше (РП2); с умеренной дымообразующей способностью не выше (Д2); умеренно опасные по токсичности продуктов горения не выше (Т2).

12.4 Необходимо применять силовые и сигнальные, в том числе оптические кабели с оболочкой типа нг-LS. Данное требование учитывается для кабелей, поставляемых производителями в составе силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов. Кабельные линии систем противопожарной защиты должны выполняться огнестойкими кабелями с медными жилами и в оболочках из полимерных материалов, обеспечивающих выполнение требований по нераспространению горения при групповой прокладке по категории А по ГОСТ IEC 60332-3-22 с низким дымо- и газовыделением (нг-FRLS), или полимерных композиций, не содержащих галогенов (нг-FRHF).

12.5 На электросетевых объектах, являющихся источником сильных электромагнитных помех (ЭМП), для систем автоматической пожарной сигнализации степень жесткости (устойчивости) к ЭМП должна быть не ниже III.

12.6 При проектировании ВЛ следует учитывать следующие положения:

12.6.1 Сближение ВЛ со зданиями, сооружениями и наружными технологическими установками, связанными с добычей, транспортировкой, производством, изготовлением, использованием или хранением взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных веществ, а также со взрыво- и пожароопасными зонами, должно выполняться в соответствии с нормами, утвержденными в установленном порядке. Если нормы сближения не предусмотрены нормативными документами, расстояние от оси трассы ВЛ до указанных зданий, сооружений, наружных установок и зон должно составлять не менее полуторократной высоты опоры [2].

12.6.2 К ВЛ круглогодично должен быть обеспечен подъезд на возможно близкое расстояние, но не далее чем на 0,5 км от трассы ВЛ. Для проезда вдоль трассы ВЛ и для подъезда к ней должна быть расчищена от насаждений, пней, камней и т.п. полоса земли шириной не менее 2,5 м.

12.6.3 При прохождении ВЛ с деревянными опорами по лесам, сухим болотам и другим местам, где возможны низовые пожары, должна быть предусмотрена одна из следующих мер:

- устройство канавы глубиной 0,4 м и шириной 0,6 м на расстоянии 2 м вокруг каждой стойки опоры;
- уничтожение травы и кустарника и очистка от них площадки радиусом 2 м вокруг каждой опоры;
- применение железобетонных приставок, при этом расстояние от земли до нижнего торца стойки должно быть не менее 1 м.

12.6.4 Установка деревянных опор ВЛ 110 (150) кВ в местностях, где возможны низовые или торфяные пожары, не рекомендуется.

12.7 Работоспособность кабельных линий в условиях пожара обеспечивается выбором вида исполнения кабелей и проводов (согласно ГОСТ 31565) и способом их прокладки. Время работоспособности кабельных линий и электропроводок в условиях воздействия пожара определяется в соответствии с ГОСТ 31565.

Приложение А (справочное)
Разработка схем развития распределительных сетей 0,4 - 110 (150) кВ

А1 Общие принципы построения сетей до 1 кВ
А1.1 Разработка схем развития

Развитие и построение распределительных сетей до 1кВ связано с технологическим присоединением новых потребителей и ростом существующей нагрузки.

Сети должны строиться по радиальному принципу, как правило, в полнофазном исполнении.

Для ответственных потребителей, не допускающих перерыва в электроснабжении, необходимо устанавливать устройства АВР непосредственно на вводе 0,4 кВ.

ВЛ должны выполняться только с применением СИП одного сечения по всей длине линии (без учета линейных ответвлений).

В городах и населенных пунктах рекомендуется прокладывать ЛЭП 0,4 кВ в кабельном исполнении, при этом допускается, как исключение, прокладка ответвлений кабелем или СИП (с изолированной нулевой жилой и не распространяющими горение) по стенам зданий и сооружениям.

Не допускается прокладка магистралей по стенам зданий и сооружениям.

Не допускается реконструкция и новое строительство ВЛ 0,4 кВ с применением неизолированных проводов.

Длина ВЛ (КЛ) 0,4 кВ не должна, как правило, превышать 0,5 км от центра питания до наиболее удаленной точки и 2 км суммарной длины ВЛ 0,4 кВ с учетом ответвлений (отпаек).

При присоединении объектов распределенной (малой) генерации до 5 кВт не допускается их работа в параллельном режиме.

Сокращение общей протяжённости распределительных сетей напряжением 0,4 кВ должно осуществляться, как правило, посредством применения СТП 6/0,4 кВ [117] или сети напряжением 0,95 кВ с использованием индивидуальных однофазных 0,55/0,23 кВ или трехфазных 0,95/0,4 кВ ТП. Выбор варианта реконструкции должен осуществляться на основе технико-экономического обоснования с учетом выполнения требований по электробезопасности и перспективы роста нагрузки и подключения новых потребителей.

Строительство распределительной сети 0,95 кВ с индивидуальными трансформаторными подстанциями целесообразно рассматривать:

- в случае большой удаленности небольших (до 25 кВт) одиночных нагрузок (например, фермерские хозяйства, деревни с большими участками), когда строительство сети 0,4 кВ невозможно, в связи с высоким отклонением напряжения и строительство линии 6(10,20) кВ и ТП 6(10,20)/0,4 кВ экономически нецелесообразно;
- в случае, когда строительство сети 6(10, 20) кВ невозможно;
- в случае, когда отсутствует возможность контроля существующей линии 0,4 кВ.

А1.2 Построение сетей

Сети должны строиться с учетом максимального приближения питающих центров к потребителям.

В существующих сетях с воздушными линиями, в которых качество электроэнергии не удовлетворяет требованиям действующей НД, для повышения качества электроэнергии на основании проведённого обследования параметров сети и экономической целесообразности возможно применение следующих технических мероприятий:

- использование средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности (см. А3.2);
- разукрупнение сети до 1 кВ путём построения разветвлённой сети 0,4кВ с небольшими длинами;
- замена одноцепных линий 0,4 кВ на многоцепные;
- выравнивание нагрузок по фазам путём перераспределения нагрузок однофазных потребителей;
- увеличением сечения проводов существующей ВЛ;
- увеличение мощности существующей ТП;
- перевод существующей сети 0,4 кВ на напряжение 0,95 кВ.

А1.3 Надёжность электроснабжения потребителей

Надёжность электроснабжения потребителей должна обеспечиваться с учётом:

- наличия достаточной установленной мощности и требуемой пропускной способности электрических сетей;
- применения резервных и аварийных мобильных источников электроэнергии для электроснабжения особой группы электроприёмников первой категории.

Определение категории электроприёмников дано в [2] (п.1.2.18-1.2.21).

В зависимости от требований потребителя к уровню требуемой надёжности электроснабжения электроприёмников резервные или аварийные источники питания должны быть оборудованы системой аварийного пуска при отключении основного источника электроснабжения.

Схема электроснабжения в крупных городах должна обеспечивать минимальное время восстановления электроснабжения потребителей при возникновении аварийных режимов за счёт применения сетевого резервирования, использования АВР.

При высокой плотности нагрузки у потребителя или группы потребителей рекомендуется применять прямые кабельные вводы непосредственно от трансформаторных подстанций до вводных устройств потребителей, с АВР непосредственно у потребителя.

Для электроснабжения электроприёмников первой категории в качестве основной схемы для кабельных и воздушных линий следует использовать двухлучевую схему с двухсторонним питанием. Варианты исполнения ВЛ определяются местными условиями. На шинах 10 кВ двухтрансформаторных подстанций 10/0,4 кВ или 0,4 кВ должно быть предусмотрено устройство АВР.

Подключение к низковольтным распределительным устройствам, питающим электроприёмники 1 категории, потребителей сторонних организаций запрещается.

Рекомендуется предусматривать электроснабжение электроприёмников первой категории по сети до 1 кВ от разных трансформаторных подстанций. При этом необходимо предусматривать необходимые резервы в пропускной способности элементов системы в зависимости от нагрузки электроприёмников первой категории.

При проектировании электроснабжения особой группы 1 категории потребителей на стороне 0,4 кВ рекомендуется предусматривать контактные разъёмы для оперативного подключения мобильных резервных электростанций, оборудованных системами учёта электроэнергии.

Для электроснабжения электроприёмников второй категории следует применять одиночные магистральные линии с двусторонним питанием (петлевые схемы) 6 - 20 кВ и петлевые схемы до 1 кВ - для питания потребителей. При этом линии до 1 кВ в петлевых схемах могут присоединяться к одной или разным трансформаторным подстанциям.

Для электроснабжения электроприёмников третьей категории следует применять радиальные линии к потребителям. При применении воздушных линий для питания электроприёмников третьей категории резервирование линий может не предусматриваться. При применении в сети до 1 кВ кабельных линий должна учитываться возможность использования временных шланговых кабелей.

Элементом повышения надежности, позволяющими радикально сократить количество и длительность перерывов электроснабжения потребителей, являются реклоузеры.

Реклоузеры 6 (10) кВ должны применяться в качестве:

- пунктов секционирования с односторонним питанием;
- пунктов секционирования с двухсторонним питанием;
- пунктов сетевого АВР;
- пунктов местного резервирования.

А1.4 Компенсация реактивной мощности

Мощность компенсирующих устройств должна определяться по условию обеспечения коэффициента мощности, при котором достигается минимум приведенных затрат на:

- снижение потерь электроэнергии, обусловленных реактивными нагрузками;
- генерацию реактивной мощности местными источниками.

Условия компенсации реактивной нагрузки местных и центральных тепловых пунктов, насосных, котельных и других потребителей, предназначенных для обслуживания жилых и общественных зданий, расположенных в микрорайонах, определяются нормами проектирования электрооборудования жилых и общественных зданий по СП 31-110-2003.

Потребители, электроприёмники которых ухудшают качество электрической энергии, регламентируемой ГОСТ 32144, должны предусматривать соответствующие мероприятия по его улучшению с установкой фильтров или стабилизирующих устройств в комплексе с электроприёмниками потребителей.

Выбор параметров, мест установки и алгоритма управления компенсацией реактивной мощности должен основываться на результатах расчётов и определения технико-экономических показателей альтернативных вариантов технических решений.

Длительные или кратковременные несимметричные режимы могут быть снижены:

- подключением несимметричных нагрузок в точках сети с возможно большей мощностью КЗ;

- равномерным распределением однофазных и двухфазных нагрузок по всем трем фазам.

Если указанные меры недостаточны, рекомендуется применять симметрирующие устройства. Для статичных однофазной или двухфазной нагрузок значительной мощности следует использовать нерегулируемые симметрирующие устройства, преобразующие эти нагрузки в трехфазные.

В тех случаях, когда нагрузка по фазам меняется за весьма малые промежутки времени и несимметрия носит кратковременный и случайный характер, следует применять регулируемые статические симметрирующие устройства с достаточным быстродействием.

А1.5 Регулирование напряжения

При проектировании электрических сетей выбираются средства регулирования напряжения, места установки соответствующих устройств, системы регулирования (ручное или автоматическое).

К регулировочным устройствам распределительной электросети до 1 кВ относятся КБ и ВДТ.

