

ПОЛОЖЕНИЕ  
О ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКЕ  
АО «НЭСК-электросети»

## Содержание:

1. Введение .....	5
2. Термины и определения .....	6
3. Стратегические задачи технической политики.....	14
4. Анализ текущего состояния объектов распределительных электрических сетей электросетевого комплекса.....	16
5. Трансформаторные подстанции и распределительные пункты .....	18
5.1. Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 10-35(110) кВ.....	18
5.2. Общие требования к построению распределительных сетей 10-110 кВ .....	19
5.3. Проектные и строительные решения при новом строительстве, техническом первооружении, реконструкции подстанций .....	22
5.4. Стандартные компоновочные решения при новом строительстве КТПН, БКТП, БРТП, БРП для расчета платы за технологическое присоединение. ....	24
6. Основное оборудование .....	26
6.1. Силовые трансформаторы .....	26
6.2. Реакторы.....	27
6.3. Средства и системы подавления дуговых замыканий при однофазных замыканиях на землю в сети 10 кВ .....	28
6.4. Коммутационная аппаратура.....	29
6.5. Комплектные распределительные устройства и секционирующие пункты .....	31
6.6. Токопроводы и ошиновка.....	32
6.7. Электромагнитные измерительные трансформаторы.....	33
6.8. Ограничители перенапряжений нелинейные.....	35
6.9. Собственные нужды.....	37
6.10. Вспомогательные и расходные материалы (масла, изделия) .....	38
6.10.1. Энергетические масла.....	38
6.10.2. Предохранители для защиты электроустановок на напряжение .....	39
6.10.3. Лакокрасочные изделия .....	39
6.10.4. Смазочные материалы для электрооборудования .....	39
6.10.5. Светильники, лампы для осветительных приборов.....	39
6.10.6. Метизы, крепежная арматура .....	39
6.10.7. Инструмент и приспособления .....	39
6.10.8. Входной контроль качества материалов и оборудования .....	39
7. Воздушные линии электропередачи .....	41
7.1. Общие положения.....	41
7.2. Методические подходы при проектировании ВЛ.....	41
7.3. Технологии производства строительного-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции воздушных линий электропередачи.....	43
7.4. Технические требования к строительству ЛЭП-0,4-35(110) кВ.....	44
7.5. Требования к опорам.....	45
7.6. Фундаменты .....	47
7.7. Провода.....	48
7.8. Технические требования к неизолированному проводу для ВЛ-10-110 кВ.....	48
7.9. Технические требования к изолированному проводу для ВЛ-0,4 кВ.....	49
7.10. Изоляторы и линейная арматура .....	50
7.10.1. Изоляторы .....	50
7.10.2. Линейная арматура .....	50
7.11. Защита от грозных перенапряжений.....	52
7.12. Линейное коммутационное оборудование (реклоузеры) 10-35 кВ.....	52

7.13. Защита воздушных линий от гололедно-ветровых воздействий .....	53
8. Кабельные линии электропередач.....	54
8.1. Общие принципы построения силовых кабельных линий.....	54
8.2. Общие требования к строительству КЛ .....	55
8.3. Схемы построения кабельных линий .....	56
8.4. Силовые кабели .....	57
8.5. Основные технические требования к конструкции кабеля .....	57
8.6. Требования к арматуре силовых кабельных линий.....	58
8.7. При проведении ремонтов на кабельных линиях.....	59
8.8. Защита от перенапряжений кабельных линий.....	60
8.9. Перспективные технологии ВЛ.....	61
8.10. Ограничения по применению технологий на КЛ.....	61
9. Релейная защита и автоматика .....	63
9.1. Общие положения.....	63
9.2. Требования к оснащению РЗА для трансформаторов 35(110) кВ .....	63
9.3. Требования к оснащению устройствами РЗА для ЛЭП 10-35(110) кВ .....	64
9.4. Требования к оснащению устройствами РЗА секционного СВ и шиносоединительного ШСВ выключателей 10–35 кВ .....	65
9.5. Основные требования к выбору МП устройств РЗА .....	65
9.6. Схемы и системы питания вторичных цепей .....	66
9.7. Требования к системам РЗА на подстанциях в части передачи сигналов, событий и осциллограмм в ОИК и удаленного доступа. ....	67
9.8. Рекомендуемые к применению устройства РЗА.....	68
9.9. Ограничения по применению оборудования и технологий.....	69
10. Техническое диагностирование и мониторинг электросетевого оборудования.....	70
10.1. Силовые трансформаторы и измерительные трансформаторы .....	70
10.2. Коммутационные аппараты (выключатели, разъединители).....	71
10.3. Воздушные линии электропередачи .....	71
10.4. Кабельные линии .....	71
10.5. Электротехнические лаборатории .....	71
10.6. Требования к функционалу и оборудованию ЭТЛ.....	72
11. Автоматизированные системы диспетчерско-технологического правления .....	73
11.1. Программно - технический комплекс АСДТУ (АИСДУ или АСУ ТП).....	73
11.2. Общие функциональные требования к подсистемам АСДТУ .....	75
11.3. Требования к оборудованию системы телемеханики и ее размещению .....	79
11.4. Каналы связи.....	83
11.5. Состав технической и эксплуатационной документации.....	83
12. ВОЛС .....	84
13. Сеть подвижной радиосвязи.....	86
14. Сеть телефонной связи.....	87
15. Система учета электрической электроэнергии .....	88
15.1. Общие положения развития системы учета электроэнергии .....	88
15.2. Стратегия развития систем учета электроэнергии.....	91
15.3. Требования к компонентам организации систем учета .....	92
15.4. Средства учета и измерений.....	93
15.4.1. Учет и измерения электроэнергии .....	93
15.4.2. Пломбировочные устройства .....	93
15.4.3. Применение пломбировочных материалов.....	94
15.4.4. Выносные пункты учета .....	95
15.4.5. Применение выносных пунктов учета .....	95
15.4.6. Системы дистанционного съема показаний .....	96

16. Мониторинг и управление качеством электроэнергии .....	97
16.1. Политика в области мониторинга и управление качеством электроэнергии электросети .....	97
16.2. Мониторинг и управление качеством электроэнергии в электрических сетях распределительного сетевого комплекса.....	98
16.3. Средства измерения и определение параметров контроля качества электроэнергии .....	100
16.4. Компенсация реактивной мощности в сетях 0,4-10 кВ .....	101
16.5. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии.....	102
17. Метрологическое обеспечение.....	104
17.1. Общие положения.....	104
17.2. Требования к измерениям.....	104
17.3. Требования к средствам измерений.....	104
18. Автотранспорт и средства механизации.....	106
18.1. Общие требования.....	106
18.2. Комплектование парка автотранспортных средств и механизмов.....	106
18.3. Дополнительные требования к приобретаемым и арендуемым автотранспортным средствам: 107	
19. Эксплуатация оборудования электросетевого комплекса.....	109
19.1. Оперативное обслуживание .....	109
19.2. Планирование и организация работ.....	109
19.3. Мониторинг и управление надежностью .....	110
19.4. Техническое обслуживание и ремонт .....	110
20. Оперативно - технологическое управление .....	112
20.1. Комплекс организационно и технологических действий ОТУ.....	112
20.2. Функциональные требования к системе оперативно-технологического управления.....	114
21. Экологическая безопасность .....	116
21.1. Основные принципы экологической безопасности.....	116
21.2. Экология подстанций .....	116
21.3. Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований экологической безопасности .....	116
22. Охрана труда .....	117
22.1. Основные цели в области охраны труда.....	117
22.2. Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований охраны труда и безопасности персонала .....	118
23. Пожарная безопасность .....	119
23.1. Основные принципы в области пожарной безопасности .....	119
23.2. Система противопожарной защиты объекта.....	119
23.3. Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований пожарной безопасности и предупреждение технологических нарушений, связанных с пожарами. ....	120
24. Электробезопасность .....	122
24.1. Электрозащитные средства .....	122
24.2. Указатели высокого напряжения.....	123
24.3. Устройство для дистанционного контроля опасного напряжения (типа ПИОН, СНИК и прочие).....	123
24.4. Указатель напряжения для ВЛ 0,4 кВ .....	123
24.5. Указатель проверки совпадения фаз 10 кВ .....	123
24.6. Индикатор тока для ВЛ 0,4кВ.....	124
24.7. Указатель низкого напряжения.....	124
24.8. Указатель низкого напряжения с функцией проверки совпадения фаз.....	124

24.9. Термостойкие защитные комплекты.....	124
25. Промышленная безопасность.....	126
26. Безопасность дорожного движения .....	126
26.1. Требования к обеспечению безопасности дорожного движения.....	126
26.2. Требования к эксплуатации и содержанию автотранспортных средств и механизмов.....	128
27. Требования к практическому обучению производственного персонала.....	129
28. Технический надзор в отношении объектов электросетевого комплекса.....	131
29. Безопасность и антитеррористическая защищенность объектов электросетевого комплекса.....	133
29.1. Общие требования к безопасности на объектах электросетевого комплекса .....	133
30. Долгосрочная инвестиционная программа .....	135
31. Реализация проектов нового строительства и реконструкции электросетевого комплекса.....	136
31.1. Проектирование объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции.....	136
31.2. Обеспечение соответствия требованиям по надежности, безопасности вводимых объектов капитального строительства.....	137
31.3. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов .....	137
32. Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности .....	138
32.1. Общие положения.....	138
32.2. Основные цели и задачи Программы .....	138
33. Организация закупок материально-технических ресурсов и оборудования, работ и услуг.....	139
34. Контроль за реализацией технической политики.....	141
35. Управление технической политикой.....	141
36. Перспективные технологии интеллектуальной электрической сети.....	142
36.1. Переход к цифровым активно-адаптивным сетям с распределенной интеллектуальной системой автоматизации и управления .....	142
36.2. Переход к цифровому оборудованию ПС 10-35(110) кВ.....	142
36.3 Переход к комплексной эффективности бизнес-процессов и автоматизации систем управления: .....	143
36.4. Новые технологии и материалы в электрических сетях в области общесистемных вопросов : .....	144
37. Используемые сокращения.....	144

## 1. Введение

1.1. Положение «О технической политике» АО «НЭСК-электросети» (далее - Положение) является внутренним документом, разработанным, в соответствии с действующим законодательством и является, основополагающим документом, обязательным для применения в филиалах Общества, осуществляющих деятельность по передаче и распределению электрической энергии.

1.2. Соблюдение требований Положения является обязательным для структурных подразделений Общества.

1.3. В отношении филиалов настоящее Положение, как внутренний документ Общества, носит обязательный характер и является обязательным для исполнения третьими лицами, привлекаемыми на договорной основе для целей выполнения работ (услуг, поставок) на объектах электросетевого комплекса, путем включения требований Положения в заключаемые договоры.

1.4. Для обозначения обязательности выполнения технических требований в Положении применяются понятия «должен», «следует», «необходимо» и производные от них.

1.5. Понятие «как правило» означают, что данное техническое требование является преобладающим, а отступление от него должно быть обосновано.

1.6. Понятие «допускается» означает, что данное техническое требование или решение применяется в виде исключения, как вынужденное при соответствующем обосновании (вследствие стесненных условий, ограниченных ресурсов, отсутствия необходимого электротехнического оборудования, изделий и материалов и т. п.).

1.7. Понятие «рекомендуется» означает, что данное техническое решение является приоритетным, но не обязательным.

1.8. Положение подлежит пересмотру по мере необходимости, но не реже одного раза в три года.

## 2. Термины и определения

В настоящем положении применяются термины и определения, приведенные в таблице 1.

Таблица 1.

№	Термин	Определение
1	Авария	технологическое нарушение на объекте электроэнергетики и (или) энергопринимающей установке, приведшее к разрушению или повреждению сооружений и (или) технических устройств (оборудования) объекта электроэнергетики и (или) энергопринимающей установки, неконтролируемому взрыву и (или) выбросу опасных веществ, отклонению от установленного технологического режима работы объектов электроэнергетики и (или) энергопринимающих установок, полному или частичному ограничению режима потребления электрической энергии (мощности), возникновению или угрозе возникновения аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы
2	Автоматизированная система мониторинга	система, обеспечивающая сбор, хранение, обработку информации в режиме непрерывного контроля параметров объекта с применением автоматизированных систем реального времени и участием человека
3	Акт-предписание	оформленный, согласованный и принятый к исполнению документ установленного образца, содержащий результаты проведенной проверки, в том числе перечень основных выявленных нарушений, мероприятия и сроки по их устранению, выводы и предложения по итогам проверки
4	Аутсорсинг	передача Обществом определённых видов или функций деятельности другой компании на основании договора
5	Единство измерений	состояние измерений, при котором их результаты выражены в допущенных к применению в Российской Федерации единицах величин, а показатели точности измерений не выходят за установленные границы
6	Замена	замена эксплуатируемого оборудования на аналогичное по функциональности в рамках программы ТОР
7	Инженерная инфраструктура (системы)	комплекс технических и или программных средств, обеспечивающих нормальное функционирование информационно-телекоммуникационной инфраструктуры. Инженерная инфраструктура включает в себя: <ul style="list-style-type: none"> <li>- климатическую подсистему;</li> <li>- подсистему электроснабжения;</li> <li>- подсистему автоматического пожаротушения;</li> <li>- подсистему охранной и пожарной сигнализации;</li> <li>- подсистему контроля и управления доступом;</li> <li>- подсистему видеонаблюдения;</li> <li>- подсистему мониторинга;</li> </ul>

		– подсистему водоснабжения и канализации
8	Инспектор	работник, выполняющий функции технического надзора в отношении субъекта электросетевого комплекса
9	Интеллектуальная сеть (ИС)	качественно новый вид электрической сети, позволяющий осуществлять в реальном времени мониторинг и управление сетью, осуществлять коммуникации между потребителями и поставщиками, предоставляя возможность оптимизации потребления, сокращая стоимость электроэнергии, тем самым обеспечивая новый уровень надежности и экономичности энергоснабжения, которая позволяет: <ul style="list-style-type: none"> <li>– интегрировать все виды генерации (в том числе малую генерацию) и любые типы потребителей (от домашних хозяйств до крупной промышленности) для ситуационного управления спросом на их услуги и для активного участия в работе энергосистемы;</li> <li>– изменять в режиме реального времени параметры и топологию сети по текущим режимным условиям, исключая возникновение и развитие аварий;</li> <li>– обеспечивать расширение рыночных возможностей инфраструктуры путем взаимного оказания широкого спектра услуг субъектами рынка и инфраструктурой;</li> <li>– минимизировать потери, расширить системы самодиагностики и самовосстановления при соблюдении условий надежности и качества электроэнергии;</li> <li>– интегрировать электросетевую и информационную инфраструктуру для создания системы управления с полномасштабным информационным обеспечением.</li> </ul>
10	Информационная телекоммуникационная инфраструктура	совокупность решений, таких как серверы, коммутационное оборудование, каналы связи, локально-вычислительная сеть (ЛВС), системы мониторинга и т.п., обеспечивающих обработку и хранение данных, а также передачу данных пользователям
11	Информационные технологии (ИТ) и телекоммуникации (ИТТ)	совокупность организационных, технических, программных и языковых средств, обеспечивающих реализацию информационного процесса, таких как: <ul style="list-style-type: none"> <li>– автоматизированная систем управления АСУ (в т.ч. автоматизированная система диспетчерского технологического управления АСДУ);</li> <li>– системы и сети связи</li> <li>– вычислительная инфраструктура</li> </ul>
12	Испытательное оборудование	средство испытаний, представляющее собой техническое устройство для воспроизведения условий испытаний
13	ИТ сервис (ИТ услуга)	это услуга в сфере информационных технологий, которую сторонняя компания, предоставляет для осуществления обслуживания ИТ инфраструктуры
14	Информационные технологии (ИТ)	совокупность методов, способов, приёмов и средств, реализующих информационный процесс в соответствии с



		заданными требованиями
15	Кибернетическая безопасность	широкий спектр практических приёмов, инструментов и концепций, тесно связанных с технологиями информационной и операционной безопасности
16	Локальный ИТ сервис	ИТ сервис, предоставляемый пользователям только Общества или отдельного филиала
17	Магистральные электрические сети	электрическая сеть, предназначенная для передачи электрической энергии от производителя к пунктам подключения распределительных электрических сетей
18	Мониторинг	непрерывный контроль параметров объекта с применением автоматизированных систем, обеспечивающих сбор, хранение и обработку информации в режиме реального времени
19	Нормативно-справочная информация автоматизированной системы	информация, заимствованная из нормативных документов и справочников и используемая при функционировании автоматизированных систем (ГОСТ 34.003-90). К нормативно-справочной информации (основным данным, мастер данным) относится совокупность условно-постоянной базовой информации, используемой многими пользователями в различных приложениях, в отличие от транзакционных данных, относящихся лишь к конкретному событию
20	Оперативное предписание	оформленный по результатам проверок или регламентных работ документ установленного образца, содержащий описание неотложных мер, направленных на ликвидацию выявленных нарушений, которые могут привести к производственному травматизму либо аварии (технологическому нарушению)
21	Основное оборудование	оборудование, непосредственно участвующее в передаче, распределении, преобразовании электроэнергии
22	Отказ	событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта (ГОСТ 27.002-89)
23	Показатели (индикаторы) энергетической эффективности	количественная и/или качественная характеристика планируемых и реализуемых мер по энергосбережению, выражаемая в абсолютных и/или относительных единицах
24	Последствия отказа	потери, которые несет Общество в случае незапланированного прекращения электроснабжения потребителей. Характер последствий может быть различным (экономический, социальный, экологический, репутационный и др.)
25	Проверка	совокупность проводимых работниками в отношении субъекта проверки мероприятий по техническому надзору по месту нахождения объекта проверки и/или месту фактического осуществления его деятельности

26	Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности	документ, определяющий рекомендации, конкретные мероприятия, объем и сроки их выполнения по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, направленные на достижение целевых показателей энергосбережения за определенный период, а также ответственных исполнителей
27	Производственная программа	программа ТОиР (план работ по техническому обслуживанию и ремонту, расчистке трасс и расширению просек ВЛ)
28	Инвестиционная программа	программа ИПР (реконструкция и новое строительство)
29	Производственные активы	совокупность материальных активов, непосредственно участвующих в передаче и распределении электроэнергии, а также находящиеся в аварийном резерве, используемые в качестве обменного фонда. К производственным активам относятся объекты электросетевого хозяйства – ВЛ, КЛ, трансформаторные подстанции (ТП) и распределительные пункты (РП) и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование, здания, сооружения, АСДУ
30	Рабочая документация	документация, состоящая из документов в текстовой форме, рабочих чертежей, спецификации оборудования и изделий, разрабатываемая в целях реализации в процессе строительства архитектурных, технических и технологических решений, содержащихся в проектной документации на объект капитального строительства
31	Распределительные электрические сети	электрическая сеть, обеспечивающая распределение электрической энергии между пунктами потребления
32	Реконструкция объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов)	изменение параметров объекта капитального строительства, его частей (высоты, количества этажей, площади, объема), в том числе надстройка, перестройка, расширение объекта капитального строительства, а также замена и (или) восстановление несущих строительных конструкций объекта капитального строительства, за исключением замены отдельных элементов таких конструкций на аналогичные или иные улучшающие показатели таких конструкций элементы и (или) восстановление указанных элементов (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) от первоначально установленной
33	Реконструкция линейных объектов	изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов (мощности, грузоподъемности и других) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов

34	Релейная защита (РЗ)	совокупность устройств, предназначенных для автоматического выявления коротких замыканий, замыканий на землю и других ненормальных режимов работы ЛЭП и оборудования, которые могут привести к их повреждению и / или нарушению устойчивости энергосистемы, формирования управляющих воздействий на отключение коммутационных аппаратов в целях отключения этих ЛЭП и оборудования от энергосистемы, формирования предупредительных сигналов
35	Релейная защита и автоматика (РЗА)	релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов, технологическая автоматика объектов электроэнергетики
36	Ремонт	комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделия и восстановлению ресурса изделий или их составных частей (ГОСТ 18322-78)
37	Ремонт по техническому состоянию	ремонт, при котором объем и момент начала ремонта определяются техническим состоянием, при этом, контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме установленными документацией производителя оборудования или требованиями НТД (ГОСТ 18322-78)
38	Ремонтная программа	совокупность графиков и планов-графиков выполнения ремонтных работ в составе основных характеристик и объемов финансирования, составляемая на один год (краткосрочная) в рамках периода тарифного регулирования и на период не менее пяти лет (долгосрочная), формируемая на основании нормативных документов и утверждаемая в установленном порядке
39	Риск отказа оборудования (риск)	вероятностный показатель (количественная характеристика, мера) опасности и величины негативных последствий (экономических, экологических, социальных) от отказа единицы оборудования
40	Система управления производственными активами	взаимосвязанные и совместно используемые схемы процессов, показатели их эффективности, правила, методики, алгоритмы, нормативно-справочная информация, информационные системы и базы данных для систематического воздействия на активы, надежность их использования, риски и расходы на протяжении всего жизненного цикла с учетом стратегических целей компании
41	Средство измерений (СИ)	техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и (или) хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени
42	Телекоммуникационная инфраструктура	комплекс технических и\или программных средств обеспечивающих взаимосвязь элементов информационной инфраструктуры, а также передачу

		данных между информационной инфраструктурой и пользователями
43	Техническая диагностика (Диагностика)	область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов
44	Технический надзор	комплекс мероприятий, направленных на предупреждение, выявление и пресечение нарушений требований надежности и безопасности в сфере электроэнергетики, установленных федеральными законами, принимаемыми в соответствии с ними иными нормативными правовыми актами Российской Федерации в области электроэнергетики, а также локальными правовыми актами, посредством организации и проведения проверок (комплексных, целевых, документарных) и регламентных работ, принятия мер по пресечению и/или устранению последствий выявленных нарушений, анализа и прогнозирования состояния исполнения обязательных требований при осуществлении производственной деятельности субъекта электроэнергетики
45	Техническое диагностирование (Диагностирование)	определение технического состояния объекта
46	Техническое обслуживание	комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании (ГОСТ 18322-78)
47	Техническое перевооружение	комплекс работ на действующих объектах электрических сетей (линиях электропередачи, подстанциях, распределительных и переключательных пунктах, технологически необходимых зданиях, коммуникациях, вспомогательных сооружениях, ремонтно-производственных базах) по повышению их технико-экономического уровня, состоящий в замене морально и физически устаревшего оборудования и конструкций на новые и более совершенные, механизации работ и внедрении автоматизированных систем управления и контроля и других современных средств управления производственным процессом, совершенствовании подсобного и вспомогательного хозяйства объекта при сохранении основных строительных решений в пределах ранее выделенных земельных участков. (РД 153-34.3-20.409-99)
48	Техническое состояние	совокупность подверженных изменению в процессе производства или эксплуатации свойств объекта, характеризуемая в определенный момент времени признаками, установленными технической документацией на этот объект (ГОСТ 19919-74)

49	Технологическое помещение	помещение со специально созданными и поддерживаемыми условиями для размещения и функционирования серверного и телекоммуникационного оборудования. Используется для размещения некритичного или резервируемого в центре обработки данных (ЦОД) серверного оборудования, а также активного сетевого оборудования Общества
50	Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР)	совокупность природных и произведенных энергоносителей, запасенная энергия которых при существующем уровне развития техники и технологии доступна для использования в хозяйственной деятельности. К ТЭР используемым на объектах филиалов Общества относятся: электрическая энергия, природный газ, нефтепродукты, в том числе бензин, дизельное топливо, мазут, керосин
51	Услуга	способ предоставления ценности Пользователям Общества через содействие им в получении конечных результатов, которых пользователи Общества хотят достичь без владения специфическими затратами и рисками
52	Целевые показатели	прогнозируемые конечные результаты деятельности, имеющие количественную оценку
53	Серверная	помещение внутри здания для размещения основного серверного и телекоммуникационного оборудования Общества и подключения его к каналам связи
54	Централизованный ИТ сервис	ИТ сервис, предоставляемый централизованно в рамках Общества филиалов
55	Цифровая подстанция (ЦПС)	ПС с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами (АСДТУ, АИСДУ, АСУ ТП, АИИС КУЭ, РЗ и др.), в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой ПС осуществляются в цифровом виде. Первичное силовое оборудование ПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем ориентированы на поддержку цифрового обмена данными
56	Эксплуатационное состояние	оперативное состояние линии электропередачи или оборудования: в работе (в том числе нахождение в автоматическом резерве и нахождение под напряжением), в резерве, в вынужденном простое, в ремонте или в консервации
57	Эксплуатация	стадии жизненного цикла объекта электросетевого хозяйства или единицы оборудования, на которых реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество. Эксплуатация изделия включает в себя в общем случае транспортирование, хранение, использование по назначению (оперативно-технологическое управление), техническое обслуживание (включая диагностику) и

		ремонт (ГОСТ 25866)
58	Этап строительства	строительство одного из объектов капитального строительства, строительство которого планируется осуществить на одном земельном участке, если такой объект может быть введен в эксплуатацию и эксплуатироваться автономно, то есть независимо от строительства иных объектов капитального строительства на этом земельном участке, а также строительство части объекта капитального строительства, которая может быть введена в эксплуатацию и эксплуатироваться автономно, то есть независимо от строительства иных частей этого объекта капитального строительства

### 3. Стратегические задачи технической политики

3.1. Техническая политика – это совокупность обязательных и рекомендуемых для применения технических решений и технологий, а также направлений их развития, выработанных на основании утвержденных и проверенных принципов и критериев, позволяющих обеспечить плановое изменение электрических сетей, находящихся под управлением Общества.

3.2. Техническая политика разработана для достижения основных целей, развития электросетевого комплекса в Краснодарском крае.

3.3. Целями технической политики являются определение основных направлений применения техники и технологий, унификация технических решений, обеспечивающих повышение надежности и эффективности функционирования объектов электроэнергетики в краткосрочной и долгосрочной перспективе при обеспечении надлежащей промышленной и экологической безопасности на основе инновационных принципов развития, обеспечивающих недискриминационный доступ к электрическим сетям всем участникам рынка.

3.4. Основные задачи, на решение которых направлена техническая политика:

- повышение эффективности и развитие электросетевого комплекса Краснодарского края для обеспечения надежного снабжения потребителей.
- преодоление тенденции старения основных фондов электросетевых организаций за счет их модернизации и применения инновационной техники и технологий при реконструкции, техническом перевооружении и строительстве электрических сетей;
- разработка рекомендаций по повышению пропускной способности электрических сетей и снижению потерь электрической энергии;
- повышение энергоэффективности применяемых технологий, оборудования, материалов, систем, формирование программы энергосбережения и сокращение технологических потерь электрической энергии в электрических сетях;
- сокращение совокупной стоимости владения электросетевых объектов за счет оптимизации технических решений при разработке проектной документации, применения современных видов оборудования, строительных конструкций, сокращения площадей, занимаемых объектами электросетевого хозяйства;
- обеспечение выдачи мощности объектов по производству электрической энергии в сеть;
- создание условий для присоединения к электрической сети абонентов на условиях недискриминационного доступа при наличии технической возможности для этого и соблюдении ими установленных правил доступа;
- развитие структуры оперативно-технологического управления объектами потребителей электроэнергетики;
- автоматизация БРТП, БРП, БКРП, КТПБ, внедрение и развитие современных систем контроля технического состояния, систем РЗА, систем связи, инженерных систем, а также для КТПН, БКТП, БРТП, БРП, КТПБ коммерческого и технического учета электроэнергии;
- переход к применению цифрового оборудования на трансформаторных подстанциях без постоянного оперативного персонала;
- совершенствование технологий эксплуатации, технического обслуживания и ремонта. Обеспечение профессиональной подготовки эксплуатационного и ремонтного персонала с учетом внедрения новых технологий и инновационного оборудования;
- развитие направления диагностики для обеспечения получения достоверной информации о состоянии электрооборудования;
- совершенствование нормативно-технической базы и методического обеспечения;
- предотвращение угроз совершения террористических актов и нейтрализация киберугроз;

- определение основных направлений для развития и планирования работ с проектными организациями, заводами - изготовителями электротехнического оборудования и материалов;

- применение современных видов оборудования, строительных конструкций при новом строительстве, реконструкции, эксплуатации и ремонте объектов с минимизацией негативного воздействия на окружающую среду;

- оптимизация процессов по загрузке мощностей электросетевых активов, эффективному использованию резервов сетевой мощности, возможности перераспределения мощности в пользу заинтересованных потребителей, выработка новых подходов при формировании инвестиционных программ, результатом которых будут востребованные в полном объеме построенные электросетевые объекты.

3.5. К целевым показателям, по которым оценивается развитие электросетевого комплекса, относятся технические решения, реализуемые при развитии территориальных распределительных электрических сетей:

- нормированные уровни надежности для каждой группы потребителей;
  - требуемое качество электроэнергии у потребителей;
  - экономически обоснованный уровень потерь электроэнергии в элементах сети;
  - поддержание требуемых параметров технологического режима работы оборудования при изменении электрических нагрузок;
  - снижение эксплуатационных затрат.
- оснащение системами интеллектуального учета точек поставки электрической энергии;
- платежи за допустимые и сверхнормативные выбросы, сбросы, размещение отходов.

3.6. Значения целевых показателей установлены соответствующими нормативными правовыми актами Российской Федерации и внутренними документами Общества.

3.7. Основными механизмами реализации технической политики являются:

- контроль соблюдения требований Положения при реализации инвестиционных проектов, включенных в инвестиционные программы Общества при проектировании и строительстве электросетевых объектов;

- разработка функциональных концепций и стратегий технического развития при составлении краткосрочных и долгосрочных Программ ТОиР;

- подтверждение эффективных показателей назначения оборудования, материалов и систем, их применение в электросетевом комплексе Общества.

3.8. Техническая политика описывает подходы, которые должны применяться при подготовке и реализации следующих программ Общества:

- инвестиционные программы;
- производственные программы;
- программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- целевые программы, связанные с реализацией технических концепций и стратегий технического развития.



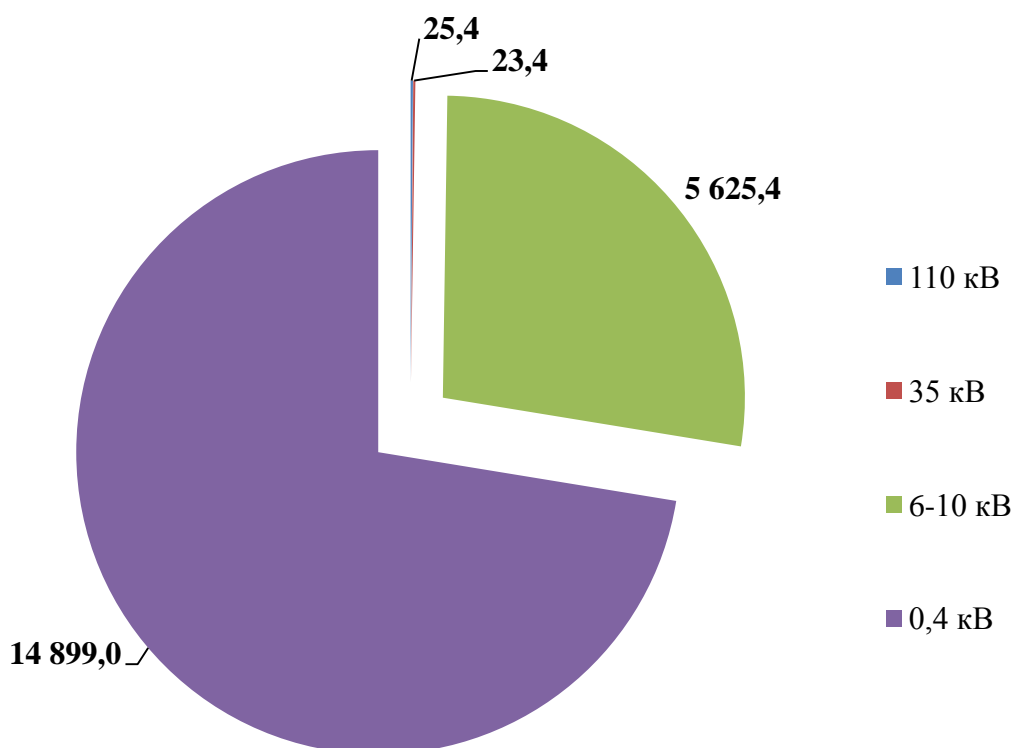
#### 4. Анализ текущего состояния объектов распределительных электрических сетей электросетевого комплекса

4.1. На 31.12.2018 года общая протяжённость (по трассе) ЛЭП электросетевого комплекса АО «НЭСК-электросети» осуществляющего эксплуатацию составляет 20 573,2 км., в том числе:

- линий напряжением 110 кВ – 25,4 км;
- линий напряжением 35 кВ – 23,4 км;
- линий напряжением 10(6) кВ – 5625,4 км;
- линий напряжением 0,4 кВ – 14899 км;

Структура протяженности ЛЭП по классам напряжения приведена на диаграмме 1.

*Диаграмма 1. Структура протяженности ЛЭП АО «НЭСК-электросети», эксплуатируемых филиалами Общества по классам напряжения, км (уровень напряжения).*



4.2. Общее количество объектов напряжением 6-35 кВ, находящихся в эксплуатации ПС, ТП, КТП, ЗТП, РП, БРП, БРТП (в т.ч. арендуемых), составляет 5226 ед., в том числе:

- напряжение 35 кВ - 7 ед. с установленной мощностью трансформаторов  $\Sigma=76,8$  МВА;

- напряжение 10(6) кВ - 5219 ед. с установленной мощностью трансформаторов  $\Sigma=2350,56$  МВА;

4.3. Состояние электросетевого комплекса АО «НЭСК-электросети»:

Зафиксирована динамика старения парка оборудования, в 2018 году выработавшего нормативный срок службы, в сравнении с 2017 годом как по воздушным ЛЭП, так и по оборудованию трансформаторных подстанций, находящегося в эксплуатации в 25 филиалах Общества. Данный факт свидетельствует о необходимости увеличения объемов технического перевооружения и реконструкции объектов электросетевого хозяйства.

4.4. Установленное на объектах распределительного электросетевого комплекса основное электротехническое оборудование и ЛЭП, в значительной части выработали нормативный срок службы и уступают современным аналогам по техническим

характеристикам и показателям надежности. Требуют увеличивающихся с ростом срока службы затрат на техническое обслуживание и ремонт.

Общий уровень физического износа объектов составляет: ВЛ 110 кВ - 56%, ВЛ 35 кВ, - 57%, ВЛ 10(6) кВ - 53%, ВЛ 0,4 кВ - 45%, КЛ 35 кВ - 59%, КЛ 10 кВ - 48%, КЛ 0,4 кВ - 61%, ПС 35 кВ - 59%, ТП и РП 10(6) кВ - 48%.

4.5. Воздушные ЛЭП 0,4-10 кВ построены по радиальному принципу с использованием, в основном, алюминиевых, неизолированных проводов малых сечений, а также деревянных и железобетонных опор с механической прочностью не более 27-35 кНм.

4.6. ЛЭП 0,4-35 кВ проектировались по критерию минимума затрат, а расчетные климатические условия принимались с повторяемостью один раз в 5-10 лет.

4.7. Кабельные сети построены по петлевой схеме или в виде двухлучевой схемы с однотрансформаторными или двухтрансформаторными ТП, РТП. В качестве силового кабеля используется в основном кабель с алюминиевыми жилами, бумажно-пропитанной изоляцией типа АСБ.

4.8. Существующие ТП, РП, РТП 6-35 кВ укомплектованы одним и двумя силовыми трансформаторами с односторонним и двухсторонним питанием на стороне высшего напряжения.

4.9. Основная доля РЗА на подстанциях выполнена с использованием электромеханических реле 32% и микропроцессорных реле 68 %.

Общая доля устройств РЗА электромеханических реле со сверхнормативным сроком службы 25 лет составляет 31% и со сроком службы - 15 лет для микропроцессорных реле 0%.

4.10. Средний возраст установленного оборудования в подстанциях ТП, РТП, РП составляет 25-45 лет.

4.11. Большая часть технологических нарушений в электросетевом комплексе происходит по причинам, связанных со старением (износом) оборудования. В связи с этим необходимо обеспечить обновление производственных активов в объемах, достаточных для недопущения роста количества оборудования с длительными сроками эксплуатации.

4.12. Причинами отключений на ВЛ 0,4-110 кВ являются:

- изношенность конструкций и материалов при эксплуатации;
- климатические воздействия (ветер, гололед и их сочетание) выше расчетных значений;

- грозовые перенапряжения;
- посторонние, несанкционированные воздействия;
- невыясненные причины повреждений.

4.13. Причинами отключений на КЛ 0,4-35 кВ являются:

- дефекты прокладки;
- качество монтажа концевых и соединительных муфт при строительстве и реконструкции кабельных линий;

- неправильный выбор способа заземления экранов и неверный расчет транспозиции экранов для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена;

- недостаточные мероприятия, со стороны вышестоящих субъектов электроэнергетики, по компенсации емкостных однофазных токов замыкания на землю в присоединяемой сети 10(6) кВ, требующие своевременной замены дугогасящих реакторов 10(6) кВ на большие токи на ЦП ПС 110-220 кВ в связи с ростом нагрузок потребления в сети;

- недостаточные мероприятия, со стороны вышестоящих субъектов электроэнергетики, в части ограничения межфазных токов короткого замыкания в сети 10(6) кВ на ЦП ПС 110-220 кВ, требующие установки токоограничивающих реакторов 10(6) кВ;

- естественное старение силовых кабелей;

- механические повреждения;
- заводские дефекты;
- коррозия оболочки кабельных линий.

## 5. Трансформаторные подстанции и распределительные пункты

### 5.1. Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 10-35(110) кВ

5.1.1. Схемы электрические принципиальные РУ (КТПН, БКТП, БРТП, БРП, КТПБ) должны обеспечивать:

- обоснованную надежность функционирования конкретной КТПН, БКТП, БРТП, БРП, КТПБ и прилегающей сети с учетом резервирования от других центров питания;
- удобство эксплуатации, заключающееся в простоте и наглядности схем, снижающих вероятность ошибочных действий эксплуатационного персонала, минимизации количества коммутаций в первичных и вторичных цепях при изменении режима работы электроустановки;
- техническую гибкость, заключающуюся в возможности быстрой адаптации электроустановки к изменяющимся режимам работы электроустановки, в том числе, при плановых и аварийно-восстановительных ремонтах, выполнении работ по расширению и/или реконструкции РУ, а также при проведении испытаний элементов РУ;
- компактность;
- технически обоснованную экономичность.

5.1.2. Схемы электрические принципиальные КТПН, БКТП, БРТП, БРП, КТПБ должны быть типовыми при сооружении РУ.

Для проектирования и строительства ОРУ 35(110) кВ, в составе КТПБ-35(110)/10(6) кВ, как правило, применяют упрощенные блочные схемы (СТО 56947007-29.240.30.010-2008):

- «два блока с выключателями и ремонтной неавтоматической перемычкой со стороны линий» № 35(110)-4Н для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций питаемых по 2-м ВЛ с односторонним или двухсторонним питанием (при одной линии на начальном этапе развития 4Н возможна схема укрупненного блока «линия + 2 трансформатора», в этом случае разъединители в «перемычке» допускается не устанавливать - требуется обоснование решения).

Оптимальное решение для схемы № 35(110)-4Н является установка двух не автоматических ремонтных перемычек (одна из которых может быть автоматической для АВР линии 35(110 кВ), т.е. 5Н). Установка элегазовых трансформаторов тока в ремонтной перемычке.

- блочная схема «заход-выход» № 35(110)-5Н (мостик с выключателями в цепях линий (и ремонтной перемычкой)) для проходной двух трансформаторной ПС, включенной в рассечку одной или двух проходящих ВЛ, с односторонним или двухсторонним питанием. Такая схема при отключении одного из трансформаторов позволяет оставить в работе обе линии (АВР линии) для сохранения в работе трансформаторов при КЗ на ВЛ при равномерном графике нагрузок;

- блочная схема № 35(110)-5АН (мостик с выключателями в цепях трансформаторов (и ремонтной перемычкой)) для проходной двухтрансформаторной ПС, питаемой по 2-м ВЛ для сохранения транзита (секционирование) при КЗ и при частом отключении одного из трансформаторов при неравномерном графике нагрузок;

- необходимость установки ремонтной перемычки в схемах 4Н, 5Н и 5АН определяется возможностью отключения одной из ВЛ в схеме 4Н, 5Н (одного из

трансформатора в схеме 5АН) на время ремонта выключателя: если такое отключение ВЛ по условиям электроснабжения потребителя возможно – переключка не устанавливается.

Для ЗРУ-10(6) кВ в составе КТПБ-35(110)/10(6) кВ, может применяться:

– Схема № 10(6)-1\* – одна секционированная выключателем (или двумя выключателями) система шин применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции (возможно к обеим секциям) \*и установкой двух трехфазных комплектов токоограничивающих реакторов присоединенных к двум секциям.

– Схема № 10(6)-2\* – «две одиночные секционированные выключателями системы шин» применяется при двух трансформаторах с расщепленными обмотками \*и установкой четырех трехфазных комплектов токоограничивающих реакторов присоединенных к четырем секциям.

## 5.2. Общие требования к построению распределительных сетей 10-110 кВ

5.2.1. Распределительная электрическая сеть должна обеспечивать возможность поставки электроэнергии (мощности) потребителям в нормальном и послеаварийном режиме работы электрических сетей.

5.2.2. Основным принципом построения электрических сетей следует принять магистральный принцип, предусматривающий радиальную схему построения подстанций с (автоматическим) секционированием и резервированием магистралей.

Применение указанного принципа создаст условия для обеспечения качественного электроснабжения электроприемников по степени надежности с учетом роста электрических нагрузок и присоединения новых потребителей с электроприемниками первой и второй категорий надежности.

5.2.3. Подключение БРП-10(6) кВ, БРТП-10(6) кВ, БКРП-10 кВ, КТПБ-35(110) кВ к питающему центру ПС производить двумя взаимно резервируемыми линиями с большой пропускной способностью с автоматическим вводом резервного питания от разных подстанций или разных шин одной подстанции, имеющей 2-стороннее независимое питание.

Распределительные пункты 2БРП 10(6) кВ и 2БРТП 10(6)/0,4 кВ рекомендуется выполнять в виде отдельно стоящих объектов.

В перспективе, взамен старых КТП 10(6) кВ следует применять БКТП 10(6) кВ в блочно-модульном исполнении.

В существующих подстанциях проводить реконструкцию КРУ-10(6) кВ с заменой старых ячеек с масляными высоковольтными выключателями на ячейки с малогабаритными вакуумными выключателями.

5.2.4. Схема построения сети должна обеспечивать равномерную загрузку ячеек на питающих центрах и на головных кабельных линиях.

5.2.5. При нормальной схеме электроснабжения, пропускная способность и загрузка кабельных линий должна обеспечивать, как правило, перераспределение нагрузок и учитываться при:

- создании ремонтных схем;
- выходе из строя оборудования или КЛ 10(6) кВ смежно расположенного в схеме;
- росте нагрузок;
- сетевом резервировании подстанций напряжением 35-110 кВ;
- формировании схемы электроснабжения потребителей при условии однократного резервирования;
- обеспечении надлежащего уровня напряжения электроприемников;
- аварийном режиме (для ответственных потребителей) и после аварийном;
- по заявкам и техническим условиям, полученным от субъектов электроэнергетики;
- расчете уровня потерь в сети по мощности и по уровню напряжения;

- изменении длины и характеристик линии по результатам измерений (расчета) емкостного тока замыкания на землю с выполнением анализа, настройки и при необходимости последующей заменой ДГР;

- развитию и оптимизации распределительных сетей напряжением 10(6) кВ, в том числе с возможным изменением топологии и перераспределения нагрузок между перегруженной и незагруженной сетью смежных подстанций по заранее согласованному сценарию в целях повышения качества поставляемой электроэнергии;

- оптимизации загрузки центров питания 110 кВ и 220 кВ электросетевых/генерирующих компаний;

- созданию резерва пропускной способности.

5.2.6. При выборе схемы построения сети необходимо избегать подключения электроприемников III категории надежности к основным источникам питания потребителей I и II категорий, в целях обеспечения возможности для реализации графиков временного отключения. Допускается использование резервного источника питания потребителей I и II категорий надежности для электроснабжения электроприемников III категории.

5.2.7. В распределительных сетях с кабельными линиями напряжением 10(6) кВ следует применять (автоматизированную) 2-х лучевую (многолучевую) или петлевую схему кольцевого резервирования опорной сети с присоединением ТП между двумя РТП с односторонним питанием ТП. Перенос точек деления сети из одной двух трансформаторной подстанции в другую позволяет создать гибкую, экономичную и надежную схему перераспределения нагрузок.

5.2.8. Выбор типовых схем для построения питающих и распределительных сетей, как правило, осуществляется на основании технико-экономического анализа с учетом основных требований:

- технических условий;
- технического задания;
- однолинейных электрических схем напряжением 10(6) кВ с учетом нового строительства, расширения и реконструкции распределительных электрических сетей;

- однолинейных существующих и перспективных схем распределительных сетей напряжением 10(6) кВ нанесенных на географическую основу;

- корректировки однолинейных существующих схем питания сети для потребителей в соответствии с требуемой категорией надежности;

- расчета нормальных и послеаварийных режимов электрических сетей 10(6) кВ для зимнего и летнего времени;

- оценки средней и ожидаемой загрузки фидеров 10(6) кВ по потенциальному развитию территорий муниципальных образований;

- оценки существующей достаточной мощности и роста перспективной максимальной и аварийной прогнозируемой загрузки питающих центров;

- оценки необходимости ввода новых РП и замены оборудования по результатам выполнения оценки загрузки питающих кабельных линий в электрической сети 10(6) кВ;

- оценки ожидаемого уровня потерь мощности и отклонения в допустимых пределах напряжения в сети в сравнении с существующими;

- оценки количества перегружаемых элементов и «узких» участков сети;

- расчета размера компенсации реактивной мощности на напряжение 6-10 кВ и 0,4 кВ;

- оценки потребности в капиталовложениях на реализацию мероприятий схемы по развитию и повышению надежности электрических сетей напряжением 10(6) кВ определенных на основании расчетов стоимости согласно текущих и перспективных электрических режимов;

- необходимость резервирования территории для строительства кабельных сооружений, связанных с проектами развития территорий, реконструкцией и строительством новых инфраструктурных объектов.

5.2.9. Строительство новых линий электропередачи следует осуществлять на расчетный срок службы не менее 40 лет. Элементы линий электропередачи следует выбирать из условия расчетного срока.

5.2.10. Допускается при новом строительстве, реконструкции и в процессе эксплуатации на магистралях напряжением 0,4-10 кВ применять вольтодобавочные трансформаторы, а также при необходимости конденсаторные батареи, работающие в автоматическом режиме (определяется проектом);

5.2.11. Выбор конструкций сетевых объектов всех классов напряжения, как правило, осуществляется на условиях:

- выполнения мероприятий по снятию ограничений на пропускную способность электрической сети 6 кВ для осуществления этапного перевода отдельных участков сети на больший класс напряжения 10 кВ без существенных дополнительных затрат;

- поэтапного сокращения протяженности сетей напряжением 0,4 кВ за счет приближения сетей 10(6) кВ к потребителям с применением мероприятий, повышающих их электрическую безопасность;

- обеспечения надежности электрической сети в поддержании баланса и управляемости режимом работы по реактивной мощности во всех схемно-режимных ситуациях и возможности установки средств компенсации реактивной мощности;

- сетевого резервирования и применения автономных источников питания;

- планов по вводу новых и реконструкции существующих центров питания 35 кВ и выше, а также вводу генерирующих мощностей и их влиянию на загрузку сетей 10(6) кВ;

- перечня фидеров с токовой перегрузкой с учетом возможности развития;

- проектирования и строительства ВЛ конструкций опор, рассчитывать на подвеску вторых и более цепей;

- оснащение трансформаторных подстанций и распределительных пунктов исполнительными механизмами (приводами) для воздействия на активные элементы сети (выключатели, АВР, секционирующие пункты, РПН, ВДТ, конденсаторные установки), с целью изменения ее топологических параметров и воздействия на смежные энергетические объекты по заранее согласованным сценариям;

- обеспечения автоматического контроля режимов сети и дистанционного управления подстанциями и в том числе без постоянного обслуживающего персонала;

- надежность подстанций при работе в различных климатических зонах с учетом (гололеда, ветра, грозových перенапряжений, предельной температуры);

- комплексной автоматизации, обеспечивающей развитие интегрированной системы управления технологическими процессами с подсистемами релейной защиты и автоматики, коммерческого и технического учета электроэнергии, мониторинга состояния оборудования, диагностики управления оборудованием;

- обеспечения резервируемыми каналами связи для передачи сигналов управления и состояния электрооборудования на диспетчерский щит или монитор, в том числе, диспетчерскими голосовыми каналами;

- совместимость с действующим оборудованием сетей;

- минимума затрат по регламенту работ на техническое обслуживание и ремонт;

- удобного проведения осмотра, технического обслуживания и ремонта;

- безопасности эксплуатации, технического обслуживания и ремонта;

- возможности проведения технического обслуживания и ремонта на ВЛ без снятия напряжения (горизонтальное расположение проводов, специальные типы вязок, разъемные зажимы и т. д.);

- экологической безопасности.

5.2.12. Местный АВР допускается выполнять на стороне 0,4 кВ двух трансформаторной подстанции 10(6)/0,4 кВ с двух сторонним питанием.

Для потребителей 1 и 2 категории надежности электроснабжения предусматривать автономное (аварийное) резервирование сети 0,4 кВ от независимого источника питания 0,4 кВ (агрегаты бесперебойного питания, дизельная или другая электростанция), которые должны устанавливаться, подключаться потребителем (на основании полученных электротехнических условий от электросетевой компании) или устанавливаться филиалом Общества в аварийных случаях для сокращения времени перерывов в электроснабжении потребителей.

Параллельная работа аварийных и резервных источников питания с распределительными сетями не допускается.

5.2.13. Электроприемники I категории должны дополнительно обеспечиваться устройствами АВР непосредственно на вводе 0,4 кВ.

5.2.14. Если РУ-0,4 кВ низкого напряжения в трансформаторной подстанции находится в эксплуатации абонента и имеет АВР на стороне 0,4 кВ, то АВР в РУ-10(6) кВ, принадлежащей АО «НЭСК-электросети», не выполняется.

5.2.15. В случае, когда силовые трансформаторы в трансформаторной подстанции находятся в эксплуатации АО «НЭСК-электросети», а РУ низкого напряжения на обслуживании абонента, то на вводах 0,4 кВ должно обеспечиваться требование видимого разрыва, установленными коммутационными аппаратами на стороне абонента. Оперативная блокировка в таком случае должна исключать возможность включения трансформаторов на параллельную работу.

5.2.16. В технические условия на присоединения электроустановок для потребителей мощностью более 30 кВт включать требования на установку у потребителей, компенсирующих устройств для поддержания заданного значения  $\cos \varphi$  ( $\operatorname{tg} \varphi$ ).

### **5.3. Проектные и строительные решения при новом строительстве, техническом перевооружении, реконструкции подстанций**

При строительстве ТП, КТПН, БКТП, БРТП, БРП, ПС рекомендуется руководствоваться следующими базовыми принципами:

5.3.1. При проектировании, как правило, должны применяться типовые решения, учитывающие влияние электромагнитных, тепловых и электродинамических воздействий в нормальных и аварийных режимах работы электрической сети на строительные (электросетевые) конструкции электроустановок.

5.3.2. Строительные конструкции сооружений электрических закрытых КТПН, БКТП, РП, БРТП, БРП, КТПБ должны обеспечивать требуемую надежность при их сроке эксплуатации не менее 50 лет.

5.3.3. Строительство вновь сооружаемых и реконструируемых ОРУ 35(110) кВ, с количеством питаемых присоединений 4 выполняется открытыми, а КРУ 10(6) кВ преимущественно закрытыми в ЗРУ, ОПУ с применением вакуумных или (при обосновании) элегазовых выключателей.

5.3.4. В целях унификации строительства и сокращения площади застройки, рекомендуется применять типовые проекты малогабаритных комплектных трансформаторных подстанций полной заводской готовности модульного типа в бетонной оболочке, например 2БКТП – 1250-10(6) кВ и в том числе для БРТП, БРП.

5.3.5. В городах с высокой плотностью застройки при технико-экономическом обосновании допускается строительство заглубленных трансформаторных подстанций (при низком уровне горизонта грунтовых вод), а также интегрированных в производственные и/или административные здания (при проектировании).

5.3.6. При строительстве необходимо, предусматривать увеличение количества присоединений путем резервирования места под установку ячеек в КРУ, а в случае если расширение планируется ранее пяти лет с момента ввода КТПН, БКТП, БРТП, БРП - путем обеспечения готовности ячеек.

5.3.7. Для отопления зданий ТП, БКТП, БРТП, БРП, ПС рекомендуется использовать пожаробезопасные энергосберегающие электрообогреватели с терморегуляторами.

5.3.8. Металлический корпус КТПН-10(6) кВ должен иметь защиту от коррозии выполненную на заводе-изготовителе методом горячего оцинкования со стойким лакокрасочным покрытием, при этом, крепёжные изделия следует защищать горячецинковым покрытием или термодиффузионным оцинкованием.

Также металлоконструкции блоков-модулей на которых скомпоновано заводом изготовителем высоковольтное оборудование (разъединители, выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ограничители напряжения) для ОРУ-35(110) кВ КТПБ-35(110) кВ должны иметь аналогичную защиту от коррозии указанную выше.

5.3.9. Конструкция крыши БКТП, БРП, БРТП, ЗРУ, ОПУ должна быть одно-двухскатной с жесткой (мягкой) кровлей.

5.3.10. В качестве фундамента БРТП, БКТП, РТП заводского изготовления следует применять монолитную плиту, допустимо в исключительных случаях применение ростверков (для слабых грунтов).

5.3.11. Высота помещения РУ-10(6) кВ преимущественно 2475 мм.

5.3.12. Конструкция БКТП, БРП, БРТП должна предусматривать наличие кабельного полуэтажа высотой преимущественно 1400 мм.

5.3.13. Секции БКТП, БРП, БРТП рекомендуется предусматривать в разных помещениях изолированными друг от друга.

5.3.14. Конструкция подстанций должна быть взрывобезопасной и обеспечивать локализацию повреждения внутри одного луча без повреждения соседнего.

5.3.15. В помещениях ОПУ, ЗРУ, КРУ при необходимости поддержания заданной температуры работы оборудования может предусматриваться установка кондиционеров.

5.3.16. Конструкция трансформаторной подстанции должна обеспечивать естественную вентиляцию силовых трансформаторов.

5.3.17. Входные наружные двери всех помещений следует выполнять металлическими с дополнительным утеплителем и внутренними замками. Количество наружных дверей должно быть минимальным.

5.3.18. Применение КТПН в металлической оболочке рекомендуется преимущественно для воздушных сетей;

5.3.19. Фасадные части зданий и сооружений закрытых КТПН, БКТП, БРП, БРТП располагающихся в зоне городской застройки, должны вписываться в окружающий архитектурный ландшафт.

5.3.20. При строительстве зданий и сооружений БКТП, БРП, БРТП учитывать необходимость выполнения проектных решений направленных на антитеррористическую защищенность и физическую защиту от несанкционированного доступа в помещения.

5.3.21. Конструкции подстанций должны удовлетворять требованиям нормативно-технической документации.