Допустимые минимальные и максимальные значения напряжения в точках общего присоединения должны быть установлены сетевой организацией с учетом норм ГОСТ 32144 в точках передачи электрической энергии.

При проектировании целесообразность и место установки ВДТ рассматриваются:

- в случае электроснабжения потребителей с низким уровнем потребления, когда установка дополнительной ТП не оправдывается из-за небольшого количества потребителей, расположенных в труднодоступной местности, и нецелесообразности проведения модернизации сети;

- на ВЛ, не отработавшей срок службы, когда не обеспечиваются нормативные значения уровней напряжения удаленных потребителей (как правило, с протяженностью фидера более 1,0 км);

- в исключительных случаях - как окончательное решение проблемы низкого напряжения на ВЛ 0,4 кВ большой протяженности (больше 1,0 км) при отсутствии возможности реконструкции ЦП 10-35, 110 (150) кВ;

- в стесненных условиях, когда нет возможности установить дополнительную ТП или затраты на подвод новой ВЛ 0,4 кВ в несколько раз превышают стоимость ВДТ и его установки;

- если силовой трансформатор на ПС не перегружен даже в часы максимума нагрузок, сеть протяженная, не имеющая перспективы дальнейшего развития.

А2 Общие принципы построения сетей 6 - 110 (150) кВ

А2.1 Разработка схем развития

А2.1.1 Развитие и построение распределительных электрических сетей напряжением 6 - 110 (150) кВ должно осуществляться на основе утвержденных Комплексных программ развития электрических сетей на территории субъектов РФ и Схем развития районов распределительных электрических сетей, территориально охватывающих, как правило, административные районы (административные образования) субъектов Российской Федерации, и согласовываться со Схемой и программой развития ЕЭС России на семилетний период и Схемами и программами развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации на 5-тилетний период.

А2.1.2 Комплексные программы развития электрических сетей напряжением 35, 110 (150) кВ на территории субъекта РФ и Схемы перспективного развития электрических сетей напряжением 6 - 20 кВ разрабатываются на основе программы развития региона, прогнозного спроса на присоединенную мощность, с учетом развития объектов ЕНЭС и источников генерации в регионе, на пятилетний период.

А2.1.3 Комплексные программы развития электрических сетей напряжением 35, 110 (150) кВ на территории субъекта РФ и Схемы перспективного развития электрических сетей напряжением 6 - 20 кВ должны содержать:

- анализ технического состояния действующих электросетевых объектов и их соответствия требованиям надежности и качества электроснабжения потребителей;
- результаты технического аудита электрооборудования, конструкций и материалов, срок службы которых заканчивается в течение расчетного периода;
- прогноз перспективных электрических нагрузок и их роста (коэффициент роста);
- технические решения по увеличению пропускной способности электрических сетей;
- решения по ограничению токов короткого замыкания;
- результаты камеральной проработки площадок ПС и трасс ЛЭП;
- решения по конструктивному исполнению ПС и ЛЭП;
- принципы, технические и схемные решения повышения управляемости, надежности функционирования, эффективности и безопасной эксплуатации сетей;
- технические параметры электросетевых объектов, предусмотренных в планах нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения, в том числе размещение вновь сооружаемых линий электропередачи и подстанций;
- технико-экономическое обоснование целесообразности перевода действующих и вновь строящихся сетей среднего напряжения на более высокий класс напряжения;
- последовательность (этапы) нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения конкретных сетевых объектов;
- оценку потребности в основном электрооборудовании, конструкциях и материалах, а также оценку стоимости инвестиций по укрупненным показателям;
- рекомендации в части:

* регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;

* обеспечения допустимых значений токов короткого замыкания;

* решений по обеспечению надежности электроснабжения потребителей.

А2.1.4 Информационной основой для разработки Комплексных программ развития электрических сетей напряжением 35, 110 (150) кВ на территории субъекта РФ и Схем перспективного развития электрических сетей напряжением 6 - 20 кВ должны быть:

- результаты технического аудита электросетевых объектов и диагностики технического состояния сетевых объектов;

- отчетные эксплуатационные показатели работы сети (надежность функционирования сетевых объектов, экономические показатели на исходный и другие годы);

- государственные или региональные программы социально-экономического развития региона, в том числе перспективные планы социально-экономического развития субъекта Российской Федерации;

- схемы развития электроэнергетики федерального и регионального уровня;

- планы нового строительства или расширения объектов генерации, существующих в регионе, в том числе возобновляемых и нетрадиционных источников энергии;

- заявки на осуществление технологического присоединения электроустановок юридических (физических) лиц к электрическим сетям;

- инвестиционные проекты;

- технико-экономические доклады (обоснования) и научно-исследовательские работы, характеризующие технический прогресс в области применения (в том числе расширения применения) электроэнергии в различных отраслях экономики региона;

- инвестиционные программы, программы реновации электрических сетей.

А2.2 Выбор класса напряжения

А2.2.1 Общие требования

Напряжения объектов электрических сетей переменного тока выбираются в соответствии со шкалой номинальных напряжений согласно ГОСТ 721.

Выбор системы напряжений распределения электроэнергии должен осуществляться в процессе разработки Комплексных программ развития электрических сетей напряжением 35, 110 (150) кВ и Схем перспективного развития электрических сетей 6 - 20 кВ на основе анализа роста перспективных электрических нагрузок.

Критерием выбора системы напряжения являются суммарные затраты в сети всех классов напряжения. При сравнении вариантов электрических сетей с разными классами напряжения, имеющих равные затраты или затраты, отличающиеся до 10%, приоритет отдается варианту развития сетей с более высоким средним напряжением распределительной сети.

А2.2.2 Выбор класса напряжения в сетях 6 - 20 кВ

При проектировании и строительстве новых распределительных сетей (новых электросетевых зон, узловых центров питания) должно использоваться напряжение

10 и 20 кВ. Строительство ПС с НН 6 кВ для присоединения вновь вводимых промышленных и социальных объектов не рекомендуется.

Вновь сооружаемые воздушные магистральные линии среднего напряжения должны иметь конструкции опор и изоляцию, позволяющие осуществить в перспективе перевод сетей на более высокий класс напряжения без существенных дополнительных затрат, по результатам технико-экономического обоснования.

При планировании реконструкции участков сетей должен предусматриваться переход на более высокие классы среднего напряжения (с 6 кВ - на 10 кВ, с 10 кВ - на 35 или 20 кВ). До разработки Схем перспективного развития электрических сетей напряжением 6 - 20 кВ вопрос перевода сетей среднего напряжения на более высокий класс напряжений должен решаться в отдельной внестадийной работе в виде соответствующего технико-экономического обоснования.

Расширение сети 6 кВ не рекомендуется, при необходимости резервирования существующей сети 6 кВ необходимо рассматривать варианты поэтапного перевода сети на более высокий класс напряжения с использованием силовых трансформаторов 110 (150)/6/10 кВ с двойной обмоткой НН (6 и 10 кВ), каждая из которых обеспечивает стопроцентную загрузку трансформатора.

А2.2.3 Выбор класса напряжения в сетях 35, 110 (150) кВ

Выбор системы напряжений распределения электроэнергии должен осуществляться в процессе разработки Комплексных программ развития электрических сетей напряжением 35, 110 (150) кВ на основе анализа роста перспективных электрических нагрузок.

При строительстве линий, подстанций и питании вновь присоединяемых потребителей приоритет отдается напряжению 110 (150) кВ. При технической необходимости повышения качества электрической энергии сети 35 кВ необходимо предусмотреть возможность перевода подстанций 35 кВ, расположенных в центре нагрузок, на напряжение 110 (150) кВ.

Развитие сети напряжением 35 кВ допускается при запаздывании сроков сооружения в рассматриваемой точке сети центра питания более высокого класса напряжения.

Вопрос перевода сетей среднего напряжения на более высокий класс напряжений должен решаться в отдельной внестадийной работе в виде соответствующего технико-экономического обоснования.

А2.3 Построение схем и выбор параметров электрических сетей

А2.3.1 Общие требования

Схемы сетей 6 - 110 (150) кВ должны обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять передачу мощности в различных режимах, в том числе ремонтных и послеаварийных.

Технические и экономико-экологические требования к построению схем распределительных сетей напряжением 6 - 110 (150) кВ:

- электрическая и экологическая безопасность функционирования электросетевых объектов;

- надежность электроснабжения с учетом требований потребителей, роста электрических нагрузок и объемов потребления электроэнергии;

- обоснованное упрощение конструкций и схем сетевых объектов при обязательном повышении их элементной надежности;

- нормированный уровень качества электрической энергии;

- адаптивность сетей к динамично развивающимся условиям регионов, росту электрических нагрузок, применению новых технологий обслуживания сетевых объектов и их автоматизации;

- сокращение затрат на распределение электрической энергии и окупаемость инвестиционных проектов;

- оптимизация потерь электроэнергии в элементах сети;

- оптимальный уровень токов короткого замыкания;

- применение новых информационных технологий при управлении распределительными электрическими сетями;

- создание сетевых объектов или участков сети с интеллектуальным управлением.

Распределительная электрическая сеть должна быть построена таким образом и с такими параметрами, чтобы обеспечить возможность поставки электроэнергии (мощности) потребителям в нормальном, аварийном (для ответственных потребителей) и послеаварийном режимах работы электрических сетей.

Требования к выбору параметров электрических сетей:

- необходимость нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения электросетевых объектов определяется на основе перспективных нагрузок и требований к надежности электроснабжения;

- целесообразность строительства и выбор напряжения намечаемых к строительству подстанций подтверждается технико-экономическими расчетами вариантов развития сетей;

- выбор параметров электросетевых объектов (сечение проводов, мощность силовых трансформаторов и др.) осуществляется на основании технико-экономических расчетов.

При выборе режима заземления нейтрали в сетях 6 - 35 кВ следует проводить технико-экономическое обоснование различных вариантов. В пределах селитебных территорий предпочтение следует отдавать режимам заземления нейтрали через низкоомное активное или индуктивное сопротивление.

А2.3.2 Построение сети 6, 10 кВ

А2.3.2.1 Общие требования

Схема сети должна выполняться с условием, что сборные шины 6, 10 кВ центров питания не включаются в нормальном и послеаварийном режимах на параллельную работу через сеть 10 кВ.

Целесообразность сооружения РП должна подтверждаться технико-экономическим обоснованием. Нагрузка РП на расчетный срок должна составлять 5 МВт для сети 10 кВ и 3 МВт - для сети 6 кВ.

РП следует выполнять с одной секционированной системой сборных шин с питанием по взаиморезервируемым линиям, подключенным к разным секциям, на секционном выключателе должно быть АВР.

Для электроснабжения потребителей суммарной мощностью до 100 кВ·А рекомендуется построение сети с использованием СТП.

В городах должны преимущественно использоваться кабельные линии с постепенной заменой воздушных линий на кабельные линии, в том числе с использованием универсальных кабелей с прокладкой по опорам.

Длину отходящих ЛЭП 6, 10 кВ от РУ центра питания рекомендуется определять с учетом технико-экономического обоснования и исходя из условий соблюдения ПКЭ для наиболее удаленных потребителей и, как правило, она не должна превышать (без учета ответвлений):

для воздушных ЛЭП:

для ЛЭП 6 кВ - 10÷15 км;

для ЛЭП 10 кВ - 15÷20 км;

для кабельных ЛЭП:

для ЛЭП 6 кВ – до 7 км;

для ЛЭП 10 кВ – до 10 км.