#### **5.4. Стандартные компоновочные решения при новом строительстве КТПН, БКТП, БРТП, БРП для расчета платы за технологическое присоединение.**

5.4.1. Компоновочные решения при новом строительстве должны учитывать и обеспечивать следующее:

- установку силовых трансформаторов от 25 до 160 кВА в габаритах КТПН-160 кВА 10(6) кВ в металлическом корпусе двухзонального обслуживания;
- установку силовых трансформаторов от 160 до 630 кВА в габаритах КТПН-630 кВА 10(6) кВ в металлическом корпусе двухзонального обслуживания;
- установку силовых трансформаторов от 1000 до 1250 кВА в габаритах БКТП-1250, БРТП-1250 10(6) кВ в блочно-модульном корпусе из монолитной железобетонной оболочки полной заводской готовности (примечание: в случае будущего развития схемы района и увеличения нагрузки могут на начальном этапе устанавливаться силовые трансформаторы и меньшей мощности в блочно-модульном корпусе подстанции).
- установку блочно-модульных комплектных трансформаторных и распределительных подстанций БКТП, БРТП, БРП, БКРП полной заводской готовности в монолитной железобетонной оболочке на фундаментные плиты;

5.4.2. Допустимые варианты компоновочных схем предусматривающие:

- установку в проходную одно-трансформаторную КТПН-160 кВА 2-е линейные ячейки 10 кВ с ВН(А);
- установку в проходную одно-трансформаторную КТПН-630 кВА 2-е линейные ячейки 10 кВ с ВН(А);
- установку в проходную двух-трансформаторную 2КТПН-630 кВА 4-е линейные ячейки 10 кВ с ВН(А);
- установку в одно-трансформаторную БКТП-1250 кВА 2-е линейные ячейки 10 кВ с ВВ(Р)-10;
- установку в одно-трансформаторную БКТП-1250 кВА 2-е линейные ячейки 10 кВ с модулем RM-6;
- установку в двух-трансформаторную 2БКТП-1250 кВА 4-е линейные ячейки 10 кВ с ВВ(Р)-10;
- установку в двух-трансформаторную 2БКТП-1250 кВА 4-е линейные ячейки 10 кВ с модулем RM-6;
- установку в одну-трансформаторную БРТП-1250 кВА 3 линейные ячейки 10 кВ с ВВ(Р)-10;
- установку в двух-трансформаторную 2БРТП-1250 кВА 6 линейных ячеек 10 кВ с ВВ(Р)-10;
- установку в двух-трансформаторную 2БРТП-1250 кВА 16 линейных ячеек 10 кВ с ВВ(Р)-10;
- установку в односекционный распределительный пункт БРП 2-е линейные ячейки 10 кВ с ВВ(Р)-10;
- установку в двух-секционный распределительный пункт 2БРП 4-е линейные ячейки 10 кВ с ВВ(Р)-10;
- установку в односекционный распределительный пункт БКРП 3 линейные ячейки 10 кВ с ВВ(Р)-10;
- установку в двух-секционный распределительный пункт 2БКРП 6 линейных ячеек 10 кВ с ВВ(Р)-10;
- установку в двух-секционный распределительный пункт 2БКРП 16 линейных ячеек 10 кВ с ВВ(Р)-10;
- установку в одно-секционный распределительный пункт 2БКРП 14 линейных ячеек 10 кВ с ВВ(Р)-10;
- установку в РУ-0,4 кВ распределительных щитов нового типа ЩРНВ, ШНН, ЩРНН, ЩРНН и др. аналоги, (взамен ЩО-70) при новом строительстве;

– установку в БРТП, 2БРТП, БРП, 2БРП, БКРП, 2БКРП, КРН телекоммуникационного шкафа (типа ШТИБП или аналог) с источником бесперебойного для питания вторичных цепей устройств РЗА, приводов высоковольтных выключателей и устройств телемеханики;

– для БРТП, 2БРТП, БРП, 2БРП, БКРП, 2БКРП, КРН предусматривать применение ячеек с устройствами телемеханики АИСДУ (АСУ ТП);

– в КТПН, 2КТПН, БКТП, 2БКТП допускается в ячейке силового трансформатора в место выключателя ВН(А) устанавливать выключатель ВВ(Р)-10 для обеспечения дистанционного телеконтроля отбора мощности и дистанционного телеуправления;

– для БКТП, 2БКТП, БРТП, 2БРТП, БРП, 2БРП, БКРП, 2БКРП, КРН, предусматривать применение ячеек с вакуумными выключателями и МП терминалами РЗА (с дополнительным питанием терминала от обмотки ТТ-10(6) кВ и другим комбинированным питанием согласно проекта);

– для БКТП с моноблоком РМ-6 в трансформаторной ячейке предусмотреть установку МП терминала РЗА;

– установку ЩСН-0,4 кВ в соответствии с проектной документацией;

\*Примечание: по п. 5.4.2. при определении общего количества устанавливаемых ячеек в одно-двух секционные трансформаторные подстанции и распределительные пункты 10(6) кВ, следует к требуемому количеству указанных линейных ячеек, прибавить в соответствии с техническим решением дополнительное количество ячеек (для силового трансформатора, секционного разъединителя, секционного выключателя, трансформатора напряжения, трансформатора собственных нужд).

5.4.1 Рекомендуемые производители трансформаторных подстанций, указаны в таблице 2.

Таблица 2.

Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
КТПН, БКТП, БРП, БРТП, БКРП, КРН 2КТПН, 2БКТП, 2БРП, 2БРТП, 2БКРП	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ООО «Кубаньэлектроцит»</li> <li>2. ООО «АС строй» г. Краснодар</li> <li>3. АО «ЭЗОИС-ЮГ»</li> <li>4. АО Самарский завод «Электроцит»</li> <li>5. ООО «Ростехэнерго» г. Ростов н/д</li> <li>6. ООО «МЭК»</li> <li>7. ООО «Русвакуум»</li> </ol>

## 6. Основное оборудование

### 6.1. Силовые трансформаторы

#### 6.1.1. Общие требования:

- отсутствие необходимости капитального ремонта в течение всего срока службы;
- обеспечение взрывобезопасности;
- гарантийный срок – не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- срок службы - не менее 30 лет;

6.1.2. На распределительных БРТП 10(6)/0,4 кВ должны применяться силовые трансформаторы:

- герметичные масляные (ТМГ) или сухие с литой изоляцией (в том числе с обмотками с литой изоляцией) со сниженными потерями (в том числе за счет применения в трансформаторах магнитопроводов из аморфной стали), а также трансформаторы специальной конструкции мощностью до 100 кВА, предназначенные для установки на опорах ВЛ;

- с симметрирующими устройствами (трансформатор ТМГСУ) для электроснабжения микрорайонов ИЖС, сел, деревень, хуторов, и микрорайонов малоэтажной застройки;

- со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y_n$  (до 400 кВА и более).

- оснащенными гибкой ошиновкой для связи трансформатора с РУ-10(6) кВ и РУ-0,4 кВ.

6.1.3. В ТП, встроенных в здания или сооружаемых в стеснённых условиях городской застройки в местах с повышенными требованиями к пожарной и экологической безопасности, должны применяться, как правило, малогабаритные трансформаторы с пониженным уровнем шума и вибраций. При этом изоляция трансформаторов должна быть сухой или бак трансформатора должен быть заполнен экологически безопасным негорючим жидким диэлектриком и снабжён:

- системой автоматического контроля температуры трансформатора;
- датчиками температуры внутри камеры трансформатора.

6.1.4. При новом строительстве размещение ТП, РП и РТП в зданиях допускается при наличии соответствующего обоснования.

6.1.5. При новом строительстве РП 10(6) кВ с количеством присоединений не более 4-х рекомендуется применять малогабаритные блочные РП 10(6) кВ на базе моноблоков с твердой или элегазовой изоляцией.

6.1.6. На стороне 0,4 кВ силовые трансформаторы 10(6)/0,4 кВ должны оснащаться аппаратными зажимами.

6.1.7. Для вновь вводимых, реконструируемых объектов применять трансформаторы силовые:

- серии ТМГ, ТМГ-11, ТМГ-12, ТМГ-21;
- серии ТМГсу (мощностью до 250 кВА);
- серии ТС, ТСЗ, ТСГЛ, ТСЗГЛ;
- ТДН, ТРДН (С) и др. типы определяется проектом.

6.1.8. Для адаптации существующих распределительных электрических сетей напряжением 0,4(10) кВ к изменению (увеличению) электрических нагрузок и обеспечения требуемого КЭ рекомендуется применять силовые вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ) с микропроцессорным блоком телеуправления (для фиксации уровня напряжения параметров U, I, P по времени) с удаленного рабочего места диспетчера.

6.1.9. Максимально допустимые мощности силовых трансформаторов 10(6) кВ, указаны в таблице 3.

Таблица 3.

Тип охлаждения	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ
масляный	До 1600 включительно	10(6)/0,4
сухой	До 2000 включительно	10(6)/0,4
масляный	До 5600 включительно	6/10
масляный	До 40000 включительно	35(110)/10

Силовые трансформаторы должны соответствовать ГОСТ Р 52719-2007, ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2007.2-75.

Уровень звуковой мощности трансформаторов не должен превышать значений приведенных в ГОСТ 12.2.024-87.

Климатическое исполнение масляных трансформаторов У1 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89 (температура окружающей среды (-45 до +40 С), высота установки над уровнем моря не более 1000 м).

Климатическое исполнение сухих трансформаторов У2 при температуре окружающей среды (-45 до +45 С), относительной влажности воздуха 98% (при 25 С). Изоляция обмоток класса нагрева-стойкости F.

Сухие трансформаторы требуют применения более тщательных защитных конструкций от поражения электрическим током и требуют тщательного контроля и ухода за токоотводящими разъемами.

Перечень рекомендуемых силовых трансформаторов, представлен в таблице 4.

Таблица 4.

Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
Силовые трехфазные масляные трансформаторы типа ТМГ; ТМГсу; ТМ 10(6)/0,4	1. ГП «Минский электротехнический завод им. В.И. Козлова» 2. ЗАО «Самарский завод «Электроцит» 3. ООО «Тольяттинский Трансформатор» 4. ТОО «Уральский трансформаторный завод»
Силовые трехфазные масляные трансформаторы типа ТДН, ТРДН(С) (с расщепленной обмоткой НН) и другие типы для 35(110)/10(6) кВ (по проекту)	1. ООО «Тольяттинский Трансформатор» и др. производители 2. ЗАО «Группа «СвердловЭлектро» (СВЭЛ)
Силовые трехфазные сухие трансформаторы типа ТС, ТСЗ, GDNN; Trinal, ТСГЛ, ТСЗГЛ. 10(6)/0,4	1. ЗАО «Группа «СвердловЭлектро» (СВЭЛ) 2. Компания «TESAR» (Италия) 3. Shneider Electric 4. ООО «КПМ» (С-Петербург) 5. ООО «Проектэлектротехника» 6. ЭТЗ «СлавЭнерго»
Трехфазный нормализатор переменного напряжения NORMEL 0,4 кВ 165 кВА (вольтодобавочный трансформатор)	1. ООО «АВЭЖ» (опытная эксплуатация)

## 6.2. Реакторы

На ПС 35(110) кВ следует применять токоограничивающие реакторы с полимерной изоляцией для установки в цепях на вводах 10(6) кВ силовых трансформаторов или присоединениях отходящих линий.

Перечень рекомендуемых токоограничивающих реакторов 10(6) кВ с полимерной изоляцией представлен в таблице 5.

Таблица 5.

Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
Одинарные и сдвоенные токоограничивающие реакторы (сухие) типа РТСТ(Г) 10(6) кВ	1. ЗАО «Группа «СвердловЭлектро» 2. АО «Электростав» (г. Москва) 3. ООО «ЭНСОНС»

### 6.3. Средства и системы подавления дуговых замыканий при однофазных замыканиях на землю в сети 10 кВ

6.3.1. При реконструкции распределительных устройств необходим комплексный подход к установке ДГР (ДГА), который должен включать в себя следующие этапы:

- измерение емкостных токов замыкания на землю, напряжений несимметрии, емкостей по фазам как всей сети, так и отдельных линий;

- определение ожидаемого уровня перенапряжений при включении новых ДГР (ДГА);

- выбор всего необходимого оборудования (ячеек для выключателей, трансформаторов, к нейтрали которых будут подключены ДГР, дугогасящих агрегатов ДГА, кабельных линий между ячейками и трансформаторами, ДГР, приборов автоматики, устройств смещения нейтрали, если это необходимо, или асимметрирующих трансформаторов);

- при выборе приборов автоматики необходимо предварительно провести работы, связанные с определением стабильности вектора несимметрии, если будет применяться «фазовый» принцип регулирования;

- предусмотреть возможность работы существующей защиты от замыканий на землю при настроенном в резонанс ДГР (ДГА) либо использовать другие виды защит от замыканий на землю.

6.3.2. Дугогасящие реакторы (ДГР) и дугогасящие агрегаты (ДГА) предназначены для компенсации емкостного тока замыкания на землю в сетях напряжением 10(6) кВ с изолированной нейтралью.

В РУ 10(6) кВ при новом строительстве и реконструкции подстанций (вместо морально и физически устаревших ДГР со ступенчатой (ручной) настройкой) на каждой секции РУ 10(6) кВ должны устанавливаться ДГР (ДГА), отвечающие следующим требованиям:

- плавно-регулируемые (плунжерные), оснащенные автоматикой настройки тока компенсации и устройством для определения присоединения с замыканием на землю;

- имеющие мощность, соответствующую перспективному развитию сети.

ДГР(ДГА) должен быть оснащен ручным приводом для возможности настройки необходимого значения тока компенсации вручную при отказе автоматики, а также должен иметь указатель настройки, проградуированный в амперах и дисплей для визуального контроля тока настройки. Устройство автоматики должно быть конструктивно совместимо и работать независимо от наличия обмотки управления на ДГР(ДГА).

Также устройство автоматического регулятора ДГР должно содержать блоки с микроконтроллерными регуляторами и блоками искусственного смещения нейтрали (инъекции) обеспечивающие контроль реальной (а не обобщенной) резонансной настройки в области компенсации емкостного тока, защит (сигнализации) от однофазного замыкания на землю (в конфигурации в количестве не менее 4 фидеров на один блок ОПФ определения поврежденного фидера - определяется проектом).

Все изменения режимов компенсируемой сети и работы устройства должны сохраняться в памяти устройства. Должна быть возможность просмотра журнала событий с помощью персонального компьютера через USB-порт. Регулятор должен иметь функцию и специальное ПО удаленного доступа. Блок автоматики должен иметь возможность передачи сигналов сигнализации и управления в систему телемеханики АСДУ (АИСДУ).

Для подключения ДГР используются двухобмоточные трансформаторы типа ТМГ со схемой соединения «звезда с выведенной нейтралью / треугольник» группа-11 или однообмоточные трансформаторы типа ФМЗ (ФЗМ, ФМЗО) со схемой соединения «зигзаг с выведенной нейтралью». Трансформаторы типа ТМГ (ФМЗ, ФЗМ, ФМЗО) и масляные ДГР должны поставляться с термометром для контроля температуры верхних слоев масла.

Приводы разъединителей, которыми дугогасящие реакторы подключаются к нейтралю трансформаторов, должны выполняться с электромагнитной блокировкой, запрещающей отключение под нагрузкой.

Для компенсации емкостного тока могут также применяться дугогасящие агрегаты ДГА – комбинация нейтралеобразующего трансформатора и дугогасящего реактора масляного типа в одном баке.

Также для компенсации емкостного тока могут использоваться сухие (с полимерной изоляцией) дугогасящие реакторы типа РДС и сухие дугогасящие агрегаты типа СДГА.

Перечень рекомендуемых дугогасящих реакторов и агрегатов 10(6) кВ и устройств автоматического регулирования, представлен в таблице 6.

Таблица 6.

	Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
1.	Дугогасящие реакторы РЗДПОМ-10(6) кВ, РЗДПОМА-10(6) кВ, РДС-10(6) кВ, дугогасящие агрегаты ДГА-10(6), СДГА-10(6) кВ. Резистор для заземления нейтрали типа РЗ-10(6)-УХЛ1 и РЗ1-10(6)-УХЛ2,3 для работы с автоматикой «Бреслер».	1. ОАО ПК ХК «Электрозавод» 2. ООО «Реактомаш» (г. Екатеринбург) 3. ООО «ЭНСОНС» 4. ЗАО «Группа «СвердловЭлектро»» (СВЭЛ) 5. ООО «Болид»
2.	Устройство автоматического регулирования токов компенсации преимущественно с регулятором типа МИРК-5(6) или в ином случае с УАРК-105, а также «Бреслер».	1. ООО «МИКРО-Инжиниринг» (г. Москва) 2. ООО ВП «НТБЭ» (г. Екатеринбург) 3. ООО НПП «Бреслер»

#### 6.4. Коммутационная аппаратура

##### 6.4.1. Общие требования:

- не должны требовать капитального ремонта в течение установленного срока эксплуатации или до исчерпания коммутационного ресурса;
- гарантийный срок – не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- срок службы - не менее 30 лет;

##### 6.4.2. В сетях напряжением 35 кВ следует применять:

- вакуумные и элегазовые выключатели (в закрытых и открытых РУ-35 кВ);
- реклоузеры на ВЛ;
- вакуумные выключатели наружной установки на ВЛ и ПС;
- вакуумные выключатели наружной установки (реклоузеры) на ВЛ и ПС;

- вакуумные выключатели внутренней установки, оснащенные электродвигательными приводами;

6.4.3. В распределительных сетях напряжением 10(6) кВ, как правило, применяют:

- вакуумные выключатели, в отдельных случаях при обосновании необходимости элегазовые выключатели (например на присоединениях с большими токами или в стесненных условиях) – РУ 10(6) кВ;

- реклоузеры на ВЛ;

- предохранители-разъединители;

- выключатели нагрузки ВНА;

- вакуумные выключатели с пружинным приводом и мотор редуктором с токовой катушкой отключения для реализации возможности отключения от релейной защиты с питанием от ТТ при просядках напряжения от близких коротких замыканий или потери оперативного тока;

- вакуумные выключатели с электромагнитным приводом имеющим магнитную защелку (имеют недостатки в виде отсутствия возможности оперативного ручного включения без опер тока (нужен доп. источник) или при повреждении электронного блока управления выключателем, что относится к систематической проблеме персонала ОВБ при управлении)).

6.4.4. Разъединители:

- преимущественно горизонтально-поворотного типа с одним разрывом на полюс, на ВЛ 10(6) кВ применять взамен разъединителей типа РЛНД, РЛНДЗ трехполюсные разъединители типа РЛК-10 – качающегося типа;

- с опорными стержневыми изоляторами (фарфоровыми улучшенного качества, повышенной ребристостью, снижающих ток утечки, или полимерными);

- с конструкцией ножей в антигололедном исполнении;

- выключатель - разъединитель роликового типа ВРР 0,4 кВ (250,400,630 А) взамен рубильника РБ 32-34, рубильники РПС, выключатель нагрузки ВР-32.

6.4.5. В сетях напряжением 0,4 кВ следует применять:

- выключатели наружного исполнения на токи до 1000 А для секционирования ВЛ напряжением 0,4 кВ;

- мачтовые рубильники с предохранителями до 160 А и дугогасительными камерами на ВЛ 0,4 кВ в сельских населённых пунктах - рубильники типа ВР-32, РЕ-19, РПС(2-6).

Перечень рекомендуемых коммутационных аппаратов 0,4-10 кВ, представлен в таблице 7.

Таблица 7.

Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
1. ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/630	1. ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара»
2. ВВ/TEL-10-12.5/630У2	2. ООО «Росвакуум»
3. ВВЕ-СЭЩ-10 (аналог Evolis, EasyPact EXE-10)	3. Фирма «ABB»
4. ВНА-СЭЩ-10/630-20	4. Заводы РФ
5. ISM15	5. ООО «ЭЛКОМ»
6. ВВР-10-20/630 У2	6. ООО «БНК»
7. VD-4-12	7. ЗАО ГК «Таврида Электрик»
8. ВН, ВНА, ВВП-10/630-20У3	8. ТЭМЗ, ПО Электротехник, КЭНЗ, Контакттор.
9. HGV-VCB (6-35кВ) Hyundai	9. Волгодонский Электромеханический завод, Электрофидер
10. ВВН-СЭЩ-П-35	10. АО «Корневский завод низковольтной аппаратуры»
11. РЛК-10	
12. ВРР (250,400,630А)	
13. ВР-32, РЕ-19, РПС(2-6)	

14. 110 кВ (по проекту)	
-------------------------	--

## 6.5. Комплектные распределительные устройства и секционирующие пункты

### 6.5.1. Общие требования:

- гарантийный срок – не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- срок службы - не менее 30 лет.

### 6.5.2. Требования к КРУ 6-35 кВ:

- применять КРУ 6-35 кВ с воздушной, в том числе комбинированной, изоляцией, при соответствующем технико-экономическом обосновании с элегазовой изоляцией, а также КСО с вакуумными выключателями или выключателями нагрузки, в том числе в исполнении «моноблок»;

- допускается применять при необходимости металлические защитные шторки ячеек (определяется проектом);

- использовать ТТ, ТН (антирезонансного исполнения), ТСН с литой изоляцией;

- для организации схемы коммерческого энергоучета 35 кВ рекомендуется устанавливать 3ТТ и 3ТН;

- для организации схемы коммерческого энергоучета 10(6) кВ рекомендуется устанавливать 2ТТ и 3ТН;

- гибкая архитектура ячейки с компактной и безопасной компоновкой функциональных элементов устройства.

В КРУ должно обеспечиваться:

- от одного до четырех изолированных отсеков (для отсеков секций с высоковольтными выключателями);

- быстродействующими защитами, релейная (логическая) защита, клапанная защита и оптическая защита (определяется проектом);

- сетевым АВР в пункте, соединяющем две линии, отходящие от разных ПС 35-110 кВ и разных секций шин 6-10 кВ одной ПС 35-110 кВ;

- местным АВР для подключения резервного ввода на шины высшего напряжения ТП 10(6)/0,4 кВ или РП 10(6) кВ после исчезновения напряжения на рабочем вводе и его отключения;

- местным АВР на стороне на стороне 0,4 кВ при необходимости организации для ответственных потребителей (в соответствии с категорией надежности), который устанавливается только в установках потребителей;

- рекомендуется применять КРУ 10(6) кВ с верхним расположением сборных шин, с односторонним обслуживанием;

- на вновь сооружаемых подстанциях напряжением 6, 10 кВ допускается, как правило, установка в РУ не более 14÷16 ячеек на каждой секции и до 2-4 резервных ячеек (или места). Увеличение числа присоединений возможно при дополнительном обосновании;

- оснащение устройствами для дистанционного телеуправления вакуумными выключателями (линейных, секционных, вводных ячеек), телеизмерения, телесигнализации, (осциллографирования), определения места междуфазных коротких замыканий, однофазных замыканий на землю для линий 10(6) кВ, технического и коммерческого учета с передачей информации по каналам связи;

- выполнение в сейсмостойком исполнении (определяется проектом).

### 6.5.3. Требования к РУ-0,4 кВ:

- в РУ-0,4 кВ следует применять выключатели нагрузки 0,4 кВ в качестве вводного и секционного коммутационного аппарата и для подключения линий 0,4 кВ и для защиты – выключатели нагрузки – предохранители;



- в РУ-0,4 в замен выключателей нагрузки, при обосновании возможно применение автоматических выключателей;
- в конструкции РУ-0,4 кВ необходимо предусмотреть расположение сборных шин – горизонтальное, подключение кабелей – через вертикальные моноблоки, через выключатель нагрузки - предохранитель под наконечник, с возможностью безопасной замены предохранителей под напряжением;
- марка и сечение медного кабеля, подключаемого к одинарному блоку РУ-0,4 кВ –  $4 \times 300 \text{ мм}^2$ , к двоянному –  $2 \times (4 \times 300 \text{ мм}^2)$  (уточняется в проекте);
- в РУ-0,4 кВ и щиты 0,4 кВ в ТП, к которым подключены электроприемники с требуемой высокой надежностью электроснабжения, должны быть оснащены стационарными местами для подключения передвижных электростанций (ПЭС) на выделенные шины гарантированного питания.

Перечень рекомендуемых КРУ-10 кВ и оборудования РУ-0,4 кВ, представлен в таблице 8.

Таблица 8.

Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
1. КРУ 10(6) кВ в сборе с ячейками типа КСО-292, КСО-298, КСО-2П, КСО-366, КСО-396, моноблоки РМ-6	1. ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара г. Самара 2. ООО «ЭЗОИС» г. Москва 3. ООО «Кубаньэлектроцит» г. Краснодар
2. КРУН 10(6) кВ типа КРН-IV-10, КРУН-С	4. ООО «АС-строй» г. Краснодар 5. ООО «МК» 6. ПО «Элтехника» - Аврора
3. РУ-0,4 кВ ЩРНВ-12(8)-2500/1600/1250, РШНН-01-16-2500/1600/1250, ЩРНН-01-10-1600/1000 и другие типы ШНН, ШРНН, (ЩО-70 по отдельному согласованию - модификация устаревшая)	7. РГК «Таврида электрик» 8. ЗАО «Schneider Electric» 9. ООО «Ростехэнерго» г. Ростов н/д 10. ООО «БНК» г. Ростов 11. ЗАО «АВВ» 12. ООО «МЭК» 13. ООО «Русвакуум»

## 6.6. Токопроводы и ошиновка

6.6.1. В блочно-модульных ТП, РП на стороне 6-35 кВ при технической возможности должна применяться жёсткая ошиновка как неизолированная, так и в защищённом исполнении.

6.6.2. В блочно-модульных ТП, РП напряжением 10(6)/0,4 кВ с трансформаторами мощностью до 630 кВА рекомендуется применять изолированную ошиновку трансформатора.

6.6.3. В распределительных сетях при мощности трансформаторов 1000 кВА и более на стороне 0,4 кВ рекомендуется применять изолированные (трёхфазные и однофазные) токопроводы (при соответствующем технико-экономическом обосновании).

6.6.4. При воздушных вводах на участках линий от проходных изоляторов ячеек КРУ до первых опор ВЛ 6 (10) кВ, как правило, необходимо применять защищенный (изолированный) провод с изоляцией, не распространяющей горение (типа СИПн).

6.6.5. Присоединение гибкой ошиновки к электрооборудованию рекомендуется осуществлять аппаратными зажимами без сварного соединения контактной пластины и «ножки» зажима, с термодинамическим методом нанесения медного покрытия и

дренажными отверстиями для предотвращения выталкивания опрессованного провода из корпуса зажима замерзшей влагой.

## 6.7. Электромагнитные измерительные трансформаторы

6.7.1. Электромагнитные измерительные трансформаторы должны соответствовать следующим требованиям:

- применение измерительных ТТ и ТН с увеличенным интервалом между поверками (не менее 8 лет), со сроком службы не менее 30 лет;
- гарантийный срок эксплуатации не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- отсутствие необходимости регламентного ремонта в течение всего срока службы;
- маслонаполненные герметичные, литые и элегазовые ТТ;
- на ПС 35(110) кВ, КТПБ 35(110) кВ применяются встроенные ТТ 35(110) установленные в выключатели 35(110) кВ и в силовые трансформаторы 35(110) кВ;
- антирезонансные электромагнитные индуктивные ТН 6 – 35 кВ;
- ТТ и ТН, обеспечивающие повышенную надежность, взрывобезопасность и пожаробезопасность;
- применение емкостных делителей ТН с пониженным значением температурного коэффициента емкости;
- применение литых коррозионностойких корпусов;
- измерительные трансформаторы должны иметь отдельную обмотку для цепей учета электроэнергии;
- фактические вторичные нагрузки измерительных ТТ и ТН должны соответствовать требованиям НТД и обеспечивать работу ТТ и ТН в требуемом классе точности;
- коэффициент трансформации обмоток АИИС КУЭ, АСДТУ (АИСДУ) и измерений должен обеспечивать измерение рабочего тока с нормированной точностью в диапазоне его изменения от минимального до максимального значения, определяемых на основании расчетов режимов электрических сетей;
- для присоединений ТТ с классом точности обмоток для целей коммерческого учета электроэнергии – не хуже 0,5S, измерений АСДТУ (АИСДУ) - не хуже 0,5.
- для присоединений ТН с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии (в том числе АИИС КУЭ), АСДТУ (АИСДУ) и измерений не хуже 0,5;

6.7.2. Рекомендации по применению электромагнитных измерительных трансформаторов:

- измерительные ТТ и ТН, применяемые в сетях напряжением 6-35 кВ должны иметь:
  - литую изоляцию;
  - не менее двух вторичных обмоток.

6.7.3. Следует применять ТТ 0,4 кВ для целей АИИС КУЭ, АСДТУ (АИСДУ) и измерений в случаях, когда измеряемый ток превышает 60 А, а присоединяемая мощность – более 25 кВт.

6.7.4. Для коммерческого расчета потребителей в схеме высоковольтного узла учета необходимо применять незаземляемые трансформаторы напряжения (типа 3хНОЛ, 3хНОЛП), обеспечивающие питание приборов учета электроэнергии, контрольно-измерительной аппаратуры, релейных (микропроцессорных) защит, автоматики и использовать, когда не требуется измерения фазных напряжений и контроль изоляции в сетях 10(6) кВ (таблица 22), (применяются в основном на тупиковых подстанциях и ПКУ, когда требуется провести высоковольтные испытания (измерение изоляции) участка электрической сети 10(6) кВ в составе ЛЭП и ТП без отключения заземления первичной обмотки трансформатора напряжения 10(6) кВ в ТП или ПКУ).

6.7.5. На БРТП, БКРП, БРП, КТПБ, КРН, реклоузере необходимо применять заземляемые трансформаторы напряжения (типа 3хЗНОЛ, 3хЗНОЛП), обеспечивающие питание приборов учета электроэнергии, контрольно-измерительной аппаратуры, релейных (микропроцессорных) защит, автоматики и использовать, когда требуется измерение фазных напряжений и контроль изоляции сети 10(6) кВ (таблица 9).

Перечень рекомендуемых электромагнитных измерительных трансформаторов, представлен в таблице 9.

Таблица 9.

Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
<p>1.. Трансформаторы тока 10 кВ ТОЛ-10, ТОЛА-10, ТПОЛ-10, ТПЛ-10, ТОЛК-10.</p> <p>2. Трансформатор тока 35 кВ ТОЛ-35Ш-V-5(4), ТОЛ-СВЭЛ-35 Ш, ТЛК-35</p> <p>3. Трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗРЛ-200 (разрезной)</p> <p>4. Трехфазная группа трансформаторов напряжения 10(6) кВ 3хЗНОЛП-6(10) кВ, 3хЗНОЛП-СЭЩ - 6(10) кВ, 3хЗНОЛП-СВЭЛ6(10) кВ, 3хЗНОЛП-СВЭЛ6(10) кВ, 3хЗНОЛП-ЭК-6(10) кВ, 3хЗНИОЛ-6(10)-П Дополнительно: 1) 3хЗНОЛП-СВЭЛ-10М УХЛ2 с переключением 6/10кВ с варисторной защитой (опытная эксплуатация) и без переключения 6 или 10 кВ; 2) 3хНОЛП-СВЭЛ-6(10)М УХЛ2 с варисторной защитой (с переключением 6/10 кВ или без переключения на 6 или 10 кВ) (возможна опытная эксплуатация); НАМИ-10(6)-95 УХЛ2 , НАМИТ-10(6)</p> <p>5. Трансформатор напряжения 35 кВ ЗНОЛ.06-35 УХЛ2.1, ЗНОЛ-35-III УХЛ1, ЗНОЛ-НТЗ-35, ЗНОЛП-НТЗ-35, ЗНОЛ-СВЭЛ-35Ш, ЗНОЛ-СВЭЛ-35IV, ЗНИОЛ-35-1, ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV, ЗНОЛ-СВЭЛ-35Ш-4, ЗНОЛ-35Ш-4, НАМИ-35 УХЛ1 (дополнительно)</p> <p>6. Трансформаторы тока ТПЛ, ТОЛ, Т-0,66УЗ, ТШП-0,66, ТОП-0,66УЗ</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ООО «Самарский трансформатор»</li> <li>2. АО «Запорожский завод»</li> <li>3. Раменский электротехнический завод</li> <li>4. АО «Свердловский завод трансформаторов тока»</li> <li>5. ЗАО «Группа «СВЭЛ»</li> <li>6. ООО «Невский трансформаторный завод «Волхов»</li> <li>7. АО «АЭТЗ»</li> </ol>

7. Встроенные трансформаторы тока внутренней установки в корпусе выключателя 35(110) кВ и силового трансформатора 35(110 кВ) заводской готовности (тип определяется заводом, ТЗ и проектом). Также допускается по согласованию применение трансформаторов тока 35(110 кВ) кВ наружной установки.	
--	--

### 6.8. Ограничители перенапряжений нелинейные

При новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений должны устанавливаться ОПН (в том числе с искровыми промежутками на ВЛ) на основе оксидно-цинковых варисторов для всех классов напряжений, взрывобезопасные с достаточной энергоемкостью и защитным уровнем со сроком службы не менее 30 лет и гарантийным сроком эксплуатации не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию.

В сетях 6-35(110) кВ необходимо ОПН устанавливать для защиты электрооборудования распределительных устройств, пунктов секционирования, пунктов автоматического включения резерва, а также оборудования потребительских трансформаторных подстанций напряжением 10(6) кВ.

ОПН устанавливаются:

- для защиты изоляции силовых трансформаторов 6-35(110) кВ;
- для защиты изоляции трансформаторов собственных нужд 10(6) кВ;
- для защиты оборудования РУ 6-35(110) кВ, к которым присоединены ВЛ;
- для защиты изоляции трансформаторов напряжения 10(6) кВ от перенапряжения на первой и второй секции системы шин КРУ 10(6) кВ в ячейках ТН на шинах до предохранителя ТН;
- на подходах ВЛ к распределительным устройствам подстанций со стороны подстанций;
- для защиты провода и изоляторов на ВЛ, ВЛЗ;
- для защиты от коммутационных перенапряжений конденсаторных батарей;
- для защиты электродвигателей и ДГР (6-10 кВ);
- в кабельных сетях 10(6) кВ ограничители могут быть установлены только при отсутствии возможности возникновения резонансных перенапряжений;
- для защиты электрической сети 0,4 кВ при воздушном вводе в здание.

В целях визуализации контроля состояния ОПН целесообразно применять светлый оттенок.

Выбор типа применяемого ОПН (в том числе предназначенного для замены вентильных разрядников) должен обосновываться расчетом, учитывающего следующие рекомендуемые основные параметры:

- класс напряжения ОПН 6-10-35(110) кВ;
- номинальное и наибольшее рабочее напряжение электрической сети 6,0 - 7,2 кВ, 10-12 кВ, 35-40,5 кВ, 110-126 кВ;
- наибольшее длительное допустимое рабочее напряжение (min- max) для ОПН 7,2-7,6 кВ, 12,0-12,6 кВ, 40,5-42,5 кВ, (80-88, 56 кВ в нейтрали);
- номинальное значение разрядного тока ОПН (двадцать импульсов тока 8/20 мкс) для 1 класса 5 кА (ВЛ-6-10 кВ) и 2-3 класса 10 кА (ВЛ и ПС на 6-10-35-110 кВ);
- 1, 2, 3 класс пропускной способности разряда линии, выбирается по энергоемкости-интенсивности грозовой активности: низкая, средняя, высокая;

- ток пропускной способности ОПН (форма восемнадцать импульсов прямоугольного тока длительностью 2000 мкс) не менее: 1 класс -300 А, 2 класс-550 А, 3 класс – 1000 А;
- амплитуда импульсов большого разрядного тока на ОПН (форма два импульса 4/10 мкс) не менее: 1 класс-65 кА, 2 класс-100 кА, 3 класс-100 кА;
- остающийся защитный уровень ограничения напряжения для ОПН (гарантирующий исправное состояние ОПН) вызванный грозovým перенапряжением при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10 кА для: 6 кВ не более 24,5 кВ<sub>имп.</sub>, 10 кВ не более 38 кВ<sub>имп.</sub>, 35 кВ не более 127 кВ<sub>имп.</sub>, для 110 кВ не более 280 кВ<sub>имп.</sub> (в нейтрали не более 190 кВ<sub>имп.</sub>);
- учитывается величина (однофазных, трехфазных, емкостных) токов КЗ электрической сети, в которой устанавливается ОПН;
- удельная (энергоемкость) рассеиваемая энергия одного импульса (за одно воздействие) для 6-35(110) кВ не менее для: 1 класса - 1,96 кДж/кВ, 2 класса – 4 кДж/кВ, 3 класса – 5,23-5,75 кДж/кВ;
- длительность однофазного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью и нейтралью с заземленной через ДГР не должна превышать 2 часа;
- остающийся защитный уровень ограничения напряжения на ОПН, вызванный коммутационным перенапряжением при импульсе амплитудного тока 30/60мкс для напряжения 6-110 кВ определяется заводской документацией;
- верхняя и нижняя температура окружающего воздуха не менее min-max (- 45 до 50 С°);
- большой ток взрывобезопасности не менее для: 1 класса-20 кА, 2 класса – 40 кА, 3 класса-65 кА ;
- нормируемая длина пути утечки внешней изоляции ОПН по степени загрязнения атмосферы для 1 класса I-1,8 см/кВ, для 2-3 класса II-2,0 см/кВ климатическое исполнение «У», категория размещения 1 для 6-35(110) кВ;
- высота установки над уровнем моря, не более 1000 м;
- механическая нагрузка (не менее для 6-35 кВ 300Н и для 110 кВ 1000Н или соответственно 30 кг и 100 кг);
- ветровая нагрузка 40м/с без гололеда и 15 м/с с гололедом толщиной стенки 20 мм;
- сейсмостойкость 9 баллов;
- материал покрышки полимер «П»;
- исполнение опорное «О» или подвесное «П»;
- при необходимости дополнительный параметр определяющий тип исполнения А, Б, В для определения способа подключения контролирующей аппаратуры;
- места установки и расстояния от ограничителей до защищаемого оборудования.

Уровень ограничения перенапряжений, достигаемый при установке ОПН, должен соответствовать уровню изоляции оборудования, устанавливаемого на подстанции.

При замене вентильных разрядников РВО 10(6) кВ следует применять ОПН-(РВО-6(10) с наибольшими длительно допустимыми рабочими напряжениями 7,2-7,6 кВ и 12-12,7 кВ.

При выборе электрических параметров ОПН необходимо осуществлять расчеты сетей и рассеиваемой энергии ОПН при воздействии коммутационных и квазиустановившихся перенапряжений.

ОПН должен быть отстроен от работы при перенапряжениях, вызванных однофазными дуговыми замыканиями на землю.

Допускается в действующих (существующих) электроустановках в виде исключения применение разрядников типа РВО, РВП.

Защита ВЛ с неизолированными проводами и изолированными (защищенными) с применением длинно-искровых разрядников петлевого типа РДИП-10.

Обязательная защита ВЛЗ-10(6) кВ РДИП-10.

Установка петлевых разрядников по одному на каждую опору с последовательным чередованием фаз позволяет предотвратить пережоги проводов при индуцированных грозовых воздействиях и при аварийных отключениях ВЛ.

Возможность монтажа на любых типах опор ВЛ, ВЛЗ, отсутствие необходимости обслуживания.

Краснодарский край и Северный Кавказ характеризуется высокой грозовой активностью.

Среднегодовая продолжительность гроз в разных зонах Краснодарского края представлена в таблиц 10.1.

Таблица 10.1

№ п/п	Среднегодовая продолжительность гроз, ч	Удельная плотность ударов молнии в землю $n$ , 1/(км <sup>2</sup> год)	Географические зоны края
1	40-60	4	Северная, северо-западная и северо-восточная зона, гг. Тимашевск, Ейск, Тихорецк, Кропоткин
2	60-80	5,5	Западная зона Краснодарского края, гг. Славянск на Кубани, Темрюк, Анапа. Часть восточной зоны, гг. Армавир, Кураганинск
3	80-100	7	Предгорная часть восточной зоны, гг. Лабинск, Майкоп (РА), а также Новороссийск
4	100 и более	8,5	Южная зона, гг. Краснодар, Крымск, Апшеронск, Геленджик, Туапсе, Сочи и Усть-Лабинск

Перечень рекомендуемых ограничителей перенапряжения, представлен в таблице 10.2.

Таблица 10.2

Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
РДиП-10-41; ОПН-РТ/TEL-10/11,5; РВО, РВП, ОПН, ОПН-РВО, ОР-600	1. АО «НПО Стример», 2. ЗАО «Полимераппарат», 3. РГК «Таврида электрик», 4. ЗАО «ЗЭТО», 5. ООО «НПО «Дельта», 6. АО «Завод энергозащитных устройств», 7. ЗАО «МЗВА», 8. ООО «НИЛЕД»

Запрещается: применение дугозащитных рогов на ВЛ с защищенными изолированными проводами.

### 6.9. Собственные нужды

При организации собственных нужд в (блочно-комплектных) БКТП, БРТП, БРП необходимо:

- осуществлять питание шкафа собственных нужд переменного тока от одного-двух независимых источников с установкой дополнительно ИБП как третьего независимого источника непосредственно участвующих в технологическом процессе не менее двух часов (от 2 часов до 4 часов определяется проектом) при полной потере внешнего питания и последующего пуска «с нуля»;

- применять кабели напряжением выше 1 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, ниже 1 кВ - с изоляцией, не поддерживающей горение;

- обеспечивать отдельную работу секций 0,4 кВ собственных нужд с АВР, предусматривать отдельную работу без АВР цепей, имеющих питание от разных секций 0,4 кВ (питание приводов разъединителей, заводки пружин приводов выключателей и пр.);

- применять защитную коммутационную аппаратуру с возможностью создания видимых разрывов;

- использовать в качестве вводных и секционных защитных аппаратов на стороне 0,4 кВ селективные автоматические выключатели;

- в БРТП, БРП, БКРП с переменным оперативным током применять ТСН мощностью 2,5-4-5-25 кВА напряжением 10(6) кВ/0,22 кВ;

- в КРН-10(6) кВ и КРУ-10(6) кВ с переменным оперативным током применять ТСН мощностью 1,25 кВА 10(6) кВ/0,22 кВ;

- выбор мощности и количество устанавливаемых ТСН от 63 кВА до 250 кВА напряжением 10(6) кВ/0,4 кВ определить при проектировании КТПБ-35(110) кВ.

Перечень рекомендуемого оборудования для организации собственных нужд, представлен в таблице 11.

Таблица 11.

Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
Трансформаторы собственных нужд 10(6) кВ: ОЛСП-1,25/10(6) кВ, ОЛСП-СВЭЛ-1,25/10(6) кВ, ОЛСП-НТЗ-1,25/10(6) кВ, ОЛСП-СЭЩ-1,25/10(6) кВ, ТСЭЛ-СВЭЛ-25 (40, 63) кВА/10(6) кВ. ОЛС-2,5-10(6) кВ, ОЛС-4/10(6) кВ, ОЛС-СЭЩ-2,5/10(6) кВ, ОЛС-СЭЩ-4/10(6) кВ, ОЛС-НТЗ-2,5/10(6) кВ, ОЛС-НТЗ-5,0/10(6) кВ - размещения УХЛ2	1. ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара г. Самара 2. ООО «Самарский трансформатор» 3. АО «Свердловский завод трансформаторов тока» 4. ЗАО «Группа «СВЭЛ» 5. ООО «Невский трансформаторный завод «Волхов»

### 6.10. Вспомогательные и расходные материалы (масла, изделия)

Вспомогательные и расходные материалы применяются при ремонтах и техническом обслуживании электрооборудования, ЛЭП.

#### 6.10.1. Энергетические масла

Приоритетным для применения принято трансформаторное масло типа ВГ. Аналоги (заменители) - ТК (ТКл-10К, ТКп-10Т), пробивное напряжение 20-30 кВ.

Рекомендуемый тип масла для электроустановок, эксплуатируемых в районах с преобладанием низких температур (высокогорные районы, северные и северо-восточные районы края) марки МВ (ТУ 38.101.857-87).

Рекомендуемые производители: Лукойл, Роснефть.

### **6.10.2. Предохранители для защиты электроустановок на напряжение 0,4-10(6) кВ (см. гл. 9.9 в таблице п.п. 7 и п.п.8)**

### **6.10.3. Лакокрасочные изделия**

Лакокрасочная продукция в соответствии с инструкцией по ее применению по типам и условиям окрашиваемых поверхностей: металл, дерево, бетон; антисептическая пропитка; антикоррозийные, морозоустойчивые, гидроустойчивые, светоотражающие, диэлектрические покрытия; токопроводящие, светостойкие, маслостойкие, агрессивные среды и т.д.

### **6.10.4. Смазочные материалы для электрооборудования**

Смазочные материалы применяются любых заводов-изготовителей при наличии сертификата соответствия продукции:

- электротехнические вазелины;
- электротехнические смазки типа ЦИАТИМ-201, 202, 221;
- электропроводящие смазки типа ЭПС, «СТАРТ», смазка вакуумная.

### **6.10.5. Светильники, лампы для осветительных приборов**

Применение энергосберегающих светодиодных ламп взамен ламп накаливания для освещения рабочих мест, технических помещений, электроустановок (БКТП, БРТП, БРП).

### **6.10.6. Метизы, крепежная арматура**

В соответствии с рекомендациями заводов-изготовителей основного оборудования и дополнительных требований к изготовлению.

Для промышленных и приморских районов крепёжные изделия следует защищать горячецинковым покрытием или термодиффузионным оцинкованием.

### **6.10.7. Инструмент и приспособления**

Комплекты инструмента монтерского, инструмента с изолированными рукоятками, слесарный инструмент - в соответствии с требованиями «Инструкции по применению и содержанию инструментов и приспособлений».

Рекомендуемые производители: Rauchem, Нилед/ВК, КВТ, Шток, ENSTO, ЗАО «МЗВА».

Электроинструмент - производства ведущих мировых фирм: BOSCH, MAKITA, HITACHI, HUSKVARNA, STILL и др.

Основной критерий выбора типов и фирм-изготовителей: электробезопасность, травмобезопасность, надежность, удобство в эксплуатации.

### **6.10.8. Входной контроль качества материалов и оборудования**

6.10.8.1. Ответственное лицо филиала, осуществляющее приемку поступивших в филиал материалов и оборудования, обязано проверить внешним осмотром соответствие поставляемых типов и видов ТМЦ заявке (тех. заданию, опросному листу) и т.д.

6.10.8.2. При необходимости, филиал вправе инициировать проведение инструментальных замеров, измерений (в объемах НТД и паспорта завода-изготовителя)



в присутствии представителя поставщика или в определенных случаях – вызов представителя завода-изготовителя. По просьбе филиала или решению руководства Общества в комиссии могут участвовать представители профильных отделов и служб Общества.

6.10.8.3. В случаях обнаружения неисправности электрооборудования, материалов в пределах сроков гарантии завода-изготовителя или фирмы – поставщика, филиал обязан актом комиссии установить одну из следующих причин повреждения электрооборудования (материалов):

- вина завода-изготовителя;
- вина эксплуатационной организации (нарушение правил и норм эксплуатации);
- вина (воздействие) сторонних лиц;
- воздействие ЧС (форс-мажорные обстоятельства).

6.10.8.4. Порядок подачи претензии, возврат материалов определен «Регламентом прохождения заявок на закупку материалов и оборудования для филиалов АО «НЭСК-электросети».

6.10.8.5. По ходатайству филиала, профильных служб и отделов Общества (по согласованию с филиалом) на рассмотрении технического совета компании подается заявление, с обоснованием исключения из Положения о технической политике продукции соответствующего завода-изготовителя и включения ее в раздел «Ограничение по применению».

## **7. Воздушные линии электропередачи**

### **7.1. Общие положения**

Развитие распределительных электрических сетей напряжением 10(6) кВ и ниже должно осуществляться с учетом утвержденных Схем развития филиалов АО «НЭСК-электросети» распределительных электрических сетей, территориально охватывающих, как правило, административные районы (административные образования) городов Краснодарского края.

7.1.1. Основными направлениями Положения при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации ВЛ являются:

- обеспечение надежности и эффективности работы;
- снижение стоимости строительства и эксплуатации;
- минимизация влияния ВЛ на окружающую среду, включая уменьшение ширины лесных просек и границ охранных зон, за счет применения высотных опор и опор с вертикальной подвеской проводов, создания компактных ВЛ – при прохождении ВЛ по особо охраняемым природным территориям;
- применение конструкций, элементов и оборудования, сохраняющих расчетные параметры, характеризующие надёжность ВЛ, в течение всего срока службы;
- применение конструкций и материалов, обеспечивающих стойкость к расхищениям и нанесению ущерба третьими лицами;
- сокращение площади отвода земель под ВЛ в постоянное пользование, применение стальных многогранных, железобетонных секционированных или композитных опор ВЛ;
- использование, в основном, многоцепных воздушных 0,4-10 кВ с изолированными проводами линий в сетях, кроме ВЛ-35(110) кВ (в гололедоопасных районах);
- применение эффективных систем защиты ВЛ от воздействий гололедных и ветровых нагрузок, грозových перенапряжений, вибрации и пляски проводов (тросов) в том числе использование проводов специальной конструкции.
- использование передовых, безопасных методов строительства, эксплуатации и ремонта;
- развитие технологий диагностики с использованием методов неразрушающего контроля, позволяющих производить оценку технического состояния ЛЭП без вывода из эксплуатации, мониторинг текущего состояния элементов ВЛ, оснащение ВЛ 10(6) кВ высокоточными системами для определения мест повреждения в линиях;
- комплексное обеспечение аварийного резерва оборудования и материалов, его оптимальное размещение и разработка маршрутов его доставки;

### **7.2. Методические подходы при проектировании ВЛ**

7.2.1. Для ВЛ 6-35 кВ следует, как правило, применять унифицированные конструкции опор и фундаментов, модифицированные и адаптированные в соответствии с требованиями действующих НТД.

7.2.2. При проектировании ВЛ 6-35 кВ, проходящих в сложных климатических условиях, в особых условиях (горная, болотистая местность, вечномёрзлые грунты, солончаки, следует, как правило, применять индивидуальное проектирование опор и фундаментов с целью обеспечения требуемой устойчивости ВЛ к внешним воздействиям, экономической эффективности строительства и эксплуатации, в том числе, устройство заземлителей опор, обеспечивающих нормативную грозоупорность ВЛ в районах с плохо проводящими грунтами.

7.2.3. Учёт опасности атмосферной и грунтовой коррозии к элементам ВЛ следует производить по результатам инженерных изысканий.

7.2.4. Трасса ВЛ должна выбираться, по возможности, кратчайшей, с учетом условий отчуждения земли, вырубки просек, комплексного использования охранной зоны и приближения к другим линейным объектам (автомобильным и железным дорогам) и действующим ВЛ. При выборе трасс ВЛ должны, прежде всего, использоваться нелесные земли, а при отсутствии таковых земель – участки не возобновившихся гарей, пустырей, прогалины, вырубок, а также площади, на которых произрастают низкоплотные и наименее ценные лесные насаждения.

7.2.5. При проектировании пересечений вновь сооружаемых и реконструируемых ВЛ с автомобильными дорогами категорий IA, IB, IB габаритные расстояния по вертикали от фазных проводов ВЛ до полотна пересекаемых автомобильных дорог следует принимать для ВЛ 35 - не менее 12 м, минимальный габарит по вертикали при наибольшей стреле провеса проводов для ВЛ 35кВ до земли должен быть не менее 10 метров.

7.2.6. Для ВЛ 6-35 кВ при прохождении линии в стесненных условиях, по лесным массивам рекомендуется применение проводов с защитной изолирующей оболочкой. При проектировании ВЛ напряжением 6-35 кВ с защищенными проводами (ВЛЗ 6-35 кВ) в районах с повышенной грозовой активностью на основании технико-экономического обоснования рекомендуется устанавливать устройства защиты от пережогов проводов и отключений при воздействиях грозových перенапряжений.

7.2.7. Применение конструкций опор в населенной местности, характеризующихся повышенной надёжностью, долговечностью, защищённостью от воздействия третьих лиц.

7.2.8. Для ВЛ 6-35 кВ, проходящих в местности, характеризующейся интенсивным гололёдообразованием, налипанием снега, частой и интенсивной пляской проводов с целью снижения ущерба от массовых повреждений рассматривать применение уменьшенных длин анкерных пролётов и использование конструкций опор, в том числе, изготовленных из композитных материалов, проводов и линейной арматуры с повышенной механической прочностью.

7.2.9. Для ВЛ 35 на основе технико-экономического обоснования при новом строительстве и реконструкции следует рассматривать возможность применения изолирующих траверс.

7.2.10. При разработке и технико-экономическом обосновании проектов строительства и реконструкции ВЛ рекомендуется применять сертифицированные системы автоматизированного проектирования наряду с традиционными (инженерными) методами расчета ВЛ.

7.2.11. ВЛ 0,4 кВ следует выполнять только с использованием СИП, соответствующих ГОСТ 31946-2012. При прокладке по зданиям и организации ввода в здания и сооружения следует использовать СИП-4 с изоляцией, не распространяющей горение.

При проектировании сетей напряжением 0,4 кВ необходимо учитывать следующие основные требования:

- сети должны строиться по радиальному принципу, как правило, в полнофазном исполнении;
- для ответственных потребителей, при организации сетевого резерва, необходимо устанавливать устройства АВР непосредственно на вводе 0,4 кВ;
- воздушные линии электропередачи должны выполняться только с применением самонесущих изолированных проводов одного сечения по всей длине линии (без учета отпаек);
- в городах и населенных пунктах рекомендуется прокладывать линии электропередачи напряжением 0,4 кВ в кабельном исполнении, при этом допускается, как

исключение, прокладка вводов кабелем, проводом СИП (с изолированной нулевой жилой) по стенам зданий и сооружениям;

- не допускается прокладка магистралей по стенам зданий и сооружениям;
- не допускается реконструкция и новое строительство воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 кВ с применением неизолированных проводов;

7.2.12. При проектировании, строительстве новых и эксплуатации ранее построенных ВЛ (в том числе при их ремонте, техническом перевооружении и реконструкции), при соответствующем обосновании должны предусматриваться меры по исключению гибели птиц от электрического тока при их соприкосновении с проводами, а также препятствующие их посадке на траверсы опор, гнездованию в местах возможных перекрытий и перекрытию изоляции по причине ее загрязнения продуктами жизнедеятельности.

7.2.13. При проектировании, строительстве, реконструкции, техническом обслуживании и ремонте, эксплуатации ВЛ и в случае прохождения ВЛ по лесным массивам и зеленым насаждениям должен быть соблюден комплекс требований, регламентируемый действующим природоохранным законодательством федерального и регионального уровней, ведомственными и локальными нормативными правовыми актами по направлениям природоохранной деятельности.

### **7.3. Технологии производства строительного-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции воздушных линий электропередачи**

При производстве СМР следует придерживаться следующих принципов:

- индустриальные методы строительства, применение конструкций высокой заводской готовности с целью минимизации времени и сложности выполнения технологических операций в условиях трассы ВЛ, сведения к минимуму объема земляных работ;

- устройство и очистка просеки с применением современных технических средств: высокопроизводительных валочных комплексов, мульчеров и прочее;

- применение технологий устройства фундаментов опор, обеспечивающих сокращение затрат времени на монтаж и сведение к минимуму объема земляных работ – вибропогружение, вдавливание свай оболочек, завинчивание винтовых свай, стержневых заделок в скальных грунтах, применение высокоэффективных рабочих буровых органов для проходки скважин в крепких породах и скальных грунтах;

- как правило, применение автокранов, обеспечивающих установку опор без использования падающей стрелы.

- монтаж проводов под тяжением без опускания провода на землю, позволяющий обеспечить отсутствие механических повреждений и загрязнения провода или троса;

- рекомендуется при взаимодействии с операторами связи для одновременного проведения реконструкции ВЛ 6-35 кВ и строительства каналов связи для нужд сетевых компаний, проводить реконструкцию ВЛ с заменой неизолированного провода на защищенный с примыкающим модулем самонесущего ВОК (при соответствующем технико-экономическом обосновании);

- при устройстве пересечений с действующими линейными объектами и инженерными сооружениями применение технологий, обеспечивающих сведение к минимуму затрат времени на отключение пересекаемых ВЛ, контактной сети электрифицированной железной дороги, изменение нормального режима функционирования пересекаемых инженерных сооружений.

#### 7.4. Технические требования к строительству ЛЭП-0,4-35(110) кВ

Длина отходящих ЛЭП 10(6) кВ от РУ центра питания должна определяться с учетом технико-экономического обоснования и исходя из условий соблюдения параметров качества электрической энергии для наиболее удаленных потребителей и, как правило, не должна превышать (без учета ответвлений):

I. для ВЛ-0,4 и КЛ-0,4 кВ – не более 0,5 км от центра питания до наиболее удаленной точки или 2 км суммарной длины ВЛ-0,4 кВ.

II. для воздушных ЛЭП:

- для ВЛ 6кВ - до 10-15км;
- для ВЛ 10кВ - до 15-20км;
- для ВЛ 35кВ - до 50-60 км;
- для ВЛ 110 кВ - до 80 км.

III. для кабельных ЛЭП:

- для КЛ 6 кВ - до 7 км;
- для КЛ 10 кВ - до 10 км;
- для КЛ 35 кВ - до 10 км;
- для КЛ 110 кВ - до 20 км.

Под магистралью следует понимать линии электропередачи, питающие последовательно несколько подстанций и/или имеющие ответвления (отпайки). Под магистралью также следует понимать линии электропередачи без ответвлений, отходящие от ЦП ПС 35 кВ секций шин РУ 10(6) кВ до БРП 10(6) кВ или БРТП 10(6) кВ.

Применяются схемы с одиночными и двойными магистралями, имеющими питание от одного центра питания и имеющими питание от двух центров питания (с точкой деления в схеме нормального режима). Точки деления в зависимости от требований к надежности могут быть оборудованы АВР. При наличии на магистралях ВЛ 10(6) кВ ответвлений (отпаяк) рекомендуется для локализации повреждений и сокращения времени перерывов в электроснабжении потребителей при подключении абонентских отпаячных ЛЭП 10(6) кВ к сетям АО «НЭСК-электросети» следует обязывать потребителя (абонента) устанавливать автоматический секционирующий пункт (реклоузер) в местах врезки.

Для повышения пропускной способности сети 0,4 кВ и восприимчивости к изменениям электрических нагрузок без нарушения показателей качества поставляемой потребителю электроэнергии, допускается на магистралях устанавливать вольтодобавочные трансформаторы (нормализаторы напряжения 0,4 кВ).

Сечение проводов (жил кабелей) на магистралях не должно изменяться по всей их длине.

Элементы ВЛ должны быть рассчитаны на механические нагрузки с повторяемостью расчетных климатических условий (РКУ) 1 раз в 25 лет для конкретных условий расположения сетевого объекта, в этой связи РКУ по гололеду должны быть приняты на 1 район выше от предусмотренного действующей региональной картой районирования по гололеду, а также с учетом опыта эксплуатации сетей.