В городской и сельской местности протяженность ВЛ (КЛ) варьирует в зависимости от типа применяемой конструкции ТП. Увеличение длины линий по сравнению с приведенными данными допускается при наличии технико-экономического обоснования.

На ВЛ 6, 10 кВ рекомендуется использовать самонесущий изолированный провод. Сечение провода определяется расчетом.

А2.3.2.2 Подходы к построению сетей 6, 10 кВ

В городских сетях следует использовать кабельные линии, воздушные линии в перспективе должны заменяться на кабельные линии. В сельской местности в основном используются воздушные линии, рекомендуется установка СТП 10/0,4 кВ.

Основным принципом построения сетей с ВЛ 6, 10 кВ является магистральный принцип, предусматривающий построение (формирование) магистральных линий электропередачи в разветвленной сети между двумя центрами питания через точку токораздела (пункт автоматического включения резерва), с обеспечением нормированного качества напряжения всех потребителей при отключении одного из центров питания в послеаварийном режиме. Под магистралью также следует понимать линии электропередачи без ответвлений, отходящие от секций шин РУ 6-20 кВ ПС 35-110 (150) кВ до РП или РТП 6-20 кВ.

Провод на магистрали должен быть выполнен одним сечением. Магистральный принцип создает условия для обеспечения надежного электроснабжения электроприемников с разными требованиями к надежности.

К магистрали линии присоединяются трансформаторные подстанции. При наличии на магистралях ответвлений (отпаек) рекомендуется, в целях повышения надёжности электроснабжения потребителей, секционировать магистрали управляемыми автоматическими выключателями (реклоузерами). Также, в зависимости от протяжённости ответвлений (отпаек) и подключенной нагрузки, они могут быть оборудованы автоматическими отключающими коммутационными аппаратами, в том числе реклоузерами.

На секционных разъединителях, установленных на магистральной линии, должны быть заземляющие ножи в обе стороны.

На границе балансовой принадлежности между потребителями и электроснабжающей организацией, независимо от длины ответвления должны устанавливаться реклоузеры или разъединители. На разъединителях должны быть заземляющие ножи в сторону ответвления.

В сетях с воздушными линиями наряду с использованием магистральных схем при соответствующем технико-экономическом обосновании могут применяться радиальные схемы.

В сетях с кабельными линиями рекомендуется применять двухлучевую или петлевую схему с целью обеспечения надежности электроснабжения потребителей. Выбор схемы построения следует осуществлять на основании технико-экономического анализа.

Основными принципами построения КЛ 6, 10 кВ в городах следует принимать петлевые или многолучевые схемы (два и более луча) со связанными лучами в петлевую схему (смешанные схемы), как правило, с ручным включением резервной линии.

В крупных городах (с числом жителей один миллион и более) рекомендуется применять двухлучевые схемы с автоматическим включением резерва.

В районах с повышенным гололёдообразованием для временного электроснабжения строительных площадок могут использоваться универсальные кабели предназначенные для монтажа на опорах ВЛ 6, 10 кВ.

На вновь сооружаемых подстанциях напряжением 6, 10 кВ допускается установка в РУ не более 14÷16 ячеек на каждой секции, из них до четырех резервных ячеек. Увеличение числа присоединений возможно при дополнительном обосновании. При отсутствии достаточного количества ячеек на центрах питания построение сетей следует осуществлять с применением распределительных пунктов.

В перспективе распределительные пункты, для обеспечения электроснабжения близлежащих к РП потребителей, рекомендуется реконструировать в распределительные подстанции 6, 10/0,4 кВ.

Распределительные пункты 6, 10 кВ и распределительные подстанции 6, 10/0,4 кВ рекомендуется выполнять в виде отдельно стоящих объектов. В районах малоэтажной застройки следует применять подстанции наружной установки.

Выбор конструкций сетевых объектов всех классов напряжения необходимо осуществлять при условии минимума затрат на их техническое обслуживание и ремонты.

А2.3.2.3 Требования к надежности электроснабжения потребителей

Схемы электрических сетей 6, 10 кВ должны строиться таким образом, чтобы обеспечить уровни надежности, указанные потребителем в заявках на присоединение к электрическим сетям.

Основным принципом построения распределительной сети для электроснабжения электроприемников I категории является двухлучевая схема с двухсторонним питанием при условии подключения взаиморезервирующих линий 6, 10 кВ к разным независимым источникам питания. Взаиморезервирующие

кабельные линии от ЦП до РП при прокладке их в земле рекомендуется прокладывать по разным трассам.

Может также обеспечиваться питание электроприемников I категории по сети 0,4 кВ от разных ТП, присоединенных к разным независимым источникам. При этом должны быть необходимые резервы в пропускной способности элементов электрической схемы в зависимости от нагрузки электроприемников I категории.

В качестве второго независимого источника питания могут использоваться автономные источники питания (дизель-генераторы и др.).

РТП, снабжающие потребителей только третьей категории надежности, могут иметь один трансформатор и один источник питания. При этом должно обеспечиваться нормативное время замены трансформатора в случае его повреждения.

А2.3.3 Построение сети 20 кВ

А2.3.3.1 Общие требования

Электрическая сеть напряжением 20 кВ преимущественно используется в крупных городах с высокой плотностью нагрузок.

Количество ТП и мощность трансформаторов должны определяться исходя из загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме.

При присоединении новых мощностей в существующей застройке рекомендуется широко использовать реконструкцию существующих ТП для размещения в них трансформаторов большей мощности.

Предусматривать строительство новых ТП, если отсутствует возможность присоединить мощности к существующим трансформаторам или к ближайшим реконструируемым ТП.

В городах должны преимущественно использоваться кабельные линии с постепенной заменой воздушных линий на кабельные линии, в том числе с использованием универсальных кабелей с прокладкой по опорам.

Максимальная протяженность воздушной или кабельной линии электропередачи напряжением 20 кВ не должна превышать 25-30 км. В городской и сельской местности протяженность ВЛ (КЛ) варьируется в зависимости от типа применяемой конструкции ТП. Увеличение длины линии допускается при наличии технико-экономического обоснования.

На вновь сооружаемых подстанциях напряжением 20 кВ допускается установка в РУ не более 14÷16 ячеек на каждой секции, из них до четырех резервных ячеек. Увеличение числа присоединений возможно при дополнительном обосновании.

А2.3.3.2 Подходы к построению сетей 20 кВ для электрических сетей крупных городов и мегаполисов

Опорная сеть строится по магистральному принципу с использованием кабеля с сечением не более 800 мм^2.

Для крупных потребителей (промышленных и коммерческих предприятий) с током нагрузки более 200 А (6,5 МВт) выделяется отдельный РП, который питается напрямую по нескольким КЛ от двух центров питания. Это дает возможность

потребителю самостоятельно выбирать схему построения распределительной сети с учетом специфики предприятия.

Распределительная сеть строится по двухлучевой схеме кольцевого типа с присоединением ТП между двумя ГСП, или ГСП и СП с односторонним питанием ТП. Сечение кабеля распределительной сети - 120÷240 мм^2.

На ГСП устанавливаются вводные выключатели с устройствами релейной защиты для уменьшения частоты срабатывания выключателей, установленных на фидерах, отходящих от центра питания. Остальные присоединения выполняются на выключателях нагрузки. Это позволяет снизить уставки защит по времени и, в связи с отсутствием устройств релейной защиты, эксплуатировать меньшее количество оборудования.

Количество ТП в одной цепочке, соединяющих два ГСП или ГСП и СП, не должно превышать восьми штук.

Использование напряжения 20 кВ для сельских электрических сетей требует технико-экономического обоснования.

Использование ВЛ 20 кВ рекомендуется для электроснабжения небольших населенных пунктов, находящихся на значительном расстоянии от центров питания.

Рекомендуется использование комплектных трансформаторных подстанций и комплектных переходных пунктов.

На ВЛ 20 кВ рекомендуется использовать самонесущий изолированный провод. Сечение провода определяется расчетом.

А2.3.4 Резервирование в сетях 6-20 кВ

В сетях 6-20 кВ должны применяться два вида АВР – сетевой и местный.

Сетевой АВР должен выполняться в пункте АВР, соединяющем две ЛЭП, отходящие от разных центров питания или различных секций шин РУ 6-20 кВ одного центра питания.

Местный АВР должен выполняться для включения резервного ввода на шины высшего напряжения ТП 6-20/0,4 кВ или РП 6-20 кВ после исчезновения напряжения на рабочем вводе. Местный АВР допускается выполнять на стороне 0,4 кВ двух трансформаторной ТП 6-20/0,4 кВ с двух сторонним питанием.

Рекомендуется:

- в качестве систем управления АВР выбирать микропроцессорные реле;
- в качестве переключающих устройств АВР выбирать моторизованные, автоматические реверсивные рубильники, автоматические выключатели с электроприводом.

А2.3.5 Построение сети 35, 110 (150) кВ

А2.3.5.1 Общие требования

Рекомендуемые максимальные длины воздушных и кабельных линий электропередачи в зависимости от класса напряжений и плотности населения (для плотно населенных районов/ для районов с малой плотностью населения):

- для ВЛ 110 (150) кВ - до 80 км;
- для КЛ 110 (150) кВ - до 20 км;
- для ВЛ 35 кВ - до 50÷60 км;
- для КЛ 35 кВ - до 10 км.

Увеличение длины линий по сравнению с вышеприведенными данными допускается при наличии технико-экономического обоснования.

В условиях крупных городов должны преимущественно использоваться кабельные линии электропередачи, особенно для высших классов напряжения, и сооружаться подстанции глубокого ввода. Для размещения электросетевого хозяйства должно активно осваиваться подземное пространство.

Ограниченная территория и стесненные условия для выбора трасс ВЛ и площадок ПС, повышенные архитектурно-эстетические требования к сооружаемым элементам сети в условиях городов диктуют необходимость применения простых схем ПС, сооружение закрытых ПС, КЛ и двухцепных и многоцепных ВЛ.

Схема электроснабжения в крупных городах и мегаполисах должна обеспечивать минимальное время восстановления электроснабжения потребителей при возникновении аварийных режимов посредством применения сетевого резервирования, секционирования сети, применения быстродействующих АВР.

А2.3.5.2 Подходы к построению сетей 35, 110 (150) кВ

В качестве основных линий в сетях 35, 110 (150) кВ следует применять взаимно резервируемые линии электропередачи 35, 110 (150) кВ с автоматическим вводом резервного питания от разных подстанций или с разных шин одной подстанции, имеющей двухстороннее независимое питание.

При сооружении линии электропередачи напряжением 35, 110 (150) кВ следует применять принцип преимущественного сооружения или целиком в кабельном, или в воздушном исполнении. Сооружение кабельно-воздушных линий электропередачи допускается по отдельным обоснованиям.

Эксплуатацию новых и реконструируемых линий электропередачи следует рассчитывать на срок службы по элементам подстанций и ВЛ не менее 50 лет, а КЛ - 30 лет.