При обосновании, магистральные ВЛ 10(6) кВ следует выполнять с применением подвесных изоляторов на опорах повышенной механической прочности с изгибающим моментом не менее 70 кНм (на стальных многогранных или железобетонных центрифугированных опорах в габаритах 35 кВ и штыревых изоляторах (для ВЛ-10 кВ типа ШС-20, ШТИЗ-20)).

На ответвлениях ВЛ применять деревянные на ж/б приставках или железобетонные вибрированные опоры с минимальным изгибающим моментом стоек не менее 50 кНм. В горной и труднодоступных местностях допускается применение опор из специально пропитанной древесины на железобетонных приставках.

Срок эксплуатации опор ВЛ 0,4-10 кВ должен составлять не менее 40-50 лет.

Срок эксплуатации опор ВЛ 35 кВ должен составлять не менее 50 лет.

На ВЛ 10(6) кВ использовать самонесущие изолированные провода марки Multi-Wiski и др., защищенные провода (ВЛЗ) марки СИП-3 (повышенной механической прочности).

На ВЛ 0,4 кВ применять только провода марки СИП.

ВЛ 0,4-10(6) и 35(110) кВ не должны подвергаться реконструкции путем замены проводов на протяжении всего срока службы без учета несущих конструкций.

Пункты секционирования с вакуумными выключателями и пункты автоматического включения резерва с устройствами телесигнализации и телеуправления (реклоузеры) необходимо устанавливать:

- на магистральных линиях 10(6) кВ;
- на протяженных ответвлениях (при наличии технико-экономического обоснования с возможной заменой пунктов секционирования выключателями нагрузки наружной установки).

ВЛ 0,4 кВ должна выполняться в трехфазном 4-проводном исполнении по радиальной схеме проводами одного сечения по всей длине линии (магистрала) от подстанций 10(6)/0,4 кВ. Сечение проводов на магистралях должно быть не ниже 70 мм<sup>2</sup> (по алюминию). ВЛ 0,4 кВ выполняются только с использованием самонесущих изолированных проводов.

Протяженность линий должна ограничиваться техническими условиями по критерию качества напряжения, надежности электроснабжения потребителя и экономическими показателями (техническими потерями электроэнергии в линии и затратами на ее распределение).

На вводах к абонентам необходимо устанавливать устройства для ограничения потребляемой мощности. Устройства ограничения мощности должны обеспечивать автоматическое отключение абонента от электрической сети в случае превышения на 20% мощности его электроустановок и обратное включение с выдержкой времени. Ответвлением ВЛ от опоры к зданию считать совокупность ответвления и ВПУ.

При ремонте и реконструкции ВЛ-0,4 кВ с совместным подвесом неизолированных проводов уличного освещения (общим нулевым проводом) выполнять разделение сетей по конструктивному исполнению в соответствии с действующими НТД.

### **7.5. Требования к опорам**

На ВЛ 35(110) кВ следует применять стальные оцинкованные (с толщиной покрытия 80-120 мкм) многогранные опоры в качестве промежуточных, анкерных, угловых изготовленных на основе замкнутого профиля из сталей повышенной прочности или стальные решетчатые опоры. В обоснованных случаях в качестве промежуточных опор применяются центрифугированные железобетонные стойки, в том числе и секционированные.

В городах и районах с плотной застройкой и высоким риском вандализма на проходящих ВЛ, в качестве промежуточных, поворотных (анкерных) опор, рекомендуется применять отдельно стоящие многогранные или железобетонные центрифугированные, при необходимости секционированные стойки.

Конструкция опор должна обеспечивать: требуемую надёжность электроснабжения и возможность технического обслуживания и ремонта ВЛ (безопасный подъём персонала на опору, работу на траверсах и т.д.), максимальную эффективность монтажа проводов и тросов, отсутствие необходимости получения специального разрешения при транспортировке по автодорогам.

Для ВЛ, трасса которых проходит по местности, характеризующейся частыми низовыми или торфяными пожарами, следует применять опоры с увеличенной высотой подвеса провода (при соответствующем экономическом обосновании), относительно требований таблиц 2.5.20 и 2.5.22 ПУЭ. Материал опор (железобетонные, металлические,

композитные) должен выбираться в зависимости от местности, условий и способа монтажа на основании технико-экономических обоснований с учётом минимизации последствий воздействия пожаров в охранной зоне ВЛ.

На ВЛ проходящих по территории населенных пунктов, туристско-рекреационным зонам, вблизи мест отдыха, в национальных парках и заповедниках, на пересечениях с крупными транспортными магистралями в окрестности городов рекомендуется осуществлять декоративную окраску металлических и деревянных опор лакокрасочными покрытиями с длительным сроком службы, а также применять опоры индивидуального проектирования, разработанные с учетом повышенных эстетических требований.

При необходимости, ВЛ 10(6) кВ могут быть выполнены в габаритах 35(110) кВ.

На ВЛИ 0,4 кВ и ВЛЗ 10(6) кВ рекомендуется устанавливать стационарные устройства (прокалывающие зажимы со скобами, скобы для крепления на анкерных зажимах и т.п.) для контроля напряжения и установки переносного заземления. Места установки определять проектом или исходя из местных условий эксплуатации.

На ВЛ 0,4 кВ рекомендуется вместо одноствоечных анкерных и анкерно-угловых (также двух стоечных) стальных, железобетонных, деревянных применение стальных многогранных опор при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Стальные опоры, а также стальные детали железобетонных конструкций, металлоконструкций фундаментов, U-образные болты, крепежные изделия следует защищать от коррозии.

На стальных решетчатых опорах следует предусматривать выполнение антивандалных мероприятий, исключающих раскручивание болтовых соединений.

Срок службы опор ВЛ должен составлять для: деревянных не менее 40 лет, железобетонных не менее 50 лет, стальных решетчатых не менее 60 лет, стальных многогранных 50 лет и композитных – не менее 70 лет.

На ВЛ 10(6) кВ рекомендуется применять железобетонные опоры с изгибающим моментом 50 кНм или при соответствующем обосновании стальные многогранные опоры.

На ВЛ 0,4 кВ должны применяться железобетонные опоры с изгибающим моментом 30 кНм.

Для ВЛ-10(6) кВ применять:

- вибрированные стойки типа СВ-110-5, СВ-110-1-а.
- стойки типа СНВ-7-13, СВ-164 – для особых участков ВЛ-10(6) кВ (переходы через инженерные коммуникации и сети, горно-лесистая местность, анкерные опоры в стесненных условиях и т.д.).

Для ВЛ-0,4 кВ применять:

- вибрированные стойки типа СВ-95 с изгибающим моментом не менее 3,0 тс/м.
- вибрированные стойки типа СВ-105(110), СНВ-7-13 – для особых участков ВЛ-0,4 кВ (переходы через инженерные коммуникации сети, горно-лесистая местность, анкерные опоры в стесненных условиях и т.д.).

На ВЛ 0,4-10 кВ, проходящих в особых условиях горной местности, стесненности и других сложных случаях рекомендуется применять деревянные антисептированные опоры из пропитанного леса (преимущественно сосны) длиной 7,5 – 9,5 м. на железобетонных приставках типа ПТ-4,25 (с применением бандажной проволоки марки Ж-6).

Следует уделить внимание новейшим разработкам: стальным многогранным опорам (СМО) или решетчатым.

Многогранные металлические опоры имеют ряд существенных преимуществ по сравнению с традиционно применяемыми железобетонными опорами:

- эти опоры значительно надежнее бетонных, особенно в сложных гололедно - ветровых условиях (в аварийном режиме многогранная стальная опора выдерживает нагрузки в 2-3 раза больше, чем железобетонная опора);

– капитальные затраты на сооружение 1 км линий электропередач на базе многогранных опор в некоторых случаях на 25 ниже, чем при использовании железобетонных опор.

Перечень рекомендуемых опор (стоек), представлен в таблице 12.

Таблица 12.

№ п/п	Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
1	СВ 95-3-1в; СВ 105-5; СВ 110-5 (аналог 2АС10ПИ-1м в место анкерных железобетонных опор с уклоном); СНВ-7-13; СВ-164; СК-22, СВ 95-2А	1. Опытный завод ЖБИ (г. Краснодар) 2. ООО «ЗЖБИ №7» (г. Белореченск) 3. ООО «СККПП»; 4. АО «Митос Строй» (г. Новочеркасск) 5. АО «Новомосковский завод железобетонных изделий» 6. (ООО ГК «ЭЛСИ») 7. ООО «Завод ЖБИ Гулькевичский» 8. ООО «ЖБИСВ»
2	Стойки СМО, ММ, 2АС10ПИ-1м	1. АО «Опытный завод «Гидромонтаж» Московская область, Наро-Фоминский р-он 2. ООО «КМЗ» г. Краснодаре 3. ООО НПО «Легион» г. Санкт-Петербург 4. ООО ГК «ЭЛСИ»
3	Стойка деревянная пропитанная, 9-7 м.	1. Волгоградский мачтопропиточный завод 2. ООО «Регионснаб» г. Дзержинск

Запрещенная к применению при новом строительстве:

– на ВЛ 10(6) кВ железобетонные стойки СВ 110-3,5; СВ 105-3,6.

## 7.6. Фундаменты

7.6.1. Условия применения фундаментов на ВЛ определяются проектной документацией с учетом требований действующих НТД в зависимости от результатов исследований грунтов (инженерно-геологических, гидрогеологических и других изысканий) в местах их установки.

7.6.2. При выборе типа фундаментов опор следует отдавать предпочтение фундаментам, оказывающим наименьшее разрушающее воздействие на структуру грунтов.

7.6.3. Должны применяться:

– унифицированные сборные железобетонные фундаменты (заглубленные, малозаглубленные, поверхностные);

– при необходимости монолитные железобетонные фундаменты, свайные железобетонные и металлические фундаменты (фундаменты из железобетонных свай с металлическими ростверками, винтовые сваи, сваи открытого профиля, сваи-оболочки, буронабивные и буроопускные сваи).

7.6.4. Следует обеспечивать внедрение на ВЛ:

– промышленных способов производства работ по установке фундаментов в полевых условиях;

– современных коррозионностойких материалов и покрытий для защиты железобетонных и металлических конструкций от коррозии;

– фундаментов для оттяжек опор с вынесением узлов крепления U – образных болтов над поверхностью земли, особенно, если на ВЛ предусмотрена плавка гололёда с использованием земли в схеме плавки;



7.6.5. Способ закрепления в грунте опор ВЛ 0,4-10 кВ по всей трассе должен быть унифицирован и соответствовать проекту.

## 7.7. Провода

Для воздушных электропередачи 35(110) кВ и ниже следует применять:

- на ВЛ 6-35(110) кВ на основании технико-экономической оценки осуществляется выбор между стандартным сталеалюминевыми проводами и проводами с улучшенными характеристиками в части максимальной рабочей температуры, механической прочности, а также защищёнными проводами марок СИП-3 (СИП-7).

- в районах с интенсивными ветровыми и гололёдными нагрузками, а также на больших переходах ВЛ 35 кВ рекомендуется применять новые конструкции проводов, превосходящие стандартные пропускной способностью и техническими характеристиками с целью:

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

Защищенные провода рекомендуется применять на ВЛ 6-35 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 КТПН наружной установки к разъединителю 10(6) кВ;
- при совместной подвеске с ВЛИ 0,4 кВ.

При новом строительстве и реконструкции ВЛ 0,4 кВ, как правило, должен применяться СИП с изолированной нулевой несущей жилой.

Монтаж проводов ВЛИ 0,4 кВ, выполненных СИП с изолированной нулевой жилой (СИП-2), может осуществляться как на опорах, так и по стенам зданий и сооружениям.

Срок службы СИП должен быть не менее 40 лет.

Срок службы неизолированных проводов на ВЛ не менее 50 лет.

## 7.8. Технические требования к неизолированному проводу для ВЛ-10-110 кВ

Применяются марки:

АКП – (межпроводочное пространство заполнено термостойкой смазкой) – в районах с агрессивной средой;

АС (АСК, АСКС, АСКП, АСО) – (со стальным сердечником) в II – IV районах гололедообразования и ветровых нагрузках, в районах с агрессивной средой.

Не изолированные провода на ВЛ-10(6) кВ марки АС (АСК и др.) с сечением:

- магистрали – не менее 70 мм;
- отпайки – не менее 50 мм (или расчетных сечений, но не менее 35 мм ) – для капитальных ремонтов, текущих ремонтов, технического обслуживания существующих ВЛ-10(6) кВ.

Перечень рекомендуемых фирм-производителей провода для воздушных линий электропередач, представлен в таблице 13.

Таблица 13.

№ п/п	Наименование материалов	Рекомендуемые производители
1	Провод для воздушных линий передач	1. ООО «Камский кабель» г. Пермь 2. ЗАО «Иркутсккабель» 3. ТК «Кирскабель» 4. Nexans (Multi-Wiski, Distri) 5. АО «Кольчугинский завод «Электрокабель» 6. ООО «Сарансккабель-Оптика»

Обязательная к применению проводниковая продукция на линиях электропередачи 35(110) кВ:

Для ВЛ 35(110) кВ – провод АС.

Для ВЛ 10(6) кВ – защищенные и незащищенные провода типа АС.

Рекомендуемая к применению проводниковая продукция:

- для ВЛ 35(110) кВ – провод СИП-3, (AERO-Z, АССС, АССР, СИП-7) или аналоги;
- для ВЛ 10(6) кВ – провод СИП-3, Multi-Wiski.
- Запрещенная к применению проводниковая продукция при новом строительстве:
- для ВЛ 35(110) кВ – провод А, АЖ, БР;
- для ВЛ 10(6) кВ – провод А, АЖ, ПС.

#### 7.9. Технические требования к изолированному проводу для ВЛ-0,4 кВ

При новом строительстве, реконструкции, капитальных ремонтах (ответственные участки) ВЛ-0,4 кВ в крупных филиалах центра края и приморских городах применять только изолированные провода стандарта NFC-33209 или их аналоги СИП Российских производителей. Применение того или иного типа (производителя) изолированного провода должно быть обоснованно (значимые магистральные линии, ответственные потребители, климатические и другие условия СИП-2; СИП-4 – при обосновании и особых условиях).

ВЛ-0,4 кВ с распределенной нагрузкой по длине линии должны выполняться с использованием самонесущих изолированных проводов сечением не менее 70мм<sup>2</sup>. Для подключения отдельных потребителей, в том числе ответвления от линии, может использоваться СИП меньшего сечения, но не менее 16 мм<sup>2</sup>.

Не изолированные провода на ВЛ-0,4 кВ с сечением не менее 35 мм применять только при аварийно – восстановительных работах на существующих ВЛ, ТО, ТР (при незначительных объемах).

Срок службы проводов СИП должен быть не менее 40 лет.

Перечень рекомендуемого изолированного провода представлен в таблице 14.

Таблица 14.

№ п/п	Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
1	СИП стандарта NFC-33209; СИП-2; СИП-4	1. Nexans 2. ЗАО «Иркутсккабель» 3. ООО «Камский кабель» г. Пермь 4. ООО ПО «Энергокомплект», г. Витебск 5. АО «Кирскабель» 6. ЗАО Завод «Людиновкабель» 7. Угличкабель 8. Сарансккабель

	9. Чувашкабель 10. Вологдакабель 11. ООО «ЭМ-КАБЕЛЬ» 12. АО «Самарская кабельная компания»
--	---

Обязательная к применению проводниковая продукция на линиях электропередачи 0,4 кВ:

Для ВЛ-0,4 кВ – провод СИП-2 (СИП-4).

Запрещенная к применению проводниковая продукция при новом строительстве:

Для ВЛ-0,4 кВ – провод А, АС, АЖ.

## 7.10. Изоляторы и линейная арматура

### 7.10.1. Изоляторы

Количество и тип изоляторов в гирляндах разного назначения на ВЛ должны выбираться в соответствии с действующими нормами проектирования, а также с учетом местных условий, в том числе наличия актуальных карт загрязнения изоляции.

На ВЛ 35(110) кВ следует применять – стеклянные изоляторы:

- срок службы изоляторов должен быть не менее 30 лет.

На ВЛ 10(6) кВ следует применять:

- подвесные полимерные, стеклянные изоляторы;
- полимерные консольные (консольные с оттяжкой) изолирующие траверсы;
- опорностржевые фарфоровые и полимерные изоляторы, в том числе с проушиной для защищённых проводов;
- штыревые стеклянные из закалённого стекла и фарфоровые изоляторы с проушиной. Для крепления на изоляторах защищённых и сталеалюминевых проводов следует применять спиральные вязки.

Перечень рекомендуемых изоляторов представлен в таблице 15.

Таблица 15.

№ п/п	Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
1	Изоляторы для воздушных линий электропередачи	1. ЗАО «Южноуральская изоляторная компания» 2. АО «Гжельский завод электроизоляторов» 3. Дон Изолятор 4. Техническая керамика 5. АО «ЮМЭК» 6. ООО «ИНСТА»

### 7.10.2. Линейная арматура

На ВЛ следует применять:

- сцепная, поддерживающая, натяжная, защитная, соединительная, ответвительная (контактная) арматура на ВЛ должна выбираться в соответствии с действующими нормами, с учетом требований проектной документации;
- для сталеалюминевых проводов по ГОСТ 839 в качестве натяжной должна использоваться, как правило, прессуемая, клиносочленённая, спиральная и болтовая арматура. Для грозозащитных тросов - спиральная арматура;
- линейная арматура не должна вызывать локальных перегревов провода в местах ее установки;

- на переходных промежуточных опорах больших переходов - поддерживающие зажимы, обеспечивающие нормативный срок службы проводов и компенсирующие сезонные изменения стрел провеса провода;
- прочность заделки конкретного провода в натяжных зажимах, устанавливаемых на переходных анкерных опорах больших переходов, должна подтверждаться обязательным проведением контрольных испытаний;
- поддерживающая арматура, устанавливаемая на опорах ВЛ 35 кВ и выше, должна обеспечивать дополнительную защиту проводов от воздействия ветровых колебаний;
- конструкция натяжной арматуры не должна способствовать увеличению длины элементов изолирующей подвески, необходимых для ее присоединения;
- на ВЛ должны применяться многочастотные гасители вибрации (не менее 3-х резонансных частот);
- на ВЛИ 0,4 кВ и ВЛ 6-35 кВ с защищенными проводами необходимо применять линейную арматуру, соответствующую конструкции самонесущего изолированного или защищенного провода;
- соединения и ответвления проводов на ВЛИ 0,4 кВ и ВЛЗ 10(6) кВ допускается выполнять только с применением специальных зажимов, соответствующих типу СИП или защищенного провода;
- присоединение проводов ответвлений от ВЛИ 0,4 кВ к вводам абонентов должно осуществляться с применением ответвительных прокалывающих влагозащищённых зажимов, в том числе с отдельной затяжкой болтов магистрального и ответвительного проводов, допускающих многократное подключение и отключение ответвительного провода;
- линейная арматура должна быть необслуживаемая и неремонтируемая;
- срок службы арматуры должен соответствовать сроку службы проводов, тросов, для которых она предназначена;
- металлические элементы кронштейнов и крюков ВЛИ 0,4 кВ должны обеспечивать возможность болтового присоединения проводников повторного заземления;
- присоединение нулевого проводника к заземляющему спуску опоры ВЛИ 0,4 кВ при выполнении повторного заземления рекомендуется выполнять с применением специальных гибких проводников;
- с целью обеспечения требований безопасности при техническом обслуживании ВЛИ 0,4 кВ в начале и в конце магистрали ВЛИ, а также в начале и конце линейных ответвлений рекомендуется установка стационарных устройств закорачивания и заземления ВЛИ, оснащенных отдельным заземляющим спуском;

Перечень рекомендуемой линейной арматуры представлен в таблице 16.

Таблица 16.

№ п/п	Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
1	Арматура для воздушных линий электропередачи	1. ЗАО «МЗВА» 2. ЗАО «Южноуральская изоляторная компания» 3. Нилед 4. Ensto 5. Импульс 6. Пласдеталь 7. ВК 8. ЗЭТА 9. ЮМЭК 10. ИНСТА 11. SICAME (Франция)

		12. TYCO 13. Simel (Tyco Electronics) 14. Plamen (Сербия)
--	--	---

Запрещенная к применению линейная арматура производства ООО «ТЭСК» г. Набережные Челны.

### 7.11. Защита от грозových перенапряжений

На ВЛЗ 10(6) кВ, проходящей по населенной местности и зоне с грозовой деятельностью 20 грозových часов и более, необходимо предусмотреть установку устройств защиты от грозových перенапряжений.

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

- проводов от перегрева и пережога;
- подходов к РУ ПС;
- изоляции ВЛ в районах с повышенной грозовой активностью;
- коммутационного оборудования;
- кабельных муфт;
- мест пересечения ВЛ с инженерными сооружениями;
- реклоузеров.

Для защиты от перенапряжений ВЛ 6-35 кВ следует применять:

- разрядники длинно-искровые;
- ограничители перенапряжений нелинейные;
- заземление опор с нормированными значениями величины сопротивления заземления.

На ВЛ длинно-искровые разрядники устанавливаются:

- для защиты от перенапряжений и пережога защищенных проводов на ВЛ с защищенными проводами;
- на подходах к распределительным устройствам подстанций;
- для защиты ослабленных мест на ВЛ (железобетонные опоры на ВЛ с деревянными опорами, кабельные муфты, места пересечений).

### 7.12. Линейное коммутационное оборудование (реклоузеры) 10-35 кВ

7.12.1. Для оптимизации режимов работы, повышения надёжности электроснабжения потребителей, сокращения затрат на эксплуатацию и ремонтно-восстановительные работы, рекомендуется автоматизировать сети 10(6) кВ посредством:

- секционирования;
- отключения ответвлений;
- оснащения устройствами определения мест повреждения;
- организации мониторинга.
- деление сети присоединения (для быстрого определения места КЗ и уменьшение времени отключения потребителей);

7.12.2. Пункты секционирования с вакуумными выключателями необходимо устанавливать на магистральных линиях 10(6) кВ, а также на протяженных ответвлениях ВЛ при наличии технико-экономического обоснования.

7.12.3. Секционирующие пункты должны быть оснащены вакуумными выключателями и микропроцессорными устройствами РЗА.

7.12.4. Для секционирования магистральных линий 6-35 кВ следует применять вакуумные выключатели наружной установки (реклоузеры) с микропроцессорными

блоками управления, позволяющие программировать работу выключателей под требуемые режимы работы.

7.12.5. Для отключения ответвлений от магистрали, длина которых составляет более 1,5 км, рекомендуется устанавливать современное коммутационное оборудование (в местах ответвлений ВЛ - реклоузеры).

7.12.6. Фидера ВЛ напряжением 10(6) кВ должны быть оснащены устройствами однократного и двукратного АПВ (первого цикла с использованием бестоковой паузы 1-3 с, а для второго цикла не менее 15-20 с) на головном выключателе линии и на секционирующих пунктах;

7.12.7. С целью повышения управляемости и контролируемости за работой электрической сети все системы автоматизации должны обеспечивать передачу информации на диспетчерский пункт о текущем состоянии коммутационного аппарата, а также обеспечивать возможность телеуправления данным оборудованием.

7.12.8. Перечень рекомендуемых реклоузеров 10-35 кВ представлен в таблице 17.

Таблица 17.

Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
1. Реклоузер OSM15 (NOJA Power в т.ч. пункт секционирования столбовой в комплекте с разъединителями и др.) 2. Реклоузер TER_Rec15_АП_L5 (Таврида Электрик, в т.ч. пункт секционирования столбовой в комплекте с разъединителями и др.) 3. Реклоузер 35 кВ TER_Rec35_Smart1_Sub7	1. ЗАО ГК «Таврида Электрик» 2. NOJA Power ООО «Группа компаний «Энерготехмонтаж»

### 7.13. Защита воздушных линий от гололедно-ветровых воздействий

Для ВЛ 6-35(110) кВ:

- в районах с частым образованием гололёда в особых гололёдных районах, а также в районах с высокими ветровыми нагрузками (начиная с III района по ветру и гололеду) необходимо рассматривать возможность строительства кабельной линии взамен ВЛ при технико-экономическом обосновании;

- для предотвращения массовых разрушений на ВЛ, проходящих в районах с интенсивным явлением образования гололеда и налипания снега, необходимо предусматривать мероприятия, препятствующие развитию «цепных» разрушений:

- а) сокращать длину анкерных пролётов до 0,5 км;
- б) применять провода с повышенной механической прочностью;
- в) делать участки ВЛ с опорами из композитных материалов.

- применять плавку гололёда при соответствующем технико-экономическом обосновании.

## 8. Кабельные линии электропередач

### 8.1. Общие принципы построения силовых кабельных линий

Основными направлениями технической политики при проектировании, строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и эксплуатации кабельных линий (КЛ) являются:

- модернизация сетей и повышение их энергоэффективности с целью обеспечения надежности работы сетей на основе инновационного подхода к развитию и модернизации действующего сетевого комплекса;
- применение кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) и арматуры КЛ, полученных на высокотехнологичных производствах (изготовление СПЭ изоляции силовых кабелей напряжением выше 1000 В по технологии «пероксидной сшивки» преимущественно тройной экструзии в среде азота), гарантирующих низкую дефектность производимых кабелей и являющихся ключевым фактором надежности, в том числе для КЛ пожаробезопасного исполнения;
- применение кабелей 6-35 кВ, соответствующих требованиям МЭК 60502-2, МЭК 60502-4 и гармонизированных HD 620 S2:2010 и HD 605 S2;
- снижение эксплуатационных издержек;
- использование передовых, безопасных методов строительства и эксплуатации;
- развитие технологий оценки технического состояния КЛ, мониторинга режимов работы и состояния изоляции без вывода КЛ из работы;
- обеспечение гарантийного обслуживания КЛ, формирование аварийного резерва кабеля и кабельной арматуры (АР), оптимизация размещения, маршрутов доставки АР, позволяющая оперативно устранять повреждение КЛ.
- использование кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена для замены маслонеполненных кабелей и кабелей с пропитанной бумажной изоляцией;
- использование кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена с увеличенной толщиной оболочки повышенной твердости для снижения риска повреждения оболочки при прокладке;
- с наружным электропроводящим слоем, в том числе в составе огнезащитного покрытия, наносимого после прокладки кабеля на его оболочку, выполненную из материалов пониженной горючести, в том числе поливинилхлоридных композиций с низким дымо - газовыделением и без галогенных композиций с высоким кислородным индексом для прокладки в инженерных сооружениях;
- для подводной прокладки - кабели бронированные (бронированные немагнитные) с изоляцией из сшитого полиэтилена обеспечивающие работу в течение срока службы, выдерживающие осевые, поперечные, механические нагрузки в условиях гидростатического давления (только единой строительной длиной подводной части перехода кабельной линии);
- для прокладки в горной местности, а также в зонах сейсмической активности, применять бронированные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена и прокладывать их в специальных инженерных сооружениях. Способ прокладки определять проектом, с применением специальных мер защиты от механических повреждений. Применять раскаточные ролики с покрытием опорной поверхности эластичным материалом при монтаже защищенных или самонесущих изолированных проводов.
- при строительстве новых либо реконструкции существующих сетей предусматривать установку указателей поврежденных участков (датчиков неисправности), обеспечивающих определение месторасположения поврежденного участка.
- при параллельной прокладке силовых кабелей 10(6) кВ и кабелей ВОЛС для технологических защит, прокладку ВОЛС выполнять вне лотков с силовыми кабелями или защитных конструкций силовых кабелей.

Ресурсный срок службы кабелей не менее – 30 лет с учётом эксплуатационных мероприятий, регламентированных соответствующими нормативными документами.

## 8.2. Общие требования к строительству КЛ

8.2.1. Прокладка новых и реконструкция существующих КЛ выполняются по проекту (на основании инженерных изысканий грунтов в зоне прокладки кабельных трасс), а для действующих КЛ при капитальных и аварийных ремонтах в соответствии с требованиями норм, правил ПУЭ-7 п.2.3.83-2.3.101 и технических регламентов, согласно типу и конструкции кабеля.

8.2.2. Выбор величины сечений экранов КЛ в однофазном исполнении и способ их заземлений должен производиться на основании технико-экономического обоснования с обязательным выполнением расчетов.

8.2.3. При вводе КЛ в БКТП, БРТП, БРП применять пластиковые трубы с термоусаживаемыми кабельными уплотнителями.

8.2.4. Выбор трассы для КЛ рекомендуется осуществлять за пределами охранных зон автомобильных дорог, ж/д путей, инженерных коммуникаций и зон зелёных насаждений;

8.2.5. В районах, расположенных в непосредственной близости (1,5-2 км) крупных водоемов (побережье Черного, Азовского морей, водохранилищ, крупных рек), на концевых муфтах внутренней установки необходимо применять облуженные наконечники (гильзы).

8.2.6. При новом строительстве и реконструкции прокладку КЛ возможно выполнять: по территориям РП, промышленных предприятий и т.п. - в лотках, тоннелях, колодцах; по территориям городов и посёлков - в земле (траншеях) по непроезжей части улиц (под тротуарами), по полосам зелёных насаждений.

8.2.7. В местах пересечения КЛ с улицами, дорогами с усовершенствованным покрытием, а также трамвайными и железнодорожными путями без разрытия траншей, прокладка кабельных линий выполняется в полиэтиленовых трубах ПНД/ПВД SDR-17 (с толщиной стенки не менее 8-10 мм, подтверждается расчетом) с использованием метода горизонтально-направленного бурения. В месте пересечения КЛ также должны быть заложены на случай ремонта кабельных линий в необходимом количестве резервные трубы с плотно заделанными торцами для герметизации (1 труба – 100% резерв, 2 трубы – 50% резерв, 3 – трубы – 30% резерв). При определении количества резервных труб необходимо расчетное количество труб округлять в сторону увеличения. При прокладке в трубах обеспечить нормальный тепловой режим эксплуатации кабелей с сохранением номинальной токовой пропускной способности согласно применяемого сечения всей КЛ.

8.2.8. Выбирать трассы кабельных линий следует таким образом, чтобы длина трубной канализации была минимальной при пересечении железных и автомобильных дорог и пересечения коммуникаций (в целях снижения затрат при выполнении будущих ремонтов).

8.2.9. При прокладке КЛ использовать, по возможности, механизированный способ прокладки, при сложных условиях для механизированного способа - использовать ручной.

Условия прокладки КЛ, по возможности, не должны создавать препятствия при их эксплуатации и ремонте.

КЛ 110 кВ рекомендуется (по СТО 56947007-29.060.20.071-201) прокладывать в грунте на глубине не менее 1,5 м от планировочной отметки, обратную засыпку выполнять специальным стабилизированным грунтом с удельным тепловым (термическим) сопротивлением не более 1,22 К\*м/Вт. Предусматривать закладку полиэтиленовых труб независимо от расстояний в свету (но не менее указанных в ПУЭ изд. 6) до пересекаемых коммуникаций и прохождения над или под ними. Для защиты КЛ от механических повреждений применять сертифицированную, армированную железобетонную плиту



(500x500x50 мм). При обосновании защитных механических свойств возможно применение бетонных плит, изготовленных по технологии вибролитья, либо из композитных материалов.

Для КЛ 10(6) кВ, проложенных в земле, в качестве защиты от механических повреждений преимущественно применять глиняный полнотелый кирпич или полимерную плиту марок ПЗК 240x480мм и ПЗК 360x480мм, определяется проектом.

Рекомендуется при необходимости строительство транспозиционных колодцев с размещением коробок для транспозиции экранов КЛ из сшитого полиэтилена, которые должны быть обслуживаемыми, с обязательным наличием внешней гидроизоляции и иметь защиту от доступа посторонних лиц (определяется проектированием).

При проектировании КЛ из сшитого полиэтилена необходимо учитывать разделение линии на равные участки одной строительной длины для установки транспозиционных коробок или муфт (для выравнивания токов в экране КЛ).

С момента начала прокладки первой строительной длины КЛ должен быть обеспечен необходимый технический надзор представителями эксплуатирующей организации.

С целью единообразия (унификации), удобства эксплуатации и формирования аварийного запаса выбор параметров и марок (типов) кабелей, а также кабельной арматуры рекомендуется осуществлять с учетом уже находящихся в обслуживании эксплуатирующей организации КЛ с перспективой минимизации расхода кабелей, арматуры, вспомогательных материалов и комплектующих изделий и упрощения технологий их монтажа.

### **8.3. Схемы построения кабельных линий**

8.3.1. Прокладка кабельных линий должна осуществляться по требованиям для определенного типа и конструкции силового кабеля.

8.3.2. Основными принципами построения КЛ 10(6) кВ в городах следует принимать петлевые или многолучевые схемы (2 и более луча) со связанными лучами в петлевую схему (смешанные схемы), как правило, с ручным или автоматическим включением резервной линии.

8.3.3. В рассматриваемый период при отсутствии достаточного количества ячеек в центрах питания для построения кабельных сетей в городах следует применять распределительные пункты 10(6) кВ.

8.3.4. Для повышения надежности работы кабельных сетей своевременно проводить реконструкцию подстанций со сроком эксплуатации 50 лет и более с применением высоковольтных ячеек с малогабаритными вакуумными выключателями и микропроцессорными реле.

8.3.5. Ввод кабельных линий сетей осуществляется в отдельно стоящие распределительные пункты 10(6) кВ и распределительные подстанции 10(6)/0,4 кВ.

8.3.6. При строительстве кабельных сетей в районах малоэтажной застройки следует применять подстанции наружной установки.

8.3.7. Строительство кабельных сетей 0,4кВ следует осуществлять по двулучевой схеме радиального типа с равномерным распределением нагрузок по КЛ 0,4 кВ с максимальным использованием их пропускной способности для подключения зданий. Сечение КЛ-0,4 кВ, к которым подключены административные здания (школы, детские сады, и т. д.), котельные и насосные станции, должно быть не менее 70 мм<sup>2</sup> для каждой жилы (определяется проектом).

8.3.8. При подключении потребителей с использованием КЛ 0,4-10 кВ вне зависимости от заявленной категории надежности (при разработке технических условий), рекомендуется на присоединение предусматривать резервирование потребителей на

случай повреждения данной КЛ путем прокладки резервной КЛ по той же трассе либо иными способами, вплоть до строительства второго источника электроснабжения.

#### 8.4. Силовые кабели

8.4.1. В кабельных линиях 10(6)-35(110) кВ следует применять силовой кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) и этиленпропиленовой резины (ЭПР) или бумажно-масляной изоляцией.

8.4.2. В кабельных линиях 10(6) кВ рекомендуется использовать силовые кабели с изоляцией из СПЭ и ЭПР различных конструкций, в том числе, одножильные, с изоляцией, не распространяющей горение, низким выделением токсичных газов или бумажно-масляной изоляцией типа АСБ (в зависимости от условий и расчетов).

8.4.3. Применение одножильных кабелей 10(6) кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена в максимально возможной мере должны обеспечить экономичную прокладку кабельных линий, их эксплуатационную надежность и ремонтпригодность при больших нагрузочных токовых характеристиках в широком диапазоне сечений (120-800 мм<sup>2</sup>) с возможностью прокладки кабелей на сложных трассах с перепадом уровней и сложными грунтами.

8.4.4. Выбор сечения кабеля выполняется по экономической плотности тока.

8.4.5. Реконструкция КЛ всех напряжений должна проводиться на основании инженерных изысканий грунтов в зоне прокладки кабельных трасс.

8.4.6. Помимо одножильных возможно применение трехжильных кабелей с изоляцией из СПЭ в следующих случаях:

- при протяженности КЛ, не превышающей строительную длину кабеля;
- при отсутствии значительного числа углов поворота трассы;
- при отсутствии ограничений по заходу кабеля в ячейку, связанных с конструкцией и сечением кабеля;
- при отсутствии, в перспективе, необходимости увеличения сечения кабеля по причине его недостаточной пропускной способности.

Применение СПЭ кабеля должно быть ограничено в городских условиях, при прокладке в цехах, кабельных колодцах, шахтах, полуэтажах и в других стесненных условиях.

Применение трехжильных кабелей 10(6) кВ обосновывать технико - экономическими расчетами, проведенными в сравнении с одножильными кабелями.

#### 8.5. Основные технические требования к конструкции кабеля

Жила: - алюминиевая или из скрученных медных проволок;

- сегментированная (сечение большее 1000 кв. мм);
- продольная герметизация от распространения влаги.

Изоляция: - из сшитого полиэтилена;

- номинальной толщины на заданный класс напряжения;
- нормируется по степени сшивки и геометрическим размерам (по эксцентриситету и овальности).

Электропроводящие слои по жиле и изоляции толщиной не менее 0,8–1,0 мм.

Экран: - из медных проволок, устойчивых к току двухфазного короткого замыкания;

- возможно со встроенным оптоволоком для контроля температуры кабеля (кроме кабеля 35 кВ) на длинных трассах (определяется проектом).

Выбор конструкции, сечения экрана и способ его заземления должен осуществляться по условиям допустимого нагрева КЛ в нормальном и после аварийном режимах работы, а также по условиям его термической стойкости, в том числе в режиме протекания однофазного (в сети с изолированной нейтралью) ТКЗ, с обеспечением

электробезопасности обслуживания коробок транспозиции, с учетом их количества, мест расположения и проектирования КЛ по принципу минимизации количества соединительных транспозиционных муфт;

Проверка допустимости выбранного способа заземления экранов кабелей и расчет транспозиции экранов должны осуществляться при проектировании с учетом допустимых напряжений на экранах кабелей при протекании по жиле максимального рабочего тока и ТКЗ в течение времени протекания по условиям работы РЗА;

Выбор способа обустройства экранов (частичное раззаземление или применение систем транспозиции) должен решаться при проектировании в каждом отдельном случае с учетом конкретных условий в зависимости, прежде всего, от значений ТКЗ и условий безопасного проведения работ при эксплуатации КЛ и их технического обслуживания и ремонта;

Оболочка: - из полиэтилена толщиной рекомендуется не менее 6 мм;

- повышенной твердости при прокладке в грунте;
- не распространяющая горение (из пластификатора с малым газовыделением, индекс LS) при прокладке в коллекторах и других кабельных сооружениях;
- усиленная бронепроволками из немагнитного материала при подводной прокладке.

Выбор сечения кабеля выполняется по величине длительно допустимого тока в нормальном режиме с учетом поправок на количество кабелей, допустимую перегрузку в послеаварийном режиме, температуру и тепловое сопротивление грунта согласно стандарту на используемый силовой кабель.

При этом необходимо выполнить расчеты кабеля и его экрана на термическую стойкость при коротком замыкании и, при необходимости, на потери и отклонение напряжения в линии.

При проектировании кабеля учесть, что при заземлении экрана с двух сторон должна быть выполнена транспозиция.

Сечение кабеля выбирается из условия роста электрических нагрузок потребителей на срок не менее 10 лет.

Реконструкция КЛ всех напряжений должна проводиться на основании инженерных изысканий грунтов в зоне прокладки кабельных трасс.

## **8.6. Требования к арматуре силовых кабельных линий**

Для прокладки силовых кабелей 6-35(110 кВ) с изоляцией из сшитого полиэтилена следует применять концевые и соединительные муфты, выполненные по технологии поперечно-сшитых полимеров с пластичной памятью формы. Материалы, применяемые для кабельной полимерной арматуры, должны быть устойчивыми к воздействию солнечной радиации, обладать высокими диэлектрическими свойствами, предназначенными для прокладки в любых климатических и производственных условиях.

Количество и типы применяемой арматуры кабелей определяются проектной документацией по прокладке КЛ.

Арматура должна иметь максимальную степень заводской готовности, обеспечивающую минимизирование влияния человеческого фактора при монтаже и вероятности повреждения элементов конструкции муфт при монтаже и транспортировке.

Для КЛ до 35 кВ допускается применение:

- арматура на основе термоусаживаемых трекингостойких, негорючих, не распространяющих горение трубок и изделий;
- при монтаже всех видов кабельных муфт, соединение экранов кабеля в муфте рекомендуется выполнять пайкой.

- кабельная арматура холодной усадки (монтаж в условиях запрещения использования открытого пламени), на основе предварительно изготовленных на предприятиях эластомерных элементов.

Для КЛ 110 кВ допускается применение:

- «сухие» конструкции элегазовых вводов, соединительных и концевых муфт, адаптированные к монтажу кабелей с оптическими волокнами, интегрированными в экран кабеля, ориентированные на исключение применения жидких диэлектрических сред, кроме случаев, оговоренных в проектной документации;

- композитные изоляторы для концевых муфт наружной установки с различными длинами пути утечки в зависимости от степени загрязнения атмосферы на объекте.

Срок службы кабельной арматуры должен быть не менее 30 лет.

Запрещается к применению:

- всякого рода пружины либо другие прижимные устройства для соединения оболочки кабеля при монтаже всех видов муфт на кабелях с бумажной изоляцией;

- концевые муфты заливного типа, в том числе битумных и эпоксидных, либо концевых муфт в стальных кожухах - при проведении ремонтов на КЛ (КВЛ);

- соединительные и концевые муфты производства: «ЭРГ», «Подольские кабельные системы», «ПЗЭМИ»;

### **8.7. При проведении ремонтов на кабельных линиях**

- выполнять замену кабельных выходов 10(6) кВ с бумажной изоляцией из КТПН, БКТП, БРТП, БРП длиной до 70 метров на кабель с изоляцией из СПЭ или универсального кабеля;

- применять концевые муфты с обязательной установкой ОГШ. При ремонтах КЛ 10(6) кВ необходимо применять термоусаживаемые муфты с соединительными гильзами в комплекте;

- использовать кабели марки АСБл, АСБ производства:

АО «Иркутсккабель»;

АО «Завод Москабель»;

ООО «Камский кабель»;

Неханс;

Кирскабель.

В случаях прокладки ремонтных вставок в зонах с большой подвижностью грунта либо в оползневых зонах необходимо применять кабели марки АСП либо ААП, имеющие увеличенные показатели на механическую прочность и разрыв;

- применять при ремонте КЛ 0,4-10 кВ с бумажной изоляцией термоусаживаемые кабельные муфты фирм-изготовителей:

«Rauchem»;

ЗАО «Нижегородсетьюкабель»;

- при ремонте КЛ в горных условиях с перепадом уровней свыше 3-5 метров и длиной ремонтной вставки свыше 50 метров необходимо применять одножильные кабели с изоляцией из СПЭ с установкой переходных муфт производства «Rauchem» либо ЗАО «Нижегородсетьюкабель»;

- при монтаже всех видов муфт на кабелях с бумажной изоляцией соединение оболочки кабеля и муфт выполнять в соответствии с рекомендацией завода-изготовителя муфт;

- на бронированных кабелях КЛ-0,4 кВ с бумажной изоляцией должны применяться термоусаживаемые соединительные и концевые муфты фирмы «Нижегородсетьюкабель» с соединительными гильзами и наконечниками в комплекте. Допускается применение отдельных термоусаживаемых труб фирм «Нижегородсетьюкабель», «Rauchem» для ремонта концевых заделок или муфт;

- на КЛ 0,4 кВ типа АВВГ либо аналогичного типа, когда воздействие открытого огня на фазную и линейную виниловую изоляцию КЛ приводит к растрескиванию и усиленному старению, необходимо применять соединительные муфты производства ЗАО «Нижегородсеткабель» с использованием закрытого смешивания и заливки изолирующего композита либо аналогичные по параметрам, исключая агрессивное температурное воздействие на изоляцию жил виниловых кабелей.

- при проведении работ в кабельных сетях необходимо использовать специализированный инструмент и приспособления, в том числе диэлектрические ножницы для резки кабеля с ножным насосом типа SSA производства «InterCable».

Перечень рекомендуемой кабельной продукции применяемых для выполнения ремонтных работ на кабельных линиях, представлен в таблице 18.

Таблица 18.

№ п/п	Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
1.	Кабели силовые с пластмассовой изоляцией, кабели силовые с бумажно-пропитанной изоляцией, СПЭ	1. АО «Иркутсккабель» 2. АО «Завод Москабель» 3. ООО «Камский кабель» г. Пермь 4. Nexans 5. АО «Кирскабель» 6. Сарансккабель 7. Волгда-Дон-Кабель 8. ООО «ЭМ-КАБЕЛЬ» 9. ООО «Кабельный завод «Эксперт-кабель» 10. ООО «Сарансккабель»
2.	Кабельные термоусаживаемые и холодноусаживаемые муфты	1. Rayhem 2. ЗАО «Нижегородсеткабель» 3. ООО «Кабельные муфты Стандарт» 4. ООО «МПК «Энергосфера» (производства «КАМА») 5. Прогресс
3.	Наконечники кабельные	1. ЗАО «Южноуральская изоляторная компания» 2. Raychem (Германия) 3. ЗАО «Нижегородсеткабель» 4. Прогресс

Запрещается соединение кабелей с пропитанной бумажной изоляцией и кабелей с изоляцией СПЭ без специальных переходных муфт.

### 8.8. Защита от перенапряжений кабельных линий

8.8.1. Для защиты КЛ 10(6) кВ от однофазных дуговых замыканий на землю следует применять устройства релейной защиты (терминалы) с действием на сигнал при повреждении линий с контролем направления максимальных токов ОЗЗ.

8.8.2. Для ограничения внутренних перенапряжений, локализации развития повреждений, повышения безопасности и надежности КЛ следует применять:

- в действующих сетях на ЦП ПС 35-220 кВ ПАО «Кубаньэнерго» и др., применяются для компенсации емкостного тока плавно регулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки компенсации, а также производится

своевременная реконструкция по замене дугогасящих реакторов 10(6) кВ на большие токи в связи с ростом нагрузок потребления в сети;

- во вновь строящихся сетях на ЦП ПС 35-220 кВ ПАО «Кубаньэнерго» и др., плавно регулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки компенсации, а также возможно и резистивное высокоомное заземление нейтрали.

8.8.3 Дугогасящие реакторы для компенсации емкостного тока замыкания на землю должны устанавливаться, если его величина превышает полученные в результате расчета и измерения следующие значения согласно ПТЭ ЭСис. п.5.11.8:

Номинальное напряжение сети, кВ	6	10	35
Емкостной ток замыкания на землю, А	30	20	10

8.8.4. Измерение емкостных токов, токов дугогасящих реакторов, токов замыкания на землю и напряжений смещения нейтрали в сетях с компенсацией емкостного тока должно производиться при вводе в эксплуатацию дугогасящих реакторов и значительных изменениях режимов сети, но не реже 1 раза в 6 лет согласно ПТЭ ЭСис. п.5.11.8.

8.8.5. В сетях, работающих с компенсацией емкостного тока, напряжение несимметрии должно быть не выше 0,75% фазного напряжения согласно ПТЭ ЭСис. п. 5.11.11.

8.8.6. При отсутствии в сети замыкания на землю напряжение смещения нейтрали допускается не выше 15% фазного напряжения длительно и не выше 30% в течение 1 ч. ПТЭ ЭСис. п. 5.11.11.

## 8.9. Перспективные технологии ВЛ

- применение при строительстве и реконструкции ВЛ 0,4 кВ самонесущих изолированных проводов без отдельного несущего элемента (СИП-2, СИП-4);

- выполнение магистральных ВЛ 10(6) кВ выполнять с подвесными изоляторами на опорах с повышенной механической прочностью и изгибающим моментом не менее 70 кНм;

- применение самонесущих подвесных скрученных в жгут универсальных кабелей «Мульти-Виски» (Финляндия) и Distri (Франция);

- переход в кабельных сетях от разрушающих методов испытаний к неразрушающим методам диагностики с прогнозированием состояния изоляции кабеля.

## 8.10. Ограничения по применению технологий на КЛ

- прокладка кабеля с заводскими дефектами - видимыми повреждениями, наплывами на шланге, гофры на оболочке, вытеканием битума и т.п., непрошедшего входной контроль;

- применение кабелей, не удовлетворяющих требованиям пожарной безопасности, в том числе типа «НГ без индекса LS» и выделяющих при горении токсичные продукты;

- применение муфт холодной усадки с применением технологии натяжения;

- применение трёхжильных силовых кабелей с алюминиевой и свинцовой оболочкой на номинальное напряжение до 1 кВ с использованием их оболочки в качестве нулевого провода;

- прокладка КЛ в земле под зданиями, а также через подвальные и складские помещения;

- применение для кабельной канализации защитных стальных труб;

- применение кабелей, имеющих шланговую изоляцию для прокладки в земле (типа ААШВ, ААШВу);

- применение для присоединения трехжильного кабеля с бумажно-пропитанной изоляцией для подключения к моноблоку RM-6 в КРУ 10(6) кВ, которое может привести к прогоранию моноблока;
- применение кабеля с бумажно-пропитанной изоляцией и под давлением масла для строительства кабельных линий 35(110).

## **9. Релейная защита и автоматика**

### **9.1. Общие положения**

Основным направлением развития устройств РЗА является применение микропроцессорных малообслуживаемых устройств, максимально обеспечивающих основные требования к устройствам РЗА – быстродействие, чувствительность, надежность и селективность.

Основным принципом применения устройств РЗА должна стать многофункциональность и автоматическое управление устройствами защиты, самодиагностика устройств защиты.

Под многофункциональностью необходимо понимать сочетание в устройствах РЗА непосредственно функций релейной защиты и автоматики, цифровой регистрации аварийных процессов и определения мест повреждения (для ВЛ-35(110) кВ).

При проектировании новой ПС либо комплексной реконструкции ПС в пределах РУ одного уровня напряжения должно применяться оборудование одного производителя для однотипных равно функциональных защит.

При модернизации первичного оборудования должна проводиться и модернизация РЗА.

При эксплуатации морально устаревших устройств РЗА необходимо обеспечить сохранение их эксплуатационных параметров (проведение технического обслуживания, оперативное устранение дефектов, квалифицированное оперативное обслуживание).

### **9.2. Требования к оснащению РЗА для трансформаторов 35(110) кВ**

На трансформаторах 35(110) кВ необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений:

- многофазных КЗ в обмотках и на выводах (ошиновки);
- дифференциальную токовую защиту трансформатора (ДЗТ) от внутренних повреждений, витковых замыканий в обмотках;
- максимальную токовую защиту со стороны высокого и низкого напряжения в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- превышение токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- неполнофазного режима;
- понижения уровня масла.

Газовая защита трансформаторов 35(110) кВ и устройства РПН должна иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, приходящих на газовое реле, и действующее в случае неисправности цепей с выдержкой времени на вывод газовой защиты из работы и на сигнал.

Чувствительность дифференциальной защиты к повреждениям в зоне действия должна удовлетворять требованиям ПУЭ.

Для обеспечения чувствительности в зоне дальнего резервирования и быстродействия в зоне ближнего резервирования резервная защита трансформатора 35(110) кВ должна иметь как минимум две ступени.

Защиты от перегрузки, понижения уровня масла, неполнофазного режима должны действовать, как правило, на сигнал.

Регуляторы напряжения (РПН) трансформаторов 35(110) кВ должны обеспечивать автоматическое поддержание напряжения на шинах питания потребителей в заданных пределах.

Устройства РЗА должны обеспечивать регистрацию и хранение записей аварийных событий.



На трансформаторах мощностью 2,5 МВА и 4,0 МВА рекомендуется устанавливать дифференциальную и газовую защиту.

Для силовых трансформаторов 6,3 МВА и выше в качестве основной защиты используется дифференциальная и газовая.

Для сухих силовых трансформаторов 10(6)/0,4 кВ должна предусматриваться технологическая защита от повышения температуры.

Для защиты силовых трансформаторов 10(6) кВ мощностью от 1000 кВА и выше применяются вакуумные (или элегазовые) выключатели с установкой микропроцессорных терминалов РЗА.

### **9.3. Требования к оснащению устройствами РЗА для ЛЭП 10-35(110) кВ**

Для линий в сетях напряжением 10(6)-35(110) кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных КЗ, действующие на отключение и действующие на сигнал при однофазных замыканиях на землю.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных КЗ должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита. Первая ступень токовой защиты выполнена в виде токовой отсечки, а вторая – в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

На одиночных линиях с двухсторонним питанием должны применяться те же защиты, что и на одиночных линиях с односторонним питанием, дополненные, при необходимости, контролем направления мощности КЗ. Могут применяться также дистанционные защиты и продольные дифференциальные токовые защиты. Последние - для коротких линий.

На параллельных линиях, имеющих питание с двух или более сторон, а также на питающем конце параллельных линий с односторонним питанием могут быть использованы те же защиты, что и на соответствующих одиночных линиях. При необходимости могут устанавливаться поперечные дифференциальные токовые защиты (для сдвоенных кабельных линий).

В целях упрощения защит и обеспечения их селективного действия допускается применять автоматическое деление сети на радиальные участки в момент возникновения повреждения с последующим автоматическим ее восстановлением.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена одним из следующих способов:

- селективной защиты, действующей на сигнал;
- селективной защиты, устанавливаемой на всех отходящих линиях, питающих сеть и неселективной резервной защиты, действующих на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности устройства контроля изоляции.

Защита от однофазных замыканий на землю, действующая на отключение без выдержки времени по требованиям безопасности, должна отключать только линию поврежденного направления; при этом резервная защита, выполненная в виде защиты напряжения нулевой последовательности, должна действовать с выдержкой времени около 0,5с на отключение шин или питающего трансформатора с запрещением АПВ и АВР.

Селективная защита от однофазных замыканий на землю в сетях 10(6) кВ должна выполняться с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности и микропроцессорного терминала защиты, установленного с вакуумным выключателем в высоковольтной ячейке КРУ-10 кВ.

При отсутствии в составе КРУ-10 кВ МП терминалов РЗА на присоединениях КЛ допускается применение устройств реагирующих на прохождение токов коротко замыкания с обеспечением повторности действия (типа УТКЗ-4 и др.) при наличии контроллера и GSM модема или наличия оператора связи LoRaWAN(плюс) с

использованием передатчиков LoRa (компании Semtech и др.) и зоной покрытия от 3-7 км от подстанций 6-35 кВ до базовых станций LoRaWAN, обеспечивающих передачу сигналов в ОДС ОИК филиала с выводом информации на мнемосхему диспетчера.

Отыскание повреждения на КЛ, ВЛ должно осуществляться специальными устройствами.

#### **9.4. Требования к оснащению устройствами РЗА секционного СВ и шиносоединительного ШСВ выключателей 10–35 кВ**

На СВ (ШСВ) 10-35кВ необходимо предусматривать ступенчатую защиты от многофазных КЗ.

#### **9.5. Основные требования к выбору МП устройств РЗА**

При выборе МП устройств РЗА необходимо:

- учитывать преимущества новых МП устройств РЗА, производимых заводами изготовителями;
- учитывать типовые проектные решения по применению МП устройств РЗА различных производителей;
- использовать методические указания по расчету и выбору параметров срабатывания систем РЗА различных производителей;
- учитывать все функции защищаемых элементов сети (линий, шин, трансформаторов, коммутационных выключателей и др.).

Устройства МП защиты должны быть:

- децентрализованы на уровне одного присоединения (ЛЭП, трансформатора и др.);
- адаптированы к схемам и режимам работы защищаемого объекта;
- содержать оперативные элементы местного контроля, управления и сигнализаций со встроенным интуитивно понятным, интерфейсом общения «человек–машина»;
- иметь возможность дистанционного контроля и управления встроенными функциями;
- иметь встроенную функцию контроллера для дистанционного управления высоковольтной ячейкой;
- иметь требуемое количество ступеней защиты (КЛ, трансформатора);
- иметь требуемый алгоритмом работы АПВ;
- иметь принятые программируемые коэффициенты трансформации;
- устанавливаемые на объекте МП РЗА должны комплектоваться коммуникационными модулями Ethernet с поддержкой протоколов ГОСТ Р МЭК 60870-5-104/101-2004, ModBus RTU, МЭК 60850-8-1 и др;
- в программируемых МП терминалах РЗА доступ к вводу базовой логики (уставок) должен быть отделен от доступа к вводу параметров настройки терминала (конфигурации);
- должен быть обеспечен доступ к устройствам РЗА с удаленного АРМ с возможностью дистанционного чтения осциллограмм, диагностики и изменения конфигурации;
- иметь возможность подпитки от токовых цепей при пропадании питания от оперативного тока;
- иметь возможность использования в схемах дешунтирования и в схемах с предварительно заряженным конденсатором;

- при проектировании определить применение функций регистрации аварийных событий (РАС) с учетом: вида и типа измеряемых и регистрируемых параметров, частоты обработки, условия пуска РАС (осциллографа) и устройства регистрации.

В исключительных случаях на энергообъектах, где техническое перевооружение основного оборудования не предусматривается в ближайшие годы, а состояние устройств РЗА требует срочной замены, в условиях ограниченного финансирования допускается рассматривать вопрос об их замене на однотипные электромеханические и микроэлектронные устройства.

В новых системах и устройствах РЗА рекомендуется предусматривать:

- установку дублирующих комплектов защит для ответственных объектов (потребителей);
- использование современных датчиков тока и напряжения, а также датчиков неэлектрических параметров, характеризующих состояние объекта;
- системы оперативного тока, обеспечивающие надежную и устойчивую работу устройств РЗА;
- выполнение требований ближнего резервирования, в том числе разделение защит по разным ТТ или сердечникам ТТ;
- обеспечение дальнего резервирования;
- применение встроенной функции определения места повреждения на ВЛ 35(110) кВ;
- применение встроенной функции регистрации аварийных, процессов и контроллера управления ячеек;
- применение подменных (резервных) МП терминалов РЗА для отходящих линий;
- применение дополнительных резервных защит с питанием от ТТ и независимым питанием цепей отключения от других источников (ИБП, ТН, ТСН).