Схемы подстанций должны выбираться на основании проектной работы и соответствующего технико-экономического расчета.

К вновь сооружаемым подстанциям напряжением 35, 110 (150) кВ допускается присоединять не более четырех линий электропередачи 110 (150) или 35 кВ к каждой секции. Увеличение числа присоединений возможно при дополнительном обосновании (развитие сети 110 (150) кВ, необходимость технологического присоединения крупного потребителя).

Места расположения ПС 35, 110 (150) кВ, плотность их установки, их мощность и рабочее напряжение на высокой стороне должны выбираться с максимальным охватом территории для электроснабжения, в зависимости от размещения центров нагрузки с таким расчётом, чтобы длина отходящих фидеров по магистрали для 6 кВ не превышала 7 км, для 10 кВ не превышала 10 км, для 20 кВ не превышала 17 км.

Подключение подстанций 35, 110 (150) кВ к существующей сети может производиться по одноцепным, двухцепным линиям, а также линиям электропередачи с большим количеством цепей с учетом требований по надежности электроснабжения и категорийности потребителей, подключенных к данной ПС.

А2.3.5.3 При развитии сетей 35 кВ рекомендуется:

- не допускать сооружения новых протяженных ЛЭП 35 кВ параллельно существующим ЛЭП 110 (150) кВ, приводящих к шунтированию сети более высокого класса напряжения;

- оценивать целесообразность сооружения новых ВЛ 35 кВ в габаритах 110 (150) кВ;

- рассматривать возможность перевода существующих ВЛ и ПС 35 кВ на напряжение 110 (150) кВ;

- для питания ПС 35/10-6 кВ использовать преимущественно ВЛ 35 кВ, подключаемые к разным ПС 110-330/35 кВ или секциям (системам шин) одной ПС 110-330/35 кВ;

- число ПС, присоединяемых к одноцепной ВЛ 35 кВ с двухсторонним питанием, не должно превышать пяти (без учета ПС 35/0,4 кВ);

- принимать к установке на ПС 35 кВ трансформаторы единичной мощностью до 16 МВ·А. Применение на ПС 35 кВ трансформаторов большей мощности должно быть обосновано;

- при выполнении реконструкции объектов предусматривать замену отделителей с короткозамыкателями на выключатели.

- ПС с высшим напряжением 35 кВ должны подключаться не менее чем к двум независимым источникам питания и, как правило, иметь не менее двух силовых трансформаторов.

- ПС 35 кВ, снабжающие потребителей только третьей категории, могут иметь один источник питания.

А2.3.5.4 При развитии сетей 110 (150) кВ рекомендуется:

- избегать сооружения новых протяжённых ЛЭП 110 (150) кВ параллельно существующим ЛЭП 220 - 330 кВ, приводящих к шунтированию сети более высокого класса напряжения;

- использовать в качестве источников питания сети 110 (150) кВ ПС 220-330-500/110 (150) кВ, имеющие независимые питающие линии;

- обеспечивать двухстороннее питание ПС, присоединённых к одноцепной ВЛ 110 (150) кВ. Длина такой ВЛ, как правило, не должна быть больше 120 км, а количество присоединяемых промежуточных ПС больше трёх. Присоединение к такой ВЛ двухтрансформаторных ПС рекомендуется по схеме «мостик». Допускается присоединение ПС к одноцепной тупиковой ВЛ 110 (150) кВ только на первом этапе развития сети. При этом число отпаечных однотрансформаторных ПС на одной ВЛ с двухсторонним питанием и одноцепной тупиковой ВЛ 110 (150) кВ не должно превышать двух. Резервирование ответственных потребителей должно быть обеспечено по сети вторичного напряжения;

- развитие сети должно осуществляться в направлении уменьшения числа однотрансформаторных отпаечных или тупиковых ПС;

- осуществлять, как правило, применение двухцепных ВЛ с двухсторонним питанием в системах электроснабжения городов, а также в схемах внешнего электроснабжения потребителей транспортных систем (электрифицированные участки железных дорог, продуктопроводов и т.п.). К таким ВЛ рекомендуется

присоединение не более пяти промежуточных ПС, осуществляя (по возможности) чередование ПС по схеме «мостик» и блочной схеме;

- применять двухцепные тупиковые ВЛ в схемах электроснабжения городов (за исключением мегаполисов), промузлов, промышленных предприятий и т.п. с присоединением к такой ВЛ до двух ПС 110 (150) кВ. При этом потребители первой категории этих ПС должны резервироваться по сети вторичного напряжения. К двум одноцепным тупиковым ВЛ могут быть присоединены до трёх ПС;

- принимать к установке на ПС 110 (150) кВ трансформаторы единичной мощностью не выше 80 МВ·А. Применение на ПС 110 (150) кВ трансформаторов большей мощности должно быть обосновано;

- на ПС с высшим напряжением 110 (150) кВ, как правило, должно быть установлено не менее двух силовых трансформаторов;

- при выполнении реконструкции объектов рассматривать возможность замены отделителей с короткозамыкателями на выключатели.

А2.3.5.5 Сетевое резервирование

При проектировании реконструкции и строительства электрической сети 35, 110 (150) кВ предъявляются следующие требования к построению:

- сетевое резервирование с автоматическим вводом резервного питания от разных подстанций или с разных шин одной подстанции, имеющей двухстороннее независимое питание, в качестве схемного решения повышения надежности электроснабжения. Согласно [2] (п. 1.2.10) независимый источник питания - источник питания, на котором сохраняется напряжение в послеаварийном режиме в регламентированных пределах при исчезновении его на другом или других источниках питания. К числу независимых источников питания относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

* каждая из секций или систем шин в свою очередь имеет питание от независимого источника питания;

* секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин;

- сетевым резервированием должны быть обеспечены все подстанции напряжением 35, 110 (150) кВ (для подстанций напряжением 35 кВ допускается резервирование шин 6, 10 кВ по сети 6, 10 кВ);

- не допускается присоединение потребителей категории по надежности электроснабжения выше III только к одной однотрансформаторной подстанции или к трансформаторной подстанции с одной питающей линией, не имеющей сетевого резервирования на полную присоединяемую мощность;

- формирование системы электроснабжения потребителей из условия однократного сетевого резервирования;

- не допускается присоединение к электрической сети электроприемников потребителей, внутренняя схема которых не позволит обеспечить соответствующую категорию электроприемников по надежности электроснабжения;

- для особой группы электроприемников должен быть предусмотрен резервный (автономный) источник питания, который устанавливает потребитель.

А2.4 Требования к надежности электроснабжения потребителей

Требования к надежности электроснабжения потребителей направлены на снижение продолжительности и частоты плановых отключений, а также вероятности и продолжительности аварийных отключений электроустановок потребителей.

Оценку уровня надежности следует осуществлять, в том числе, с использованием положений, закрепленных [118].

Для обеспечения живучести и надежности распределительных сетей регионов страны следует предусматривать:

- мероприятия по секционированию сетей с использованием реклоузеров, вставок плавких предохранителей и пр.;
- повышение пропускной способности участков сети путем повышения класса напряжения ВЛ;
- замену воздушных линий на кабельные на территории городов, а также демонтаж изношенных ВЛ, потерявших свое значение вследствие появления новых шунтирующих связей;
- кольцевание сети всех напряжений с целью обеспечения потребителей двухсторонним питанием;
- установку вторых трансформаторов на однотрансформаторных подстанциях;
- сокращение количества ступеней напряжения в электрической сети, в том числе, перевод сетей 6 кВ на 10 (20, 35) кВ, 35 кВ на 110 (150) кВ;
- реконструкцию схем присоединения ПС с сокращением количества ПС, присоединенных на отпайках, выполнением заходов линий, необходимым техническим перевооружением РУ ПС;
- повышение коммутационной способности аппаратов и ограничение уровня токов КЗ.

При проектировании учитываются:

- результаты анализа послеаварийных режимов, вызванных климатическими аномалиями;
- проверка соответствия параметров оборудования изменяющимся условиям работы в сети;
- характерные причины повреждений в сети и внедрения мер по предотвращению аварийных ситуаций.

Основные мероприятия по повышению надежности в сетях 35, 110 (150) кВ, учитываемые при проектировании:

- использование в городских сетях преимущественно КЛ различных классов напряжения и постепенная замена ВЛ, проходящих по территории города, на КЛ;
- применение на ВЛ 35, 110 (150) кВ неизолированных высокотемпературных проводов, высокопрочных проводов из алюминиевых сплавов, проводов со стальным сердечником и профилированными алюминиевыми проволоками;
- усиление отдельных участков распределительных сетей путем проектирования и строительства ВЛ в габаритах более высоких классов напряжения

с целью создания аварийного резерва их пропускной способности (в случае необходимости резервирование земельных участков под строительство нагрузочных подстанций и охранных зон линий электропередачи);

- при строительстве ВЛ, проходящих в труднодоступных местах, характеризующихся высокой плотностью нагрузки, где последующий перевод ВЛ на более высокий класс напряжения связан с трудновыполнимыми условиями прохождения на местности и/или большими затратами, рекомендуется, при соответствующем технико-экономическом обосновании, применять провода увеличенного сечения на ВЛ 110 (150) кВ - до 400 мм^2, на ВЛ 35 кВ - до 240 мм^2;

- предусматривать при проектировании и строительстве ВЛ конструкции опор, рассчитанные на подвеску двух и более цепей;

- внедрение системы температурного мониторинга ВЛ 35, 110 (150) кВ;

- внедрение подстанций глубокого ввода 35/0,4 кВ;

- применение в распределительных сетях всех классов напряжения современных управляемых СКРМ, а также накопителей энергии в сочетании с преобразователями напряжения типа СТАТКОМ;

- оснащение исполнительными механизмами (приводами) для воздействия на активные элементы сети (выключатели, АВР, секционирующие пункты, устройства РПН, ВДТ, конденсаторные установки);

- уменьшение числа отключений ВЛ при грозовых перенапряжениях путем установки устройств защиты от перенапряжений.