## **9.6. Схемы и системы питания вторичных цепей**

9.6.1. Организация питания вторичных цепей и систем связи должна обеспечить надежное питание электрооборудования, устройств АИСКДУ (АСУ ТП) и систем РЗА.

9.6.2. Для вторичных цепей, как правило, должны применяться кабели и провода с медными жилами.

9.6.3. Выбор типов кабелей (экранирование, наличие и шаг скрутки) для цепей от ТТ и ТН, вторичных цепей устройств, выполненных с применением микроэлектроники (микропроцессоров), определяется требованиями и рекомендациями, предъявляемыми к этим устройствам в части электромагнитной совместимости и рекомендациями завода-изготовителя.

9.6.4. Питание оперативным током вторичных цепей должно отвечать требованиям ближнего резервирования, в том числе:

- питание оперативным током вторичных цепей каждого присоединения через отдельные предохранители или автоматические выключатели;
- питание оперативным током цепей РЗА и управления выключателями каждого присоединения через отдельные автоматические выключатели или предохранители, не связанные с другими цепями (предупредительная сигнализация, электромагнитная блокировка и др.);
- разделение питания основных и резервных защит (двух комплектов защит) присоединения;
- применение в обоснованных случаях автономного питания МП устройств РЗА.

9.6.5. Формирование системы питания переменного тока должно предусматривать:

- установку не менее 2-х трансформаторов собственных нужд с питанием от различных источников, включая независимый источник внешнего электроснабжения;
- организацию не менее 2-х секций 0,22/0,4 кВ для питания потребителей

собственных нужд объекта.

9.6.6. Формирование сети оперативного постоянного тока должно отвечать следующим основным требованиям:

- расчетная длительность разряда АБ должна обеспечивать работоспособность устройств РЗА и коммутационных аппаратов, учитывать время прибытия персонала на ПС, выявления им неисправности и принятия мер по восстановлению нормального режима работы АБ;
- обеспечение питания вторичных систем от зарядных устройств, если произойдет отключение АБ;
- ЭМС с объектами питания;
- автоматический поиск «земли» в сети постоянного оперативного тока без отключения присоединений, отходящих от щита постоянного тока.

### **9.7. Требования к системам РЗА на подстанциях в части передачи сигналов, событий и осциллограмм в ОИК и удаленного доступа.**

Устройства МП РЗА должны иметь открытый протокол обмена данными с поддержкой ГОСТ Р МЭК 60870-5-104(101,103)-2004, (ModBus RTU, МЭК 60850-8-1) для обмена со смежными устройствами по интерфейсам подключения Ethtrnet, RS485 для организации сбора данных и управления.

Для каждого типа терминалов РЗА при проектировании необходимо дополнительно представить описание адресного пространства, т.е. состав каналов, сигналов, параметров и т.д. с точным описанием назначения каждого адресуемого элемента.

Описание должно включать организацию (внутреннюю структуру) архивов событий и цифровых осциллограмм, а также алгоритм доступа (чтения) этих данных для комплексов телемеханики с последующей передачей сигналов, журналов событий и осциллограмм с синхронизацией пуска по времени на уровень ОИК.

Рекомендуется устанавливать (совместно с ОИК АИСДУ (АСУ ТП)) в филиалах Общества отдельные сервера мониторинга РЗА (РАС) (с встроенным ПО сбора данных РЗА включающий все используемые типы терминалов).

I. Система удаленного доступа сбора данных РЗА должна состоять из 3 уровней:

- Уровень подстанций;
- Уровень диспетчерского центра сбора информации городских электросетей;
- Уровень диспетчерского центра АО «НЭСК-электросети».

II. Функции автоматизированного рабочего места РЗА:

- дистанционный контроль уставок аналоговых параметров, состояния дискретных входов/выходов, диагностических параметров существующих терминалов МП-устройств РЗА;
- дистанционное изменение как отдельных уставок, так и активной группы уставок (и квитирование) устройств РЗА;
- считывание и визуализация событий и (аварийных) осциллограмм из существующих МП-устройств РЗА (РАС) в ручном и автоматическом режиме;
- доступ к архиву уже считанных осциллограмм;
- ведение циклических архивов событий с сохранением мгновенных и усредненных (интегрированных) значений через заданные интервалы времени;
- ведение архива текущих событий (команд управления, аналоговых измерений, выхода значений за пределы уставок, сигнализации, измерений);
- контроль старения информации и фильтрация по предельным значениям аналоговых параметров;
- организация фонового расчета токовых аналоговых значений нагрузки с учетом поля мгновенных значений сохраненного в архиве данных;

- поддержка функции телеуправления коммутационными аппаратами через терминалы РЗА;
- разграничение доступа к информации оперативного и административного персонала при обеспечении регистрации с вводом личного пароля в систему;
- оповещение о событиях на объектах при изменении дискретных сигналов при выходе за пределы уставки измеренных значений визуальным и звуковым сигналом;
- предусматривает функции конфигурирования и отладки системы для трассировки данных, прослушки каналов и др.;
- организацию сеансов каналов связи с АРМ системой;
- выдача оперативной информации на диспетчерские щиты ОДС филиалов;
- ведение базы данных и системного журнала;
- ведение статической информации в базе данных для создания на АРМ визуальных форм изображения;
- экспорт значений в SQL-совместимые базы данных;
- фоновое формирование отчетных документов (суточная ведомость, графики нагрузок) в формате XLS;
- форматирование отчетных документов.

### III. Функции серверного оборудования РЗА (РАС):

- предоставление доступа для мониторинга работы терминалов с АРМ;
- сбор осциллограмм и событий с подключенных терминалов;
- хранение файлов осциллограмм и событий;
- предоставление доступа по протоколу FTP к файлам осциллограмм филиалу;
- синхронизация времени сервера РЗА;
- выполнение функции АРМ РЗА, мониторинг РЗА;
- автоматическое резервирование файлов осциллограмм;
- загрузка файлов осциллограмм в АРМ на уровень ДЦ Общества;
- контроль и фильтрация сетевого трафика со стороны подстанции;
- маршрутизация между подсетями подстанций в филиалах;
- работа с устройством синхронизации точного астрономического времени;
- хранение архивов журналов событий, измерений и осциллограмм в виде отдельных файлов в течение 3-х лет.

## 9.8. Рекомендуемые к применению устройства РЗА

Полный средний срок службы микропроцессорного устройства РЗА должен быть не менее 12 лет; средняя наработка на отказ не менее 100 тыс. часов.

Устройства должны выполнять функции защиты со срабатыванием выходных реле в течение не менее 0,5 с при полном пропадании оперативного питания от номинального значения (для исполнения оперативного питания 220 В переменного тока – в течение не менее 0,2 с). Время готовности устройств к работе после подачи оперативного тока не должно превышать 0,5 – 0,8 с.

Перечень рекомендуемых устройств РЗА представлен в таблице 19.

Таблица 19.

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Производитель по приоритетности
1	Быстродействующие защиты от дуговых замыканий в КРУ (КРУН) 10(6) кВ	РДЗ; Дуга; ОВОД; Орион МИКО-ДЗ	1. ЮРГТУ НПИ 2. НТЦ «Механотроника» 3. ООО НПФ «ПРОЭЛ» 4. ЗАО «Радиус Автоматика» 5. ООО МПП «ЭСТРА»

2	Устройства для проверки устройств РЗА и прогрузки автоматических выключателей	РЕТОМ; «Уран»; «Нептун»; «Сатурн»	1. «Динамика» 2. ЗАО «Радиус Автоматика»
3	Устройства для защиты трансформаторов 35(110) кВ	«Сириус»; ШЭ; БМРЗ; RE-670	1. ЗАО «Радиус Автоматика» 2. НПП «ЭКРА» 3. НТЦ «Механотроника» 4. «АВВ»
4	Блоки автоматического регулирования напряжения трансформаторов и автотрансформаторов	РНМ-1; РКТ-01; БЭ 2502	1. ЗАО «Радиус Автоматика» 2. НПП «Мирономика» 3. НПП «ЭКРА»
5	Устройства для защиты присоединений 6-35 кВ	«Орион»; «Сириус»; БЭ 2502; БМРЗ; ТЭМП; SPAC 810; БЭМП; SERAM МКЗП «Экра»	1. ЗАО «Радиус Автоматика» 2. НПП «ЭКРА» 3. НТЦ «Механотроника» 4. ИЦ «Бреслер» 5. «АВВ» 6. ООО «ЧЭАЗ» 7. «Schneider electric» 8. ООО МПП «ЭСТРА»
6	Устройства РЗА	«Бреслер»; «Сириус» «ЭСТРА» «ЭКРА»	1. ИЦ «Бреслер» 2. ЗАО «Радиус Автоматика» 3. ООО МПП «ЭСТРА» 4. ООО «ЭКРА»
7	Предохранители на напряжение до 1 кВ	ПН-2	1. АО ЛПО «Электроаппарат» г. Липецк 2. АО «Армавирский электротехнический завод» 3. ООО «Экопром»
8	Предохранители на напряжение свыше 1 кВ (10(6)-35(110) кВ)	ПКТ (ПКТУ) ПКН ПКУ ПСН	1. АО ЛПО «Электроаппарат» г. Липецк 2. АО «Кореновский завод низковольтной аппаратуры» 3. ООО «Экопром»
9	Терминал защиты (для РМ-6)	VIP-300, VIP-40 и др. аналоги VIP-410E (ТМ)	Поставляется комплектно с ячейками
10	Указатель прохождения тока короткого замыкания (для РМ-6, КСО)	УТКЗ-4, ComPass ВР и др. аналоги	Поставляется комплектно с ячейками для вывода информации на АСИДУ
11	Шкафы РЗ с терминалами защит	Тип по проекту	Поставляется в соответствии с проектной документацией для ПС 35(110) кВ

### 9.9. Ограничения по применению оборудования и технологий

- Морально устаревшие электромеханические устройства РЗА, в том числе защиты присоединений 10(6) кВ с индукционными реле типа РТ-80 и РТ-90, а также реле типа РВМ-12 (13), РТВ.
- Устройства РЗА собственного изготовления, нетиповые устройства.

- Предохранители до 1 кВ типа ПН-2 производства завода АО «Сибэлектр» г. Новосибирск.
- Не допускается применение предохранителей типа ПК в новом КТП для защиты от перегрузки по току силового трансформатора 10(6) кВ мощностью от 1000 кВА и выше, по причине не возможности обеспечения селективности отключения (для этого следует устанавливать вакуумный выключатель 10 кВ с терминалом РЗА в БКТП и др.).

## **10. Техническое диагностирование и мониторинг электросетевого оборудования**

Техническое диагностирование и мониторинг электросетевого оборудования в современных условиях должны проводиться в основном под рабочим напряжением без вывода оборудования из работы.

Системы диагностики и мониторинга основного оборудования электрических сетей:

- тепловизионная техника на базе неохлаждаемых ИК-матриц в составе тепловизоров для обследования ПС и ВЛ;
- пирометры для измерения температуры оборудования бесконтактным способом;
- экспресс анализаторы наличия влаги в масле, загрязнений, диэлектрических характеристик, электрической прочности;
- системы диагностики и мониторинга по контролю параметров состояния оборудования без отключения напряжения;
- для испытания кабельных линий до 35 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена должно применяться повышенное переменное напряжение с частотой 0,01-1 Гц.

### **10.1. Силовые трансформаторы и измерительные трансформаторы**

10.1.1. Под рабочим напряжением должен быть обеспечен непрерывный контроль электрических параметров состояния силовых трансформаторов по следующим показателям: токи, напряжения, активные, реактивные мощности,  $\cos \varphi$ ;

10.1.2. Измерительные ТТ контролируют под рабочим напряжением при соответствующем технико-экономическом обосновании по качеству изоляции ( $\tan \delta$  и ёмкость), частичным разрядам в изоляции, результатам тепловизионного обследования.

10.1.3. Измерительные ТН контролируют под рабочим напряжением при соответствующем технико-экономическом обосновании по частичным разрядам в изоляции и результатам тепловизионного обследования.

10.1.4. Для диагностирования опорной и подвесной изоляции должно проводиться тепловизионное обследование фарфоровой и полимерной изоляции.

10.1.5. При проведении технического диагностирования ограничителей перенапряжения нелинейных (ОПН) под рабочим напряжением для ОПН должно быть обеспечено тепловизионное обследование и измерение тока проводимости в цепи заземления).

10.1.6. Периодическое диагностирование шин, контактных соединений и аппаратных зажимов осуществляется тепловизионным, оптическим и другими методами неразрушающего контроля.

10.1.7. Целью диагностирования заземляющего устройства объекта является проверка эффективности выполнения им заданных функций. Диагностирование заземляющего устройства РУ ТП, РП (рабочего, защитного, защиты от грозового перенапряжения) должно выполняться комплексно с учетом взаимного влияния и распределения токовой нагрузки по всей системе заземления. Периодичность и объем обследований устанавливаются действующими нормативными документами.

## **10.2. Коммутационные аппараты (выключатели, разъединители)**

Диагностирование коммутационных аппаратов возможно на основании анализа результатов плановых испытаний и измерений или данных, получаемых в процессе работы.

## **10.3. Воздушные линии электропередачи**

По решению технического руководителя может проводиться диагностическое обследование ВЛ.

К основным видам работ в рамках диагностического обследования относятся:

- контроль линейной изоляции ВЛ;
- измерение расстояний по вертикали от проводов (грозозащитных тросов) до поверхности земли вдоль трассы ВЛ;
- контроль анкерных креплений фундаментов;
- контроль состояния фундаментов и ж/б конструкций;
- дефектоскопия оттяжек промежуточных опор;
- тепловизионный контроль соединений проводов, арматуры и изоляции;
- контроль проявлений высоковольтного пробоя;
- определение типоразмеров анкерных плит;
- измерение сопротивления контура заземления;
- измерение удельного сопротивления грунта.
- контроль состояния U-образных болтов и петель анкерных плит;
- определение степени агрессивности среды.

## **10.4. Кабельные линии**

10.4.1. В кабельных сетях следует перейти от разрушающих методов испытаний к неразрушающим методам диагностики состояния изоляции кабеля с прогнозированием состояния изоляции кабелей. Основным методом неразрушающего контроля следует считать контроль зависимости тока утечки от времени и напряжения.

10.4.2. Для решения проблемы защиты от однофазных замыканий на землю на новом техническом уровне рекомендуется применять:

- устройства контроля изоляции;
- мониторинг перенапряжений в кабельных сетях и состояния изоляции КЛ, работы защитных и коммутационных аппаратов.

Техническое диагностирование концевых кабельных муфт, рекомендуется осуществлять с применением электрических, электромагнитных и акустических методов, тепловизионного обследования.

## **10.5. Электротехнические лаборатории**

10.5.1. Передвижные и стационарные электротехнические лаборатории (ЭТЛ) предназначены для проведения комплекса работ по испытаниям оборудования, определению мест повреждения кабельных линий, испытанию средств защиты и специального монтажного инструмента.

10.5.2. ЭТЛ должны быть оснащены поверенными средствами измерений (СИ), аттестованным испытательным оборудованием (ИО), вспомогательным оборудованием, комплектующими и средствами защиты необходимыми для проведения испытаний и измерений.

10.5.3. ЭТЛ должны иметь необходимые нормативные и технические документы (стандарты, методики измерений и испытаний, паспорта и руководства по эксплуатации



СИ и ИО, инструкции и другие документы, регламентирующие проведение испытаний, измерений и функционирование лабораторий).

10.5.4. Стационарные ЭТЛ должны располагаться в лабораторных и вспомогательных помещениях, соответствующих по площадям, состоянию и поддерживаемым в них условиям требованиям охраны труда, электробезопасности, экологической безопасности и санитарных норм.

10.5.5. Для выполнения осмотров и испытательных работ на ВЛ и ПС используются специально оборудованные передвижные ЭТЛ на автомобильной базе.

10.5.6. Выбор шасси автомобиля и варианта его исполнения проводят с учетом климатических условий, географических рельефов и категории дорожного полотна в предполагаемых местах эксплуатации передвижной ЭТЛ.

10.5.7. Обустройство автомобильного фургона ЭТЛ должно обеспечивать выполнение требований охраны труда, электробезопасности, экологической безопасности и санитарных норм, включая наличие в нем системы климат-контроля.

10.5.8. Электротехническая лаборатория должна быть аттестована, иметь свидетельство о регистрации в Ростехнадзоре.

10.5.9. Перечень объектов, видов измерений и испытаний, проводимых в ЭТЛ, определяется свидетельством о регистрации электролаборатории.

## **10.6. Требования к функционалу и оборудованию ЭТЛ**

10.6.1. ЭТЛ на базе полноприводного автомобиля в цельнометаллическом фургоне (дизельный двигатель) должна быть предусмотрена:

- система обогрева и кондиционирования воздуха отсека оператора;
- приточно-вытяжная вентиляция высоковольтного отсека для защиты от перегрева;
- трёхфазная передвижная кабельная электротехническая лаборатория (ЭТЛ) для испытаний и поиска повреждений силовых кабельных линий напряжением от 0,4 до 35 кВ с бумажно-масляной изоляцией и изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ).

10.6.2. Конструкция и комплектация ЭТЛ должны предусматривать:

- автоматизированную систему сборки цепи под любой рабочий режим;
- трехлинейную схему подключения лаборатории;
- всё оборудование лаборатории не должно содержать масла.

10.6.3. Оборудование ЭТЛ должно обеспечивать:

- испытание повышенным постоянным напряжением до 60 кВ;
- прожиг от 60 кВ до 0 без ручного переключения ступеней;
- трехступенчатая акустика 6, 10 кВ с мощностью разряда 4 кДж.
- испытание основной изоляции из СПЭ кабелей частотой 0,1 Гц напряжением до 36 кВ с косинусоидально-прямоугольной формой испытательного сигнала;
- испытание до 10 кВ и поиск места повреждения защитной оболочки кабелей с изоляцией из СПЭ.

- испытание, предварительная и точная локализация места повреждения оболочки кабеля с изоляцией из СПЭ должна осуществляться с одного прибора.

10.6.4. Способы определения мест повреждения кабельных линий:

- предварительное определение расстояния до места повреждения (методами импульсной рефлектометрии, колебательного разряда, импульсно-дуговым);
- точное определение места повреждения кабельных линий акустическим и индукционным методами.
- акустический поисковый комплект позволяющий определить трассу кабеля при работе непосредственно от генератора высоковольтных импульсов;
- генератор звуковой частоты с приёмником и принадлежностями;
- трёхфазное измерение стационарно установленным рефлектометром Рейс-405;

- однофазное измерение однофазным рефлектометром Рейс-105М1.

#### 10.6.5. Питание ЭТЛ:

- от сети 220 В 50 Гц. Потребляемая мощность не более 6 кВт.
- ЭТЛ должна быть оснащена автономной электростанцией, обеспечивающей полноценную работу оборудования лаборатории во всех режимах, включая режим прожига, модулем кабельных барабанов для трёхфазного подключения к объекту.

#### 10.6.6. Система обеспечения электробезопасности персонала:

- контроль заземления лаборатории, система блокировок дверей в высоковольтный отсек, система аварийного отключения лаборатории; система звуковой и световой сигнализации.
- комплекты средств защиты, переносных заземлений, указателей напряжения, штанг, плакатов безопасности.
- комплект эксплуатационной документации на электролабораторию и оборудование дополнительной комплектации, протоколы заводских испытаний оборудования и протоколы поверки приборов ЭТЛ.
- пакет документов, необходимый для постановки передвижной электротехнической лаборатории на учёт в органах Ростехнадзора.

## 11. Автоматизированные системы диспетчерско-технологического управления

### 11.1. Программно - технический комплекс АСДТУ (АИСДУ или АСУ ТП)

Основные требования к комплексу программно-технических средств диспетчерского управления системой электроснабжения:

- применение информационных технологий, отвечающих международным стандартам;
- сбор, считывание, передача данных сигналов ТИ, ТС, ТУ с энергообъектов и их первичная обработка;
- транспортировка запросов от центрального сервера к соответствующим БРТП, БКРП, БРП, КТПБ, КРН, реклоузеров и транспортировка данных от БРТП, БКРП, БРП, КТПБ, КРН, реклоузеров к центральному серверу по каналу связи;
- наличие открытой архитектуры для возможности интеграции с другими информационными структурами предприятия;
- наличие развитых графических возможностей визуализации и хранение достаточного объема технологической информации для взаимодействия с управляющим персоналом и системой верхнего уровня;
- унификация;
- опытная промышленная эксплуатация не менее 1 года.

АРМы АСДТУ (АИСДУ и АСУ ТП) диспетчерских пунктов, как правило, должны быть выделены в отдельный, логически обособленный сегмент ЛВС (с помощью нескольких коммутаторов и маршрутизаторов) предприятия.

Уровень диспетчерского пункта должен иметь в параллельной работе два сервера (горячий резерв).

Электропитание средств АСДТУ (АИСДУ) должно быть организовано по 1-й категории надежности. Система электропитания должна позволять сохранять работоспособность программно-аппаратного комплекса при сбоях внешнего электропитания в течение нескольких часов (от 2 часа до 4 часов, определяется при проектировании).

Для передачи информации между «уровнями» должны быть использованы «закрытые» каналы связи.

Выбор основного канала связи между ОДС и БРТП, БКРП, БРП, КТПБ, КРН, реклоузеров должен основываться, в первую очередь, на показателях надежности,

экономической целесообразности и технической необходимости внедрения того или иного типа связи. Приоритет следует отдавать проводным каналам связи, как самым надежным.

Структура построения:

- уровень подстанций;
- уровень диспетчерской службы сбора информации городских электросетей;
- уровень диспетчерского центра АО «НЭСК-электросети».

Архитектура построения:

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

Программное обеспечение:

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

АРМ диспетчера:

- сбор первичной информации по параметрам технологических процессов и состоянию сетевого электрооборудования с привязкой по времени в соответствии с условиями и требованиями задач технологического управления;
- обработку информации с целью предоставления оперативному и другому персоналу оперативной, учетной и аналитической информации в текстовой, видеографической и аудио формах согласно алгоритмам задач технологического управления;
- подсистемы должны предоставлять пользователям удобный и интуитивно понятный единообразный графический интерфейс;
- должна быть обеспечена возможность вывода информации с использованием средств коллективного отображения диспетчера в виде видеостены, состоящей из комплекта LCD- видеопанелей (швы не более 5 мм), объединённых в одну систему контролером для ввода изображения с АРМ;
- должно быть предусмотрено создание и использование электронного оперативного журнала, отображение информации о проводимых ремонтных работах, контроль выхода параметров режимов работы оборудования за установленные пределы и др. и свод отчетов (определяется проектом);
- хранение и архивирование информационных массивов первичной, результирующей, нормативно-справочной и другой информации для последующего использования при анализе событий и с глубиной хранения параметров до 3-х лет с использованием специализированных программно-технических средств и в том числе внешних (резервных) накопителей данных;
- передачу управляющих воздействий на сетевое электрооборудование и системы автоматики;
- организацию информационного взаимодействия с системами верхнего уровня;
- для выполнения функций оперативного управления ЛЭП и оборудованием на подстанциях без постоянного дежурства оперативного персонала, где предусматривается

установка АСДТУ (АИСДУ), должна быть обеспечена возможность производства диспетчерским персоналом операций телеуправления коммутационными аппаратами подстанций, а так же при этом предусмотрена система видеонаблюдения, позволяющая производить визуальный контроль за состоянием оборудования при дистанционном производстве переключений и локализации технологических нарушений.

Внедрение геоинформационной системы базы данных отображения электросетевого имущества на топографической карте местности ГИС (GIS) мнемосхеме находящихся в эксплуатации филиалов АО «НЭСК-электросети».

Геоинформационная база данных должна содержать сведения о пространственных характеристиках элементов сети с описанием и возможности добавления новых: КЛ-0,4-10 кВ, ВЛ 0,4-35(110) кВ, трансформаторные подстанции 10(6) кВ/0,4 кВ, распределительные пункты 10(6) кВ, вводные распределительные устройства 0,4 кВ, паспорт объекта.

Информацию о местоположении электросетевого имущества рекомендуется составить по геодезическим исполнительным съемкам, по прокладочным и ремонтным эскизам с применением трассоискателя (для КЛ), проектной документации и путем постобработки и геокодирования посредством специализированного программного обеспечения.

Загрузка фонового рисунка карты города в ОИК ПО и привязка энергообъектов с возможностью редактирования на карте в графическом редакторе и дорисовка по слоям – ПС, ВЛ, КЛ и копированием дорисованных слоев при обновлении в отдельный документ.

Предоставление функции перехода с топографической карты на электрическую общую схему ПО ОИК.

Рекомендуется применение в ОИК модуля ПО для расчета нормативов прогнозируемых технических потерь в радиальных ЛЭП 0,4-10 кВ и трансформаторах 10(6) кВ в филиалах Общества на основе обобщенных данных (суммарная длина и количество линий, сечение головных участков, нагрузки и т.п., на основе схемотехнических расчетов, схем замещения и по данным падения напряжения в наиболее удаленной точке).

Выбор оборудования системы АИСДТУ должен осуществляться исходя из производственной и экономической целесообразности с учетом следующих факторов:

- унификации типов оборудования;
- исключение возможности применения микропроцессорных элементов с закрытыми протоколами обмена, неподдерживающих работу в стандарте единого времени;
- рабочий диапазон температур для выбранного оборудования от -30°C до +70°C;
- возможности работы по резервному каналу связи;
- выбора предприятия-изготовителя оборудования осуществляется на основе анализа следующих факторов: географическая близость расположения, учет индивидуальных требований заказчика, возможность ТО или обучения персонала заказчика;
- преимущества при эксплуатации (модульность оборудования, возможность диагностики и ремонта на месте).

## **11.2. Общие функциональные требования к подсистемам АСДТУ**

Автоматизированные системы диспетчерско-технологического управления (АСДТУ (АИСДУ и АСУ ТП)) должны содержать функциональные блоки:

- оперативного диспетчерско-технологического управления;
- сбора, хранения и передачи информации;
- мониторинга состояния и диагностики оборудования в нормальных и аварийных режимах.