Основные мероприятия по повышению надежности в сетях 6 - 20 кВ, учитываемые при проектировании:

- совершенствование структуры сети;

- секционирование и автоматическое включение резерва линий;

- установка пунктов автоматического отключения на ответвлениях от магистрали;

- строительство участков линий 10 - 20 кВ, предназначенных для формирования магистралей воздушных линий;

- повышение надежности участков сети посредством замены наиболее ответственных элементов на новую элементную базу, позволяющую уменьшить риски повреждений;

- уменьшение числа отключений ВЛ при грозовых перенапряжениях путем установки устройств защиты от перенапряжений;

- совершенствование требований по надежности к электрооборудованию линий электропередачи и подстанций, включая устройства РЗА, на этапах проектирования, закупок, строительства и монтажа;

- при строительстве ВЛ, проходящих в труднодоступных местах, характеризующихся высокой плотностью нагрузки, где последующий перевод ВЛ на более высокий класс напряжения связан с трудновыполнимыми условиями прохождения на местности и/или большими затратами, рекомендуется, при соответствующем технико-экономическом обосновании, применять провода увеличенного сечения на ВЛ 6 - 20 кВ - до 150 мм^2;

- строительство ВЛ 6-20 кВ с использованием подвесных или опорных линейных изоляторов, в том числе изолирующих траверс на опорах повышенной механической прочности и защищенных проводов;

- внедрение столбовых трансформаторных подстанций 6 - 20/0,4 кВ;

- применение в процессе эксплуатации на магистралях напряжением 6 - 20 кВ вольтодобавочных трансформаторов и/или конденсаторных батарей, работающих в автоматическом режиме;

- создание оптимального аварийного запаса опор, проводов и других материалов (конструкций) для проведения аварийно-восстановительных работ;

- внедрение современной системы механизации и связи для сокращения времени восстановления ЛЭП после аварии, а также прогнозирования аварийных ситуаций;

- заранее проработанная логистика работы аварийных бригад; отработка взаимодействия обслуживающего персонала при массовых гололедных и ветровых авариях, противоправных актах населения;

- использование предприятиями электрических сетей электростанций мощностью до 630 кВ·А для обеспечения бесперебойного электроснабжения электроустановок потребителей при проведении плановых и/или аварийных ремонтов.

А2.5 Пропускная способность электрической сети

Увеличение пропускной способности распределительной электрической сети должно осуществляться с выполнением технико-экономического обоснования за счет:

- применения современного оборудования регулирования напряжения и управления перетоками электроэнергии, применения современных видов проводов;

- постепенного расширения за счет строительства ЛЭП того же класса напряжения, вводов дополнительной трансформаторной мощности, при этом между двумя узлами сети по одной трассе должно сооружаться не более двух ЛЭП одного класса напряжения;

- замены существующих неизолированных проводов на провода современной конструкции, повышенной пропускной способности (высокотемпературные провода);

- при необходимости дополнительного повышения пропускной способности следует рассматривать строительство новых и/или перевод существующих объектов на более высокие классы напряжения.

Повышение пропускной способности существующей сети обеспечивается путем внедрения в распределительных сетях разукрупняющих питающих подстанций (например, ПС 110 (150)/35/10 кВ и 110 (35)/10 кВ) для сокращения радиусов действия сети 10 кВ и протяженности ВЛ 10 кВ, отходящих от одной ПС.

При техническом перевооружении и реконструкции основными мероприятиями являются:

- перевод ПС на более высокое напряжение;

- замена трансформаторов ПС на трансформаторы большей мощностью;

- замена оборудования ПС новым, соответствующим современному техническому уровню;

- перевод линий электропередачи на более высокое номинальное напряжение;

- подвеска второй цепи на существующих одноцепных ВЛ, сооруженных на двухцепных опорах;

- замена проводов на новые, большего сечения или большей пропускной способности.

А2.6 Ограничение уровней токов короткого замыкания

Протекание токов КЗ не должно приводить к недопустимому нагреву проводников и аппаратов, подвергать их электродинамическим усилиям выше допустимых значений, следовательно, проводники и аппараты должны быть термически и динамически устойчивы.

Максимальный уровень токов КЗ для сетей 35, 110 (150) кВ ограничивается параметрами выключателей, трансформаторов, проводников и другого оборудования, условиями обеспечения устойчивости энергосистемы.

В сетях 6 - 20кВ токи КЗ дополнительно ограничиваются параметрами электрических аппаратов и токопроводов, термической стойкостью кабелей.

Для электрических сетей напряжением 35, 110 (150) кВ рекомендуется ограничивать токи короткого замыкания на уровне 40 кА, в электрических сетях 6 - 20 кВ - до 12 кА. Для высоковольтных электрических сетей напряжением 110 (150) кВ, действующих в условиях мегаполисов (например, гг. Москва, Санкт-Петербург, Нижний Новгород, Екатеринбург и т.п.), рекомендуется ограничивать токи короткого замыкания на уровне 50 кА.

Для обеспечения нормальных условий работы оборудования и элементов электрических сетей при разработке схем развития электрических сетей рекомендованы мероприятия по ограничению уровня токов КЗ, в том числе:

- секционирование элементов электрических сетей с применением АВР;

- автоматическое опережающее деление сети (как временное мероприятие);

- установка токоограничивающих реакторов;

- использование трансформаторов с расщепленными обмотками низшего напряжения;

- использование трансформаторов с увеличенными реактансами;

- применение вставок постоянного и переменного тока на основе полностью управляемых вентилей, имеющих небольшие габариты (актуально для городских условий);

- использование сверхпроводниковых ограничителей токов КЗ;

- использование других инновационных устройств ограничения токов короткого замыкания.

А3 Регулирование напряжения и потоков реактивной мощности

А3.1 Виды и назначение мероприятий по нормализации параметров режима работы и качества электроэнергии

В качестве мероприятий по нормализации уровней напряжения и КЭ в распределительной сети рассматриваются:

- рациональное построение схем электроснабжения потребителей электрической энергии (переход на использование более высокого напряжения, увеличение сечения, замена трансформаторов на более мощные, сооружение дополнительных ТП, сооружение дополнительных ЛЭП, подключение несимметричных нагрузок в точке электрической сети с возможно большей мощностью КЗ, равномерное распределение однофазных и двухфазных нагрузок по всем трем фазам электрической сети);

- применение СРН и УКРМ;

- применение средств компенсации индуктивного сопротивления ЛЭП;

- использование нерегулируемых симметрирующих устройств, преобразующих статичные однофазные или двухфазные нагрузки значительной мощности в трехфазные нагрузки.

В качестве СРН и УКРМ в распределительных сетях 35, 110 (150) кВ следует рассматривать:

- автоматически или вручную коммутируемые БК, ШР и ВРГ;

- устройства РПН и АРПН трансформаторов;

- УПК и УУПК разных конструкций;

- непрерывно автоматически регулируемые УКРМ на базе силовой электроники (ТРГ, УШР с подмагничиванием, УШР трансформаторного типа, установки, образованные параллельным включением: ТРГ и БК (СТК), УШР с подмагничиванием и БК, ТРГ и ВРГ, СТАТКОМ).

В распределительных сетях до 20 кВ включительно в качестве СРН и УКРМ следует рассматривать:

- ЦП 10(20) кВ;

- генераторы коммутируемых в указанную сеть ТЭЦ, малых ГЭС, ГТУ, ГПУ, ГПУ-ТЭЦ, ДЭС мощностью от 25 МВт и ниже;

- источники распределенной генерации в соответствии с [119].

- синхронные двигатели 6, 10 кВ;

- устройства РПН и АРПН трансформаторов (20)10/0,4(0,66) кВ;

- комплектные и автоматически или вручную коммутируемые БК напряжением 6, 10 и 0,4 кВ, ФКУ;

- линейные регулировочные автотрансформаторы в ЛЭП 10 кВ;

- ВДТ в распределительных сетях 0,4 кВ;

- преобразователи напряжения, коммутируемые в указанную сеть накопители электроэнергии и АБП на базе аккумуляторных батарей большой мощности.

Перечисленные выше мероприятия и технические средства предназначены для:

- поддержания в часы максимума реактивной нагрузки коэффициента мощности (tgφ) на шинах ЦП не выше нормированной величины;

- нормализации в соответствии с ГОСТ 32144, ГОСТ Р 55195 и ГОСТ 721 уровней напряжения и КЭ в нормальных и установившихся послеаварийных режимах при соблюдении нормативных требований к коэффициенту мощности на шинах ЦП и требований к работе СРН, установленных на ПС распределительной сети;

- обеспечения требуемых коэффициентов запаса статической апериодической устойчивости генераторов, устойчивости моторной нагрузки и преобразовательных устройств, коммутируемых в распределительную сеть;

- повышения динамической устойчивости генераторов, синхронных двигателей и обеспечения условий самозапуска синхронных и асинхронных двигателей при аварийных возмущениях вблизи электростанций и крупных узлов нагрузки;

- поддержания в нормальных и установившихся послеаварийных режимах величины реактивной мощности и напряжения синхронных генераторов, коммутированных в распределительную сеть, в пределах, регламентированных паспортными данными и результатами испытаний [55];

- обеспечения допустимых условий включения ЛЭП;

- снижения резонансных и коммутационных перенапряжений на ЛЭП и коммутационных аппаратах;

- фильтрации гармоник тока и симметрирования напряжений на участках распределительной сети, где нарушаются требования ГОСТ 32144 на КЭ;

- повышения пропускной способности отдельных цепей распределительной сети;

- снижения потерь напряжения, мощности и электроэнергии в распределительной сети.

А3.2 Выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности

При проектировании нового строительства, расширения, реконструкции, модернизации и технического перевооружения существующих распределительных сетей, для нормализации коэффициентов мощности в ЦП, напряжения и КЭ в точках передачи электрической энергии, следует предусматривать:

- коммутируемые автоматически или вручную БК и ШР в распределительных сетях общего назначения 35, 110 (150) кВ;

- коммутируемые БК, линейные регулировочные автотрансформаторы в ЛЭП 10 кВ, ВДТ в ЛЭП 0,4 кВ в распределительных сетях (20)10(6)-0,4(0,66) кВ.

Линейные регулировочные автотрансформаторы следует предусматривать в начале ЛЭП 10 кВ сельскохозяйственного назначения при присоединении к ЦП, графики нагрузки которых отличаются от графиков сельскохозяйственных нагрузок, например, при присоединении к тяговым ПС и ПС промышленных предприятий.

Применение линейных регулировочных автотрансформаторов следует рассматривать также для снижения потерь напряжения в существующих магистральных ЛЭП 10 кВ, если для этой цели недостаточно регулирования напряжения в ЦП.

Целесообразность установки ВДТ в разрыв ЛЭП 0,4 кВ следует рассматривать в соответствии с [120]:

- в случае электроснабжения потребителей с низким уровнем потребления;

- в ЛЭП, не отработавших срок службы, когда не обеспечиваются нормативные значения уровней напряжения удаленных потребителей (как правило, с протяженностью фидера более 1,0 км);

- в исключительных случаях как решение проблемы низкого напряжения на ВЛ 0,4 кВ большой протяженности (больше 1,0 км) при отсутствии возможности реконструкции ЦП 10 - 35, 110 (150) кВ;

- в стесненных условиях, где нет возможности установить дополнительную ТП или затраты на подвод новой ВЛ 0,4 кВ в несколько раз превышают стоимость ВДТ и его установки;

- вблизи ПС 35 кВ с трансформаторами с переключением ответвлений обмоток без возбуждения, где регулирование напряжения не отвечает исходным требованиям;

- если силовой трансформатор на ПС не перегружен даже в часы максимума нагрузок, сеть протяженная, не имеющая перспективы дальнейшего развития;

- при явно выраженной сезонной нагрузке в протяженных сетях, не имеющих перспективы дальнейшего развития.

Применение ТРГ, СТК, УШР, ТРГ в сочетании с ВРГ, СТАТКОМ следует предусматривать, если коммутируемые БК и ШР не удовлетворяют местным техническим или режимным требованиям либо приведенные затраты на их установку и эксплуатацию больше таких же затрат для перечисленных средств.

При выборе УКРМ, содержащих в своем составе БК, на участках сети, где наблюдаются регулярные искажения формы кривых тока и напряжения, должна производиться проверка данного УКРМ, и в частности БК, на возможную перегрузку токами высших гармоник. Выбор схемы подключения УКРМ на ПС 35, 110 (150) кВ должен определяться в соответствии с [70] и [121].

Для нормализации КЭ и симметрирования напряжения вдоль электропередач 110 (150) кВ, питающих тяговую нагрузку, следует отдавать предпочтение ФКУ и непрерывно автоматически регулируемым быстродействующим УКРМ с пофазным управлением.

Для снижения несинусоидальности напряжения в схемах внешнего электроснабжения тяги в качестве УКРМ рекомендуется выбирать ФКУ, настроенные:

- при одной установке на плече питания на частоту 135÷142 Гц на подстанциях переменного тока;

- при двух установках на плече питания: одна на частоту 135÷142 Гц, вторая на частоту 230÷240 Гц;

- на частоту 230÷240 Гц на подстанциях постоянного тока.

Проектирование УКРМ промышленных предприятий следует производить раздельно для электрических сетей общего назначения и для электрических сетей с потребителями, к электроснабжению которых предъявляются специфические требования [122] и [55].

Длительные или кратковременные несимметричные режимы токов и напряжений могут быть снижены:

- подключением несимметричных нагрузок к сети с возможно большей мощностью КЗ;

- равномерным распределением однофазных и двухфазных нагрузок по всем трем фазам.

Если указанные меры недостаточны, рекомендуется применять симметрирующие устройства. Для статичных однофазной или двухфазной нагрузок значительной мощности следует использовать нерегулируемые симметрирующие устройства, преобразующие эти нагрузки в трехфазные.

В тех случаях, когда нагрузка по фазам меняется за весьма малые промежутки времени, несимметрия носит кратковременный и случайный характер, следует применять регулируемые статические симметрирующие устройства с достаточным быстродействием.

При проектировании системы электроснабжения электроприемников, нагрузка которых имеет резкопеременный характер, целесообразно уменьшение реактивного сопротивления сети. Могут быть рекомендованы УПК или УУПК.

Для ряда электроприемников производств с непрерывным технологическим процессом, средств вычислительной техники, средств связи и др. следует рассматривать применение АБП с аккумуляторными батареями в соответствии с [122] и [55].

Приложение Б (справочное)
Состав проектной документации ЛЭП

Раздел 1 Пояснительная записка

Раздел 2 Проект полосы отвода

Раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения
3.1 Электротехнические решения
3.2 Конструктивно-строительные решения
3.3 Система технологической связи
3.4 Релейная защита и автоматика ЛЭП
3.5 Системы противоаварийной автоматики

Раздел 4 Здания и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта

Раздел 5 Проект организации строительства

Раздел 6 Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта

Раздел 7 Мероприятия по охране окружающей среды

Раздел 8 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Раздел 9 Смета на строительство
9.1 Пояснительная записка
9.2 Сметная документация

Раздел 10 Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами
10.1 Материалы по отводу земли под строительство ЛЭП
10.2 Баланс мощности и расчеты режимов работы сети
10.3 Инженерно-экологические изыскания
10.4 Инженерно-геодезические изыскания
10.5 Инженерно-гидрометеорологические изыскания
10.6 Инженерно-геологические изыскания
10.7 Технические требования к оборудованию
10.8 Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Необходимость и объем разработки указанных разделов определяются заказчиком и указываются в ЗП.

Приложение В (справочное)
ЛЭП с применением УПСК

При проектировании опытных или опытно-промышленных кабельных или воздушно-кабельных линий напряжением 6 - 35 кВ допускается при технико-экономическом сравнении вариантов рассматривать применение универсального кабеля [123], закрепляемого на металлических, железобетонных или деревянных опорах, других конструкциях и сооружениях с применением несущего троса и специальной арматуры.

Для сооружения кабельных линий должен использоваться УПСК, представляющий собой конструкцию из трех однофазных кабелей, удовлетворяющих требованиям главы 2.3 [1], скрученных в жгут вокруг несущего стального троса.

Кабель УПСК состоит, как правило, из трех одножильных кабелей, скрученных вокруг несущего стального троса с полиэтиленовой оболочкой или без нее. Фазные жилы одножильных кабелей изолированы сшитым полиэтиленом, имеют герметизацию для защиты жилы от проникновения и распространения влаги в продольном и поперечном направлениях.

При проектировании подвески кабелей УПСК на опорах ВЛ расчет механических нагрузок на элементы линии (несущий трос, опоры, закрепления в грунте, узлы крепления и др.) должен проводиться в соответствии с указаниями [2] (глава 2.5).

На ВЛ с подвеской УПСК не должны распространяться требования [2] (глава 2.5), относящиеся к защите от перенапряжений и заземлению ВЛ с неизолированными проводами.

Защитные металлические оболочки и экраны фазных жил УПСК 6 - 35 кВ должны заземляться в соответствии с требованиями [2] (глава 1.7) и [1] (глава 2.3) в начале и конце кабельной линии, не реже, чем через 1 км по длине.

Заземление несущего троса и металлических элементов его подвески следует выполнять в начале и конце кабельной линии, в местах перехода в другие виды прокладки (подземная, в кабельном сооружении, подводная) и переходе в воздушную линию электропередачи.

При подвеске кабелей УПСК следует выполнять условия:

- кабели должны быть доступны для осмотра и ремонта;
- кабели должны быть защищены от повреждений в соответствии с указаниями, приведенными в [1] (п. 2.3.17).

Наиболее эффективно использование кабелей УПСК при следующих условиях:

-при прохождении сложных трасс (воздух-земля-вода);

- при прохождении линии вблизи городов и зон развития строительства (дачного, пригородного, промышленного);

- при проектировании электроснабжения на территориях с большой плотностью населения, если невозможно проложить только подземную или только воздушную линию электропередачи;

- при прохождении трассы в районах со скальными породами, препятствующими прокладке кабеля в земле, в зонах повышенного природного и промышленного загрязнения, вдоль побережья морей;

- в районах с повышенным гололедообразованием и выпадением большого количества липкого снега;

- для обеспечения гарантированного электроснабжения некоторых категорий потребителей, в том числе в качестве питающего кабеля ТП удаленных стройплощадок для аварийного питания удаленных объектов;

- при проектировании временного электроснабжения строительных площадок с перспективой дальнейшего использования кабелей для подземной прокладки;

- при прохождении линии в сырых помещениях и затапливаемых каналах. При прокладке в водоеме необходимо предусмотреть проектные решения по защите кабеля от механических повреждений.

При прохождении кабельной линии по лесным массивам и зеленым насаждениям вырубка просек не требуется. При этом расстояние от кабельной линии до деревьев и кустов при наибольшей стреле провеса и наибольшем отклонении кабеля следует принимать не менее 0,5 м.

Расстояние по вертикали от кабелей до поверхности земли в населенной и ненаселенной местности и до проезжей части улиц следует принимать не менее 5 м.

Допускается совместная прокладка кабелей на опорах с ВЛИ. Расстояние между кабелями напряжением 6 - 35 кВ и ВЛИ принимается не менее 1 м, при этом кабели должны располагаться выше проводов ВЛИ.

При проектировании ВОЛС на ЛЭП с УПСК должны быть проведены расчеты опор и их закреплений с учетом дополнительных нагрузок.

ОКСН может размещаться на опорах ниже и выше УПСК, расстояние между ними по вертикали должно быть не менее 0,6 м.

При отсутствии в проекте других расчетных значений следует принимать следующие минимально допустимые расстояния:

- от проекции кабеля УПСК на землю до жилых зданий по горизонтали - 3 м;

- от проекции кабеля на землю до окон и балконов жилых зданий по горизонтали - 5 м;

- от полотна автомобильной дороги любой категории до кабеля при пересечении по вертикали -7 м;

- от полотна, головки рельса неэлектрифицированных железных дорог до кабеля при пересечении по вертикали - 7,5 м;

- от полотна, головки рельса электрифицированных железных дорог до кабеля при пересечении по вертикали - 12 м;

- от наивысшего провода или несущего троса электрифицированных железных дорог до кабеля при пересечении по вертикали - 1,5 м;

Соединение несущего троса, установку соединительных, ответвительных и концевых муфт следует предусматривать на специальных полках опор. Допускается одно соединение несущего троса выполнять в пролете.

Приложение Г (справочное)
Рекомендуемые области применения ВО

Критерий	Условие	ПО	ВО НК	ВО ТК
Сегмент строительства	переустройство воздушной линии в местах пересечения с инженерными сооружениями, такими как: автомобильные дороги, железные дороги, воздушные линии электропередач, газопроводы	+	+	+
	реконструкции ВЛ с повышением плотности цепей	-	+	-
	заходы на порталы ПС, ограниченного землеотвода на подходе к подстанции и на территории самой подстанции	-	+	-
	опоры перекидок ГЭС-ОРУ, опоры для станционных узлов	+	+	-
	протяженный участок ВЛ по пересеченной местности	-	-	+
Обеспечение габаритного пролета*	<35 кВ	н/т	-	-
	110 (150) кВ	н/т	>360м	-
Район по ветровому давлению по ПУЭ-7	1	+	+	+
	2	+	+	+
	3	+	+	+
	4	+	-	-
	5	+	-	-
	6	-	-	-
	7	-	-	-
Район по гололеду по ПУЭ-7	1	+	+	+
	2	+	+	+
	3	+	+	+
	4	+	-	-
	5	+	-	-
	6	-	-	-
	7	-	-	-
Сейсмичность по шкале MSK-64, балл	6 и менее	+	+	+
	7	+	-	+
	8	+	-	+
	9	+	-	-
	10	+	-	-
	11	-	-	-
	12	-	-	-
Грозовая деятельность по ПУЭ-7	менее 10ч	+	+	+
	10-20 ч	+	+	+

	20-40 ч	+	+	+
	40-60 ч	+	+	+
	60-80 ч	+	-	-
	80-100 ч	-	-	-
	более 100 ч	-	-	-
Район по пляске проводов по ПУЭ-7	умеренный	+	+	+
	частый и интенсивный	+	-	-
Среднегодовая температура наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,98 ГОСТ 16350-80	до - 40С включительно	+	+	+
	ниже – 40С включительно	+	-	-
Варианты грунтовых условий ГОСТ 25100	Крупнообломочные грунты при содержании заполнителя менее 40 %	+	+	+
	Пески любой крупности, кроме пылеватых, плотные и средней плотности	+	+	+
	Пески любой крупности, только плотные	+	+	+
	Пески любой крупности, только средней плотности при коэффициенте пористости ***e*** меньше 0,65	+	+	+
	Супеси при ***e*** меньше 0,65, суглинки при ***e*** меньше 0,85 и глины при ***e*** меньше 0,95, если диапазон изменения коэффициента пористости этих грунтов на площадке не превышает 0,2	+	+	+
	Пески, кроме пылеватых при ***e*** меньше 0,7, в сочетании с пылевато-глинистыми грунтами при $e < 0,5$ и $I_L <$ 0,5 независимо от порядка их залегания	+	+	+
	Иное	+	-	-
Варианты грунтовых условий по СНиП IV-2-82 при механизированной разработки экскаваторами	I категория	+	+	+
	II категория	+	+	+
	III категория	+	+	+
	IV категория	+	+	+
	V категория	+	-	-
	VI категория	+	-	-
	VII категория	-	-	-
Наличие быстро-монтируемых опор соответствующей высоты или опор-аналогов в аварийном резерве	в наличии	+	+	+
	нет в наличии	+	-	-
Персонал прошел обучение	условие обеспечено	+	+	+

по обслуживанию высотных опор и имеет опыт устранения аварийных ситуаций в соответствии с утверждённой инструкцией и отраслевыми и нормативными документами	условие не обеспечено	-	-	-

н/т – нет требований

Приложение Д (справочное)
Состав проектной документации ПС

Раздел 1 Пояснительная записка

Раздел 2 Схема планировочной организации земельного участка

Раздел 3 Архитектурные решения

Раздел 4 Конструктивные и объемно-планировочные решения

Раздел 5 Сведения об инженерном оборудовании, сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

5.1 Технологические решения сооружений ПС

5.1.1 Электротехнические решения

5.1.2 Собственные нужды. Система переменного тока

5.1.3 Система оперативного постоянного тока ПС

5.1.4 Релейная защита и автоматика

5.1.5 Противоаварийная автоматика

5.1.6 Автоматизированная система управления технологическими процессами ПС. Телемеханика

5.1.7 Автоматизированная информационная измерительная система коммерческого и технического учета электроэнергии ПС

5.1.8 Сети связи

5.1.9 Изоляция, молниезащита, заземление

5.1.10 Защита от перенапряжений

5.1.11 Система рабочего и аварийного освещения

5.1.12 Организация эксплуатации ПС

5.2 Система водоснабжения

5.3 Система водоотведения

5.4 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, инженерные и тепловые сети

Раздел 6 Проект организации строительства

Раздел 7 Проект организации работ по сносу (демонтажу) объектов капитального строительства

Раздел 8 Перечень мероприятий по охране окружающей среды

Раздел 9 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Раздел 10 Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов

Раздел 11 Сметная документация на строительство ПС

11.1 Пояснительная записка

11.2 Сметная документация

Раздел 12 Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами

12.1 Материалы по отводу земли под строительство ПС

12.2 Баланс мощности и расчеты режимов работы сети с учетом перспективного развития энергосистемы

12.3 Инженерно-экологические изыскания

12.4 Инженерно-геодезические изыскания

12.5 Инженерно-гидрометеорологические изыскания

12.6 Инженерно-геологические изыскания

12.7 Технические требования к оборудованию

12.8 Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций.

Необходимость и объем разработки указанных разделов определяются заказчиком и указываются в ЗП.

Приложение Е (справочное)
Рекомендуемые объёмы телеинформации

Для РП/РТП 6-20 кВ, а также для РУ соответствующего напряжения на ПС 35, 110 (150) кВ

Тип ячейки	ТС	ТУ	ТИ
Ввод	1. Положение высоковольтного выключателя 2. Положение заземляющего разъединителя 3. Положение шинного разъединителя 4. Положение выкатного элемента 5. Готовность привода 6. Неисправность защитной автоматики 7. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки) 8. Положение ключа управления режимом (Местное/Дистанция) 9. Наличие напряжения на КЛ. 10. Работа защиты.	1. ВВ вкл. 2. ВВ откл.	Ток нагрузки, фаза А Ток нагрузки, фаза В Ток нагрузки, фаза С P, Q
Отходящая линия	1. Положение высоковольтного выключателя 2. Положение заземляющего разъединителя 3. Положение шинного разъединителя* 4. Положение выкатного элемента* 5. Готовность привода 6. Выход значения $3I_0$ за допустимые границы (в изолированной сети 6-10, 35 кВ). 7. Неисправность защитной автоматики 8. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки) 9. Положение ключа управления режимом (Местное/Дистанция) 10. Наличие напряжения на КЛ. 11. Работа защиты.	1. ВВ вкл. 2. ВВ откл.	Ток нагрузки, фаза А Ток нагрузки, фаза В* Ток нагрузки, фаза С P, Q
Линия к трансформатору	1. Положение высоковольтного выключателя 2. Положение заземляющего разъединителя 3. Положение шинного разъединителя* 4. Положение выкатного элемента* 5. Готовность привода. 6. Неисправность защитной автоматики 7. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки) 8. Положение ключа управления	1. ВВ вкл. 2. ВВ откл.	Ток нагрузки, фаза А Ток нагрузки, фаза В* Ток нагрузки, фаза С P, Q

Тип ячейки	ТС	ТУ	ТИ
	режимом (Местное/Дистанция) 9. Срабатывание первой ступени тепловой защиты трансформатора (для сухих т-ров)		
СВН	1. Положение высоковольтного выключателя 2. Положение заземляющего разъединителя 3. Положение шинного разъединителя* 4. Положение выкатного элемента* 5. Готовность привода 6. Неисправность защитной автоматики 7. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки) 8. Положение ключа управления режимом (Местное/Дистанция) 9. Готовность АВР	1. ВВ вкл. 2. ВВ откл.	Ток нагрузки, фаза А Ток нагрузки, фаза В Ток нагрузки, фаза С P, Q
ТН	1.Положение автоматического выключателя цепей 100 В 2. Выход значения $3U_0$ за допустимые границы (в изолированной сети 6-10, 35 кВ)		1.Линейное U_{AB} 2. Линейное U_{BC} 3. Линейное U_{CA}
Общие	1.Положение дверей (общий сигнал на секцию) 2. Срабатывание АВР (6-20 кВ) 3. Срабатывание АВР (собственные нужды) 4. Неисправность устройств ТМ 5. Неисправность UPS 6. UPS в режиме байпаса 7. Отсутствие питания на входе UPS 8. Готовность АВР		

* - определяется конструкцией первичного оборудования

Для СП 20 кВ

Тип ячейки	Индивидуальные ТС	ТУ	ТИ
Ввод Отходящая линия	1. Положение выключателя нагрузки 2. Положение заземляющего разъединителя 3. Положение выкатного элемента* 4. Срабатывание УТКЗ 5. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки) 6. Положение ключа управления режимом (местное/дистанция) 7. Наличие напряжения на КЛ 8. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки)	1. ВН вкл. 2. ВН откл.	Ток нагрузки, фаза А Ток нагрузки, фаза В* Ток нагрузки, фаза С P, Q**
АПТС	1. Положение дверей 2. Неисправность устройств ТМ 3.Срабатывание АВР собственных нужд		

* - определяется конструкцией первичного оборудования
** - при наличии ТН

Для ТП 6 - 20 кВ

Тип ячейки	Индивидуальные ТС	ТУ	ТИ
Линейное присоединение	1. Положение выключателя (выключателя нагрузки) 2. Положение заземляющего разъединителя 3. Срабатывание УТКЗ 4. Наличие напряжения на КЛ 5. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки)	1. ВВ вкл. 2. ВВ откл.	_
СВН, ШВН	1. Положение выключателя нагрузки 2. Положение заземляющего разъединителя 3. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки)	1. ВВ вкл. 2. ВВ откл.	_
Линия к трансформатору	Положение заземляющего разъединителя	_	_
Сторона НН	_	_	1.Напряжение на шинах 0,4 кВ, U_A 2. Напряжение на шинах 0,4 кВ, U_B 3. Напряжение на шинах 0,4 кВ, U_C 4. Ток на вводе РУ-0,4 кВ, фаза А 5. Ток на вводе РУ-0,4 кВ, фаза В 6. Ток на вводе РУ-0,4 кВ, фаза С, P, Q
СВ (АВР)	АВР готов	1. АВР вывести из работы 2. Восстановить схему АВР после срабатывания 3. АВР ввести в работу	-
АПТС	1. Положение дверей 2. Неисправность устройств ТМ 3. Срабатывание АВР собственных нужд 4. Работа 1-й ступени тепловой защиты трансформатора 5. Положение автоматов в цепях тепловой защиты трансформатора	-	-

Библиография

1. ПУЭ (6-е издание), утверждены Главтехуправлением, Госэнергонадзором Минэнерго СССР 05.10.1979 (ред. от 20.06.2003г.).
2. ПУЭ (7-е издание), утверждены приказом Минэнерго России от 08.07.2002г. № 204.
3. СНиП 2.07.01-89* Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений.
4. Приказ Минстроя России от 15.04.2016г. № 248/пр «О порядке разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства».
5. Руководящие указания об определении понятий и отнесении видов работ и мероприятий в электрических сетях отрасли «Электроэнергетика» к новому строительству, расширению, реконструкции и техническому перевооружению. РД 153-34.3-20.409-99.
6. Указание «Об организации работ по техническому перевооружению и реконструкции электрических сетей» (утверждено Минтопэнерго СССР № Д-453 от 13.08.86г).
7. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (в действующей редакции) "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию".
8. Письмо Минрегиона РФ от 22.06.2009 № 19088-СК/08 «О применении Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
9. Постановление Правительства РФ от 11.08.2003г. № 486 «Об утверждении Правил определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети».
10. № 14278ТМ-Т1 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.
11. СТО 34.01-2.2-002-2015 Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Анкерная и поддерживающая арматура для СИП-1 и СИП-2. Общие технические требования
12. СТО 34.01-2.2-003-2015 Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Вспомогательная арматура. Общие технические требования
13. СТО 34.01-2.2-004-2015 Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Ответвительная арматура. Общие технические требования
14. СТО 34.01-2.2-006-2015 Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Соединительная арматура. Общие технические требования
15. СТО 34.01-2.2-007-2015 Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Анкерная и поддерживающая арматура для СИП-4. Общие технические требования
16. СО 153-34.21.122-2003 Описательная часть: Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
17. Ассоциация «РОСЭЛЕКТРОМОНТАЖ» Технический циркуляр № 11/2006г. Москва 16 октября 2006г. О заземляющих электродах и заземляющих проводниках.
18. РД 153-34.0-20.408-97 Правила приемки в эксплуатацию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами.
19. Постановление Правительства РФ от 24.02.2009г. № 160 (ред. от 26.08.2013г.) «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон» (вместе с «Правилами установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»).
20. СНиП 52-01-2003. Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения.

21. Федеральные авиационные правила «Требования, предъявляемые к аэродромам, предназначенным для взлета, посадки, руления и стоянки гражданских воздушных судов», утверждены приказом Минтранса России от 25.08.2015г. № 262.

22. Федеральные авиационные правила «Размещение маркировочных знаков и устройств на зданиях, сооружениях, линиях связи, линиях электропередачи, радиотехническом оборудовании и других объектах, устанавливаемых в целях обеспечения безопасности полетов воздушных судов», утвержденные приказом Росаэронавигации от 28.11.2007г. № 119.

23. СТО 56947007-33.180.10.172-2014 Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше.

24. РД 34.20.184-91 Методические указания по районированию территорий энергосистем и трасс ВЛ по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов.

25. СТО 34.01-2.2-016-2016 Маркеры для воздушных линий электропередачи. Маркировка опор и пролетов ВЛ.

26. СТО 34.01-2.2-012-2016 Маркеры для воздушных линий электропередачи. Общие технические требования.

27. СТО 34.01-2.2-009-2016 Арматура для воздушных линий электропередачи напряжением 6-110 кВ с защищёнными проводами. Общие технические требования.

28. СТО 56947007-29.240.121-2012 Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ.

29. СНиП 1.04.03-85*. Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений. Часть I (ред. от 17.07.1989г.).

30. Приказ Минприроды РФ № 525, Роскомзема № 67 от 22.12.1995г. «Об утверждении Основных положений о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 29.07.1996г. № 1136).

31. СТО 56947007-29.240.01.219-2016 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при техническом обслуживании и ремонте

32. СТО 56947007-29.240.01.218-2016 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании, сооружении, реконструкции и ликвидации.

33. Приказ Минприроды РФ от 16.05.2000г. № 372. «Положение об оценке воздействия на окружающую среду».

34. Федеральный закон от 25.06.2002г. № 73-ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации».

35. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 21.08.2007г. № 60 «Об утверждении ГН 2.1.8/2.2.4.2262-07» (вместе с «ГН 2.1.8/2.2.4.2262-07.2.1.8. Физические факторы окружающей природной среды. 2.2.4. Физические факторы производственной среды. Предельно допустимые уровни магнитных полей частотой 50 Гц в помещениях жилых, общественных зданий и на селитебных территориях. Гигиенический норматив».

36. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 19.02.2003г. № 10 (ред. от 02.03.2009г.) «О введении в действие Санитарных правил и нормативов СанПиН 2.2.4.1191-03» (вместе с «СанПиН 2.2.4.1191-03. 2.2.4. Физические факторы производственной среды. Электромагнитные поля в производственных условиях. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы», утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 30.01.2003г.).

37. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 25.09.2007г. № 74 (ред. от 25.04.2014г.) «О введении в действие новой редакции санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

38. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 2.2.4. Физические факторы производственной среды. 2.1.8. Физические факторы окружающей природной среды. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы.

39. Постановление Правительства РФ от 13.08.1996г. № 997 (ред. от 13.03.2008г.) «Об утверждении Требований по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи».
40. Федеральный закон от 24.04.1995г. № 52-ФЗ «О животном мире».
41. Федеральный закон от 10.01.2002г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
42. СТО 34.01-2.2-010-2015 Птицезащитные устройства для воздушных линий электропередачи и открытых распределительных устройств подстанций. Общие технические требования.
43. СТО 56947007-29.060.20.071-2011 Силовые кабельные линии напряжением 110-500 кВ. Условия создания. Нормы и требования.
44. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей (с изм. от 29.06.1999г.).
45. РД 34.20.508 Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий. Часть 1. Кабельные линии напряжением до 35 кВ.
46. СТО 56947007-29.060.20.103-2011 Силовые кабели. Методика расчёта устройств заземления экранов, защиты от перенапряжений изоляции силовых кабелей на напряжение 110-500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена.
47. СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства.
48. СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011 Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения.
49. РД 34.45-51.300-97 Объем и Нормы испытаний электрооборудования.
50. Приказ Минтруда России от 24.07.2013г. № 328н (ред. от 19.02.2016г.) «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
51. СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендаций по проектированию развития энергосистем.
52. СТО 34.01-3.1-002-2016 Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ.
53. Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения. НТПС-88.
54. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения.
55. Приказ Минэнерго РФ от 19.06.2003г. № 229 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 20.06.2003г. № 4799).
56. СТО 56947007-29.180.01.206-2015 Трансформаторы сухие на напряжение 6-35 кВ. Типовые технические требования.
57. СТО 56947007-29.200.10.011-2008 Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования.
58. СТО 56947007-29.240.043-2010 Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов.
59. СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ.
60. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства.
61. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
62. РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений.
63. Методические указания по выбору ОПН в электрических сетях 110-750 кВ», Энергосетьпроект, 2000г.
64. Методические указания по ограничению в.ч. коммутационных перенапряжений и защите от них электротехнического оборудования в РУ 110 (150) кВ и выше, УДК 621.311, ОРГРЭС, 1998г.

65. СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ.

66. РД 34.20.116-93. Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и ПС от импульсных помех. РАО «ЕЭС России».

67. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.

68. № 13629тм-т.2 Руководство по проектированию электрического освещения понижающих подстанций, Энергосетьпроект.

69. СНиП 2.01.53-84 Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства.

70. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.

71. Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе (утверждено Советом директоров ПАО «Россети» (протокол от 22.02.2017г. № 252).

72. Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса. (Приложение № 1 к протоколу Правления ПАО «Россети», приказ от 22.06.2015г. № 356).

73. Методические указания по применению в ПАО «Московская объединенная электросетевая компания» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов (приказ ПАО «МОЭСК» от 04.07.2014г. № 723).

74. Техническая политика ПАО «МРСК Центра» (приказ генерального директора ПАО «МРСК центра» № 15 от 27.01.2010г.).

75. СТ-ИА-74.20.36.990-3-25/2-02-2014 Технические требования к выбору комплекса защит сетей 6-35 кВ (приказ ПАО «Тюменьэнерго» от 31.01.2014 г. № 48).

76. СТО 56947007-29.240.55.159-2013 Типовая инструкция по организации работ для определения мест повреждений воздушных линий электропередачи напряжением 110 (150) кВ и выше.

77. Методические указания по устойчивости энергосистем. Приказ Минэнерго России от 30.06.2003г. № 277.

78. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения), 1986г.

79. СТО 59012820.29.240.001-2011 Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования.

80. СТО 59012820.29.240.001-2010 Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка).

81. СТО 34-01-6.1-001-2016 Программно-технические комплексы подстанций 6-10 (20) кВ. Общие технические требования.

82. СТО 34-01-6.1-002-2016 Программно-технические комплексы подстанций 35-110 (150) кВ. Общие технические требования.

83. Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций (утверждены ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «СО ЕЭС» 20.09.2016 г.).

84. Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций (утверждён ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «СО ЕЭС» 20.09.2016 г.).

85. Типовые требования к ПТК АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями (утверждены ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «СО ЕЭС» 27.10.2016 г.).

86. Типовое соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и МРСК в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России. Утверждено ОАО «СО ЕЭС» 24.08.2010г., с изменениями от 09.11.2011г., 08.10.2012г., 13.12.2012г., 08.08.2014г.

87. РД 34.11.321-96 Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций.

88. РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.

89. СТО 56947007-33.060.40.177-2014 Технологическая связь. Типовые технические требования к аппаратуре ВЧ связи по линиям электропередачи.

90. СТО 56947007-33.060.40.125-2012 Основные технические требования к устройствам обработки и присоединения каналов ВЧ связи по ВЛ 30-750 кВ.

91. СТО 56947007-33.060.40.045-2010 Руководящие указания по выбору частот ВЧ каналов по линиям электропередачи 35, 110, 220, 500 и 750 кВ.

92. СТО 56947007-29.180.04.165-2014 Реакторы токоограничивающие на номинальное напряжение 6-500 кВ. Типовые технические требования.

93. СТО 56947007-29.060.10.005-2008 Руководящий документ по проектированию жесткой ошиновки ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ.

94. СТО 56947007-29.240.25.161-2014 Комплектные трансформаторные подстанции блочные. Типовые технические требования.

95. Унифицированные проектные решения для СТП 6, 10/0,4 кВ, мощностью 25÷100 кВ·А» ОАО «МРСК Центра.

96. СТО 56947007-29.130.20.104-2011 Типовые технические требования к КРУ классов напряжения 6-35 кВ.

97. Федеральный закон от 22.07.2008г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

98. Федеральный закон от 10.07.2012г. № 117-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

99. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 14.03.2002 N 10 "О введении в действие Санитарных правил и норм "Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения. СанПиН 2.1.4.1110-02" (с изм. от 25.09.2014) (вместе с "СанПиН 2.1.4.1110-02. 2.1.4. Питьевая вода и водоснабжение населенных мест. Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения. Санитарные правила и нормы", утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 26.02.2002) (Зарегистрировано в Минюсте РФ 24.04.2002 N 3399).

100. Водный кодекс Российской Федерации" от 03.06.2006 N 74-ФЗ (ред. от 31.10.2016).

101. Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 28.12.2016) «Об отходах производства и потребления».

102. СО 153- 34.10.101-2003 Нормативы комплектования автотранспортными средствами, спецмеханизмами и тракторами производственных подразделений АО-энерго для технического обслуживания и ремонта электрических сетей.

103. Нормативы численности промышленно-производственного персонала электрических сетей (утверждены ПАО РАО ЕЭС России, 03.12.2004г.).

104. Федеральный закон от 21.07.2011 N 256-ФЗ (ред. от 06.07.2016) «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».

105. Постановление Правительства РФ от 05.05.2012 г. №458 дсп «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса»

106. Постановление Правительства РФ от 19.09.2015 г. №993 дсп «Требования к обеспечению безопасности и линейных объектов ТЭК»

107. Концепция обеспечения информационной безопасности ПАО «Россети» (утверждена распоряжением ПАО «Россети» от 17.06.2014г. № 249р).

108. Распоряжение ПАО «Россети» № 140р от 01.04.2016г. «Об утверждении минимальных требований к информационной безопасности АСТУ».

109. Приказ ФСТЭК России от 14.03.2014г. № 31 «Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды» (Зарегистрировано в Минюсте России 30.06.2014г. № 32919).

110. № 13тм Критерии и основные технические требования к сейсмостойкости подстанций и линий электропередач, Энергосетьпроект, 1997г.

111. № 13517тм. Фундаменты под сейсмостойкие трансформаторы напряжением 110-500 кВ, Энергосетьпроект, Дальэнергосетьпроект, 1993г.

112. № 13362тм-т1 Фундаменты для установки трансформаторов 35-500 кВ без кареток (катков) и рельс, Энергосетьпроект, Севзапэнергосетьпроект, 1992г.

113. СТО 34.01-5.1-002-2014 Типовой стандарт. Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ОАО "Россети"

114. МИ 2441-97 ГСИ. Испытания для целей утверждения типа измерительных систем. Общие требования

115. РД 153-34.0-11.209-99 (СО 34.11.209-99) Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности.

116. РД 34.35.305 Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей.

117. СТО 34.01-3.1-003-2017 Построение распределительной сети напряжением 0,4÷10 кВ с применением столбовых трансформаторных подстанций 6, 10/0,4 кВ.

118. Приказ Минэнерго России от 14.10.2013г. № 718 (ред. от 27.10.2014г.) «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций» (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013г. № 30988).

119. МР 01-009-2013 Методические рекомендации по присоединению малой генерации к электрическим сетям для параллельной работы с энергосистемой. База данных по видам применяемой малой генерации.

120. МИ БП 10/01-01/2012 Методическая инструкция Установка вольтодобавочных трансформаторов в распределительных сетях 0,4 кВ.

121. СТО 70238424.29.160.20.007-2009 Турбогенераторы и синхронные компенсаторы. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

122. НТП ЭПП-94. (взамен СН 174-75) Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. Первая редакция.

123. SFS-EN50341-2-7 Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV. General requirements. Common specifications.

gost.e-ecolog.ru