Для оперативного телеконтроля и телеуправления сетевыми энергообъектами класса напряжения 10(6)-35(110) кВ при новом строительстве и реконструкции, как правило необходимо обеспечить организацию измерений входных сигналов, сбора дискретной информации (характеристики сигналов), управления (требования к сигналам):

- телеуправление выключателями 10(6)-35(110) кВ;
- телесигнализация положения выключателей 10(6)-35(110) кВ, в том числе, об аварийном отключении выключателей;
- телеуправление разъединителями 35(110) кВ;
- телеуправление РПН силового трансформатора 35(110) кВ;
- телеуправление ДГР-1 и ДГР-2, через микроконтроллер регулятора (МИРК-6 или аналог).
- оперативная блокировка разъединителей 110/10 кВ с разрешением на переключение;
- температура масла силового трансформатора;
- уровень масла силового трансформатора;
- текущий номер отпайки РПН;
- уровень масла в РПН;
- телеизмерение активной и реактивной мощности трансформаторов на стороне 10-35(110) кВ;
- телеизмерение токов нагрузки на линии 35(110) кВ;
- телеизмерение токов нагрузки и в ячейках КРУ 10(6);
- телеизмерение токов нагрузки в ячейках РУ 35(110);
- телеизмерение напряжения на линии 35 кВ(110) кВ и на секциях шин в КРУ 10(6) кВ и РУ 35(110) кВ;
- телеизмерения токов нагрузки секционного выключателя КРУ 10(6) и РУ 35(110) кВ;
- телеизмерение напряжения 0,4 кВ на ТСН-1, ТСН-2;
- телеизмерение полной (кВА), активной (кВт) и реактивной (кВАр) мощности на линии 35 кВ и ячейкам 10(6) кВ;
- телеизмерение  $\cos \varphi$  ( $\operatorname{tg} \varphi$ );
- контроль оперативного напряжения цепей телемеханики;
- телесигнализация положения выключателей 10(6)-35(110) кВ;
- телесигнализация положения разъединителей и заземляющих ножей в РУ 35(110) кВ;
- телесигнализация положения заземления на секциях шин в КРУ 10(6) и РУ 35(110) кВ;
- мониторинг трансформаторного оборудования 35(110) кВ;
- телесигнализация действия защит;
- телесигнализация положение ступени РПН силовых трансформаторов 35(110) кВ;
- телесигнализация ДГР-1 и ДГР-2;
- телесигнализация положение выкатанного элемента РУ 10(6)-35(110) кВ (при наличии);
- телесигнализация положения разъединителей конденсаторной установки 10 кВ;
- телесигнализация положения заземляющих ножей конденсаторной установки 10 кВ;
- телесигнализация положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки) РУ 10(6)-35(110) кВ;
- телесигнализация положение ключа дистанционного управления режимом (Местное/Дистанционное) РУ 10(6)-35(110) кВ. (обеспечение программной блокировки

исключающей одновременное управление с нескольких рабочих мест (при этом местное управление должно сохранять работоспособность);

- телесигнализация сигнализация положения дверей в электроустановке РУ 10(6) кВ и дверей в помещении подстанции;
- телесигнализация срабатывания АВР: вывод из работы, восстановление схемы и ввод в работу (при наличии и при необходимости);
- телесигнализация положения вводных и секционного автоматов в РУ-0,4 кВ (при наличии и при необходимости);
- телесигнализация положения автоматов в цепях тепловой защиты трансформатора (при наличии);
- телесигнализация – земля в сети ОЗЗ 10(6)-35(110) кВ (для сетей с изолированной нейтралью) в линейных ячейках и на секциях шин;
- телесигнализация неисправности устройств ТМ (в том числе терминала РЗА);
- контроль состояния каналов связи;
- сбор информации (показатели качества электроэнергии и технологические параметры) со средств измерений;
- (интегральные) телеизмерения для технического учета и контроля электроэнергии;
- сбор информации с интеллектуальных счетчиков электроэнергии (технический учёт): активная (кВт/час)/реактивная (кВАр/час) энергия за период и графики полной мощности (кВА), активной (кВт)/реактивной мощности за период;
- визуализация однолинейной электрической схемы сети текущего состояния электрической схем трансформаторных подстанций и переход от общей электрической схемы на схему трансформаторной подстанции на видеопанели АРМ;
- автоматизация рабочего места (АРМ): диспетчера ОДС, начальника ОДС, инженера РЗА и инженера АИСДУ (АСУ ТП) и отдельного переносного компьютера для обслуживания программного обеспечения на КПП;
- выявление изменений контролируемых параметров (выход за уставки измеряемых технологических параметров: ток, напряжение, мощность и параметров качества электроэнергии) с оповещением и отображением текущего состояния оборудования и параметров режима на АРМ диспетчера и РЗА;
- аварийно-предупредительная и охранная сигнализация;
- архивирование событий и измерений, ведение баз данных;
- представление информации по измеряемым параметрам в табличной и графической формах, формирование графиков и отчетных форм (суточная ведомость режимов усредненных значений, ведомость технологических событий, ведомость отклонения от предельных значений, ведомость недостоверных значений);
- измерение температуры и влажности воздуха внутри зданий для ОПУ;
- система технологического видеонаблюдения в минимально необходимом объеме;
- телесигнализация «земли» о неисправности во вторичных цепях и др.;
- телесигнализация «земли» с применением УТКЗ в линейных ячейках 10(6) кВ и на секциях шин не имеющего в составе микропроцессорного реле с возможностью удаленной передачи сигналов на мнемосхему АРМ диспетчера;
- контроль токов (осциллографирование аварий) и функцию резервного управления с терминалов РЗА ячейкой и регулировкой токовых уставок, квитирование (местное, удаленное) по цифровым каналам связи и удаленное представление журнала событий (с возможностью блокировки отдельных событий) на АРМ диспетчера и РЗА;
- пожарная сигнализация и другие дополнительные параметры определяются проектом;
- передаваемая телеинформация должна содержать метки астрономического времени с синхронизацией с точностью не ниже 1 мс;

- длительность команд телеуправления до 1(2) сек.
- передача объема информации ТУ, ТС, ТИ с объектов ПС в диспетчерский центр по протоколам ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 и TCP/IP с помощью выделенных каналов волоконно-оптической линии связи, кабеля связи и резервного модема.
- обеспечение передачи данных в корпоративные информационные системы.
- контроль и фильтрация сетевого трафика со стороны подстанции;
- маршрутизация между подсетями подстанций в филиалах;
- работа с устройством синхронизации точного астрономического времени;
- хранение архивов журналы событий, измерений и осциллограмм в виде отдельных файлов в течении 3-х лет.

На мнемосхемах при управлении в АРМ (видеостены) при визуализации отображаются состояние оборудования и ручное добавление символов и меток:

- положение всех выключателей и разъединителей в электрической сети;
- положение выключателей и разъединителей всех ячеек и заземляющих ножей сборных шин в подстанции;
- положение выключателей и заземляющих ножей в ячейке;
- наличие/отсутствие напряжения на оборудовании с автоматическим выделением трассировки электрической сети линий «белым» цветом;
- заземление линий, шин, ошиновки;
- вывод оборудования в ремонт;
- включение заземляющих ножей;
- установка переносных заземлений и плакатов;
- рабочее состояние предупредительных и аварийных сигналов;
- неготовность аппаратуры к управлению;
- изменение при переводе однолинейной схемы электрической сети из нормального режима в ремонтный режим с автоматическим выделением трассировки электрической сети линий «желтым» цветом;
- потеря достоверности информации в части положений коммутационной аппаратуры (автоматическое изменение цвета элемента на схеме и отображение неисправности).

Для осуществления контроля в АРМ параметров состояния сети и силового оборудования следует, как правило, предусматривать:

- отображение текущего состояния электрической схемы сети и подстанции для контроля положения коммутационных аппаратов;
- отображение текущих параметров значений режимов подстанций;
- отображение сигнализации предупредительной и аварийной для контроля пределов аварийного и нормального режима работы подстанций;
- отображение аварийной сигнализации при срабатывании устройств РЗА;
- отображение сигнализации действия АВР и АПВ;
- отображение исчезновения электропитания и состояния работы ИБП;
- отображение сигнализации действия при местном/дистанционном управлении выключателем;
- отображение сигнализации неисправности устройств АИСДУ.

Перечень сигналов, отображаемых в системе телемеханики, представить в виде таблицы с данными: получатель информации, источник информации, названия присоединения, тип и вид измеряемых и регистрируемых параметров.

Предусмотреть таблицы сигналов и команд для интеграции в систему телемеханики: терминалов РЗА, АИС КУЭ, ПКЭ, РЗ и ПА, ЩСН (СОПТ) и для охранной и пожарной сигнализации.

Как правило, рекомендуется предусматривать программную блокировку при следующих условиях:

- положение коммутационных аппаратов;

- установки переносных заземлений;
- активное состояние аварийных сигналов;
- отсутствие или присутствие напряжение на шинах;
- отсутствие или присутствие тока через присоединение.

Сигналы блокировки должны проверяться на достоверность и при недостоверности, управление должно запрещаться.

Сигнал открытия и закрытия дверей.

В ОМиУЭС АО «НЭСК-электросети» и в ПАО «Кубаньэнерго» при необходимости предусмотреть передачу - прием следующей информации:

- телеизмерение напряжения на шинах 35(110), 10(6) кВ;
- телеизмерение тока на шинах 35(110), 10(6) кВ;
- телеизмерение частоты на шинах 35(110), 10(6) кВ;
- телеизмерение активной и реактивной мощности, токовой нагрузки на вводах трансформатора 35(110)/10 кВ;
- телесигнализация положения выключателей 35(110), 10(6) кВ;
- телесигнализация положения разъединителей 35(110) кВ;
- телесигнализация положения заземляющих ножей 35(110) кВ;
- телеуправление выключателями 35(110), 10(6) кВ;
- телеуправление РПН трансформаторов.

При проектировании необходимо представить данные по расчету общего количества сигналов на каждый вид оборудования и на всю систему телемеханики и по структуре построения системы.

Средства архивирования должны выполнять следующие функции:

- сбор информации, поступающей на верхний уровень истории процессов;
- хранение оперативной информации;
- защита информации от не санкционированного доступа и обеспечения с разграничением доступа после предъявления личного пароля;
- предоставление архивной защищенной информации персоналу для анализа и подготовки отчетной информации с регистрацией событий.

При проектировании и строительстве предусмотреть:

1. Поставку лицензии ПО ОИК;
2. Поставку и доставку оборудования до объекта;
3. Монтаж оборудования;
4. Пусконаладочные работы;
5. Проведение приемо-сдаточных испытаний и сдача в эксплуатацию;
6. Обучение персонала Заказчика на предприятии Поставщика и на объектах установки;
7. Сопровождение опытной эксплуатации (ПСИ);
8. Гарантийное обслуживание.

### **11.3. Требования к оборудованию системы телемеханики и ее размещению**

Контроллеры и модули КП должны соответствовать следующим требованиям:

- ток коммутации исполнительных цепей не менее 5 А 220 В;
- наличие защиты от импульсных и кондуктивных помех повреждающего вида для каналов связи и ввода-вывода;
- наличие входов/ портов 0- 5 mA / RS 485, RS 232, Ethernet;
- наличие сервисных портов для параметризации;
- поддерживать протоколы обмена: МЭК 870-5-104, МЭК 870-5-101, ModBus;
- рабочий диапазон температур от -40 до +70°C;
- синхронизацию времени на серверном оборудовании, АРМ, устройствах телеизмерения и телесигнализации.



Рекомендуемое оборудование телемеханики и связи:

- счетчик ТМ Vinom 337;
- система ТМ Компас 2,0;
- коммутатор D-link;
- контроллер связи ЕК329Е;
- роутер IRZ RUW 21;
- источник бесперебойного Ippon Innova RT 3000.

Для построения видеостены рекомендуется использовать видео панели не менее 46", контроллер видеостены 3x3 или 4x4 с минимальным швом стыка.

В качестве АРМ диспетчера рекомендуется компьютер с минимальными требованиями:

- системный блок HP ProDesk 400 G4 MT Core i7-7700,16GB DDR4-2400 DIMM (2x8GB),1TB 7200 RPM,DVDRW,USBkbd/mouse, Win10Pro(64-bit),1-1-1 Wty – 4 шт. (диспетчер, начальник ОДС, начальник отдела РЗА, телемеханики и связи, инженер РЗА);
- видеокарта HP Graphics Card NVIDIA Quadro K620, 2GB, 1xDual link DVI-I, 1xDisplayPort(1xDisplayPort-> DVI Adapter) – 4 шт.;
- монитор HP TFT V243 27" LED Monitor wide(TN, 250 cd/m2, 1000:1, 5ms, 170/160,VGA,DVI, 1920x1080, Energy Star) – 6 шт.;
- источник бесперебойного питания IPPON SmartPowerPro 2000 black – 4 шт.

Серверное оборудование необходимо использовать с характеристиками рекомендуемыми разработчиком ОИК не ниже, предусмотренных в Положении.

Рекомендуемые минимальные основные технические характеристики серверного оборудования:

- сервер HP DL380 Gen9 8SFF CTO Server;
- процессор HPE DL380 Gen9 E5-2630v4 FIO Kit;
- процессор HPE DL380 Gen9 Intel Xeon E5-2630v4 (2.2GHz/10-core/20MB/85W) Processor Kit;
- память HPE 16GB (1x16GB) 1Rx4 PC4-2400T-R DDR4 Registered Memory Kit for only E5-2600v4 Gen9;
- опция HPE DL380 Gen9 Universal Media Bay Kit;
- жесткий диск HPE 300GB 2,5"(SFF) SAS 15K 12G Hot Plug w Smart Drive SC DS Enterprise HDD (for HP Proliant Gen9 servers);
- привод HP SATA DVD-ROM, 9.5mm, JackBlack Optical Drive for Gen9 servers
- сетевая карта HP Ethernet Adapter, 331T, 4x1Gb, PCIe(2.0);
- контроллер HP SAS Controller Smart Array P440ar/2GB FBWC/12G/ Int. dual mSAS ports FIO;
- блок питания HPE Hot Plug Redundant Power Supply Flex Slot Platinum 500W Option Kit for DL360/380 Gen9, ML350 Gen9;
- кабельный организатор HP 2U CMA for Easy Install Rail Kit;
- HP 2U SFF Easy Install Rail Kit;
- сервисный пакет HPE 3Y 4 hr 24x7 Proactive Care SVC;
- источник бесперебойного питания DigitalEnergy™UPSGeneralElectric VH 1500;
- дополнительная батарея Battery pack for VH Series 1000-1500 36V/14Ah батарея Battery pack for VH Series 1000-1500 36V/14Ah (cabling included) (с кабелем для подключения).

Задачу по гарантированному бесперебойному электропитанию ОИК решает взаиморезервируемый комплекс из двух источников бесперебойного питания (ИБП) с батареями для каждого отдельного ИБП.

Функционирование устройств телемеханики КП в условиях исчезновения основного питания должно осуществляться от источника бесперебойного питания UPS (Ippon Innova RT 3000) с аккумуляторной батареей. Источник питания должен иметь функцию самотестирования с выдачей сигнала внешними контактами о снижении

емкости аккумуляторных батарей либо другой внутренней неисправности. Исправность цепей и работоспособность датчиков защиты тестируется самой защитой с выдачей сигнала о неисправности.

ИБП должны обеспечивать функционирование элементов на время не менее от 2 до 4 часов.

Перечень рекомендуемого оборудования телемеханики и связи представлен в таблице 20.

Таблица 20.

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Производитель по приоритетности
1	Оборудование телемеханики для сбора и передачи данных на КП	ТМ «Компас 2.0» Контроллер CE205E, EK329E	АО «ЮГ-СИСТЕМА ПЛЮС» г. Краснодар
2	Оборудование телемеханики для сбора и передачи данных на КП	BINOM 337 (эл. счетчик ТМ)	ЗАО «ССТ» г. Санкт-Петербург
3	Оборудование телемеханики для сбора и передачи данных на КП	шкаф телемеханики А-9Е2 и depRTU-LT-RB	«Компания ДЭП», г. Краснодар
4	Оборудование связи	Роутер iRZ RL41	Компания «Радиофид Системы» г. Санкт-Петербург
5	Оборудование связи	Коммутатор D-Link	Производство Тайвань
6	Оборудование ПУ	Сервер HP (Hewlett Packard)	Производство Китай
7	Оборудование для обеспечения бесперебойной работы системы ТМ	ИБП Ironn Innova RT 3000	Производство Китай
8	Видеопанель режим работы 24/7	46" Samsung с минимальным швом стыка; Бесшовный монитор AV-BOX SM-55N35U 55"	Южная Корея компания «Эн-Джи-Ти»
9	Контроллер видеостены	AV Box 3x3	компания «Эн-Джи-Ти»
10	Автоматизированное рабочее место	HP (Hewlett Packard); монитор HP TFT 27", источник бесперебойного питания IPPON SmartPowerPro 2000 black	Производство Китай
11	Антенна GSM	Антенна магнитная Триада-МА 2690	Россия

12	Оборудование для подключения ВОЛС	оптокресс в стойку КОР-16-У ММ (аналог SNR-ODF-24R-8SC), патч-корд опт. SC-SC/UPC SM (9/125мкм) simplex (3.0мм) 3м, пигтейл опт. E2000/APC SM 0.9мм, 1.5м, 9/125мкм G652, одномодовый пигтейл опт. ST/UPC SM 0.9мм, 1.5м, 9/125мкм G652, одномодовый адаптер оптический LC/UPC SM simplex.	Производство Россия Производство Китай
13	Шкаф антивандальный	Шкаф телекоммуникационный типа ST-AK-606020	ЗАО «Энергомера»
14	Мнемошит	Элементы щита мозаичного (активные и пассивные элементы) Контроллер ВН317Е8 Контроллер ВТС Блок питания	АО «ЮГ-СИСТЕМА ПЛЮС» г. Краснодар
15	Преобразователь интерфейсов	МОХА	Тайвань

Требования к надежности оборудования системы телемеханики:

- 20 лет – для устройств нижнего уровня системы (подстанция);
- 15 лет – для устройств среднего уровня системы (ОДС филиала);
- 10 лет – для устройств верхнего уровня (ДЦ АО «НЭСК-электросети»)

системы.

Количественные показатели надежности должны составлять:

- средняя наработка на отказ каждого канала для функций по информационным функциям - не менее 40000 часов, по управляющим функциям - не менее 50000 часов;
- среднее время восстановления работоспособности по любой из выполняемых функций - не более 0.5 часа;
- коэффициент готовности – не менее 0,995;
- периодичность остановки резервных комплектов оборудования - не чаще 1 раз в год, с продолжительностью не более 8 часов.
- надежное правильное функционирование системы ТМ при изменении оперативного напряжения в пределах +10% и -20% от номинального.
- электропитание оборудования ТМ должно обеспечено бесперебойным электропитанием переменного тока от ЩСН через распределительный щиток.

Оборудование ТМ должно иметь два блока питания для возможности подключения к двум независимым источникам питания.

Фирма-поставщик оборудования телемеханики должна провести обучение оперативного персонала Заказчика на подстанции, а обслуживающего технического персонала на базах фирм-производителей оборудования, в сроки, согласованные с Заказчиком в период поставки, монтажа, наладки и опытной эксплуатации.

Иметь паспорт (гарантийные обязательства перед Поставщиком) производителя оборудования или программное обеспечение на объект.

Гарантийные обязательства:

Гарантия на выбранное по результатам конкурса поставляемое оборудование и программное обеспечение (технологическое, инструментальное, специальное) должна распространяться не менее чем на 36 месяцев с момента сдачи АИСДУ в эксплуатацию.

В период гарантийного срока Подрядчик должен за свой счет и в согласованные с Заказчиком сроки устранять выявленные дефекты в поставляемом оборудовании и программном обеспечении.

Кроме того, должны быть оговорены условия Подрядчика, на которых гарантия может быть продлена на более длительный срок.

Срок опытной эксплуатации определяются филиалом АО «НЭСК-электросети» и должны быть достаточными для проверки правильности функционирования системы при выполнении каждой автоматизированной функции.

Программное обеспечение должно обеспечивать резерв по количеству сигналов всех видов не менее 15%.

#### **11.4. Каналы связи**

Системы связи РП должны в полном объеме обеспечивать выполнение задач по сбору информации, телеуправлению РП.

В состав системы связи должны входить:

- телефонные каналы, ВОЛС, GSM;
- телекоммуникационное и кроссовое оборудование.

Система связи должна обеспечить:

- автоматическую диагностику работы с возможностью передачи статусной информации в филиал;
- задержку обработки принятой информации для ретрансляции и выдачи в филиал не более 1 с;
- коррекцию времени в соответствии и сигналами точного времени или по астрономическому времени по уровню ДП;
- интерфейс каналов связи: RS 232, RS 485, Ethernet;
- поддерживаемые протоколы связи: МЭК 60870-5-101\104, ModBus;
- интерфейсы для связи с периферийным оборудованием: RS 232, RS 485, Ethernet 10/100 Мбит;
- электропитание: ~220 В, 50 Гц;
- потребляемая мощность: не более 100 Вт;
- температурный диапазон эксплуатации: 0...+40 °С.

Система связи рассчитана на круглосуточную работу без постоянного обслуживания. Полный срок службы подсистемы связи должен быть не менее 15 лет. Комплект поставки должен включать ЗИП.

#### **11.5. Состав технической и эксплуатационной документации**

Поставщик комплекса ТМ должен предоставить полный комплект технической и эксплуатационной документации на русском языке в составе, необходимом для монтажа, наладки, пуска, сдачи в эксплуатацию, обеспечения правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания поставляемого оборудования.

Предоставляемая Поставщиком техническая и эксплуатационная документация в соответствии с ГОСТ 34.201-89 должна включать:

- общее описание;
- документацию рабочего проекта в части технического, информационного, программного и т.п. обеспечения;
- ведомость технических и эксплуатационных документов;
- спецификацию оборудования;

- описание комплекса технических средств, в том числе техническую документацию на отдельные компоненты аппаратуры (например, контроллеры, УСО, аппаратуру передачи данных, АРМ и т.д.), содержащую правила монтажа, настройки и эксплуатации;
- руководство пользователя для работы с программным обеспечением (описание, порядка его установки, конфигурирования и настройки);
- руководство по монтажу и наладке аппаратуры и программного обеспечения;
- полное описание протоколов для датчиков с цифровым выходом;
- схему размещения датчиков, включая трассировку кабелей к датчикам по трансформаторному оборудованию, схему питания датчиков и схему подключения сигналов от датчиков к промежуточным клеммникам;
- программы и методики испытаний при вводе в эксплуатацию, а также периодических проверок в процессе эксплуатации;
- протоколы наладки поставляемых комплексов ТМ;
- инструкции по эксплуатации комплекса ТМ.

Комплектность запасных частей, расходных материалов, проверочных устройств:

Поставщик комплекса ТМ должен предоставить комплект запасных частей, расходных материалов и принадлежностей (ЗИП) необходимых для монтажа, наладки, пуска, технического обслуживания и ремонта компонентов.

Объем запасных частей и расходных материалов должен гарантировать выполнение требований по готовности и ремонтпригодности соответствующих компонентов.

В состав принадлежностей должны входить специализированные проверочные устройства необходимые для монтажа, наладки, пуска, технического обслуживания и ремонта каждой единицы поставляемых программно-технических средств ТМ (микропроцессорные проверочные системы, тестеры цифрового оборудования, калибраторы для проверки измерительных каналов и т.п.).

Состав документов технического предложения:

1. Структурная схема системы телемеханики с указанием всех интегрируемых по цифровым интерфейсам устройств и систем; с распределением по шкафам; с указанием количества входных/выходных сигналов (модулей), подключаемых в шкафы, с разбиением по типам.
2. Пояснительная записка с решениями по обеспечению требований настоящей конкурсной документации
3. Техническое описание поставляемого оборудования
4. Спецификация поставляемого оборудования
5. Состав работ и услуг

## 12. ВОЛС

Волоконно-оптические линии связи являются базовой сетью. Создание сети ВОЛС осуществляется в основном подвеской на ВЛ 10(6) кВ оптического кабеля.

Кроме того при строительстве ВОЛС допускается использование оптического самонесущего кабеля с принадлежностями (арматурой) и муфтами для применения в электросетевом комплексе.

Технология построения ВОЛС с использованием ВЛ оптимальна для электроэнергетики, так как магистральные участки электрической сети ЛЭП и телекоммуникационных сетей могут сооружаться как единое целое. Такая комбинированная инфраструктура максимально эффективным образом связывает источники информации и источники электрической энергии с их потребителями.

По сравнению с другими сетями связи, ВОЛС по ВЛ обеспечивает передачу любого вида трафика, обладает повышенными характеристиками по скорости и емкости, и не

подвержена внешним электромагнитным влияниям, обладает более высокой отказоустойчивостью, нежели оптические кабели, проложенные в грунте.

Проектирование, строительство и эксплуатация ВОЛС по ВЛ должны осуществляться в соответствии с ПУЭ (действующая редакция), «Правилами проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4-35 кВ и другими НТД отрасли.

При решении вопроса о возможности размещения ВОЛС на ВЛ, одним из основных условий монтажа ВОЛС является проверка ВЛ на несущую способность и возможность отключения для проведения работ.

Число оптических волокон в оптическом кабеле и емкость систем передачи определяется на этапе разработки задания на проектирование с учетом текущей и перспективной потребности. Оптические волокна на магистральных направлениях в количестве не менее 4-х должны быть выполнены по технологии максимально отвечающей последним разработкам в области систем передачи плотной WDM, в том числе с когерентным детектированием.

Наиболее пригодными при организации каналов сети связи нижнего уровня для систем диспетчерского и технологического управления, передачи команд/сигналов РЗ являются волоконно-оптические системы.

Организация каналов связи в ВОЛС должна осуществляться, как правило, с применением оборудования мультиплексирования, с возможностью организации между объектами кольцевой топологии, позволяющей обеспечить резервирование или дублирование каналов диспетчерско-технологического управления, РЗ.

При организации каналов в цифровых системах передачи по ВОЛС устройства РЗА должны подключаться по стандартным канальным интерфейсам (включая оптические), либо через специализированную аппаратуру для передачи сигналов и команд РЗА.

В специализированной аппаратуре для передачи сигналов и команд РЗА должен быть обеспечен автоматический контроль исправности каналов связи, действующий на сигнал и блокировку прохождения сигналов и команд с возможностью ручной деблокировки.

Для микропроцессорных устройств РЗА, имеющих оптический интерфейс, приоритетной является организация их работы по отдельным выделенным волокнам волоконно-оптического кабеля (ВОК), протяженность которых определяется характеристиками оптических интерфейсов устройств РЗА.

Основными принципами и направлениями развития ВОЛС являются:

1. Повышение функциональности и надежности:
  - обеспечение привязки электросетевых объектов к узлам доступа по разнесенным трассам;
  - обеспечение стандартных механизмов резервирования в том числе кольцевого на уровне ПС, ОДС предприятия электросетевых филиалов Общества;
  - создание единой системы управления и системы тактовой сетевой синхронизации;
  - внедрение на магистральных направлениях цифровых систем передачи на основе спектрального уплотнения.
2. Оптимизация затрат на развитие и эксплуатацию:
  - унификация применяемых средств связи и технических решений;
  - паритетный обмен ресурсами с операторами связи;
  - создание системы учета ресурсов;
  - закупка услуг связи для резервирования при отсутствии на данных направлениях планов по собственному строительству ВОЛС;
  - обеспечение аварийно-восстановительных бригад техникой и материалами для восстановления работоспособности ВОЛС.

Техническое обслуживание и ремонт ВОЛС-ВЛ должны быть организованы комплексно совместно с персоналом линейных бригад, обслуживающим ЛЭП.

В будущем планируется организация комплексных бригад по обслуживанию и ремонту ЛЭП и ВОЛС, при этом бригады на ВЛ должны укомплектовываться специалистами по связи или привлекаться по договору из других организаций:

- инженер-измеритель;
- инженер-сварщик.

Также для производства аварийных и ремонтно-восстановительных работ комплексными бригадами (ЛЭП, ВОЛС на ВЛ) должны быть использованы специальные машины и оборудование:

- транспортные средства;
- измерительные приборы;
- средства связи;
- оборудование и материалы для временного и постоянного восстановления ЛЭП, ВОЛС на ВЛ.

В целях унификации технической эксплуатации и для обеспечения возможности проведения паспортизации, плановых измерений и измерений в процессе проведения аварийно-восстановительных работ любое смонтированное оптическое волокно, проходящее по ВЛ, должно иметь не менее одного свободного окончания (разъемного соединителя) на оптическом кроссе, установленном на территории объекта (ПС, другие объекты).

### **13. Сеть подвижной радиосвязи**

Сеть подвижной радиосвязи предназначена для организации линейно-эксплуатационной связи на электросетевых объектах, в том числе для обеспечения связи линейных и аварийно-восстановительных бригад.

В состав средств подвижной радиосвязи входят средства КВ, УКВ радиосвязи.

Основными задачами сети подвижной радиосвязи является обеспечение:

- оперативного и технологического управления электросетевыми объектами, в том числе расположенными в труднодоступной и удаленной местности;
- оперативного сбора с удаленных и труднодоступных электросетевых объектов технологической информации и данных коммерческого учета электроэнергии;
- обеспечения 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.

Сеть подвижной радиосвязи должна развиваться по пути расширения возможностей по передаче информации всех видов на базе систем, имеющих длительную перспективу использования. В связи с этим должно предусматриваться развертывание цифровых сетей подвижной радиосвязи.

Связь диспетчерского (оперативного персонала) с персоналом линейных и аварийно-восстановительных бригад должна осуществляться по радио, сотовой и спутниковой связи.

Мобильные средства связи (сотовая, радио и спутниковая) должны использоваться в качестве дополнительных средств связи для оперативных переговоров диспетчерского и оперативного персонала при повреждении цифровых наземных каналов связи.

При определении потребности в средствах связи необходимо учитывать структуру служб ВЛ в каждом предприятии, операционные зоны линейных участков, качество

сотовой GSM/UMTS и спутниковой связи в зонах эксплуатационной ответственности каждого линейного участка.

## 14. Сеть телефонной связи

Важнейшей задачей сети телефонной связи электроэнергетики является обеспечение надежного речевого взаимодействия служб оперативно-диспетчерского и административного управления филиалов Общества.

На сети отрасли задействованы УАТС различного типа: электронные, IP-УАТС.

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 взаимном резервировании. Переход полностью к сети с пакетной коммутацией должен осуществляться постепенно по мере развития технологии VoIP и повышения ее качественных показателей для удовлетворения требований к оперативно-диспетчерской связи. Основными задачами развития телефонной сети являются:

- внедрение на всех уровнях управления программно-управляемых IP-УАТС, аттестованных установленным порядком для применения в электроэнергетике и сертифицированных федеральным органом исполнительной власти в области связи;
- унификацию цифровых У(П)АТС 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).



## 15. Система учета электрической электроэнергии

### 15.1. Общие положения развития системы учета электроэнергии

Целью технической политики в области автоматизации учета электроэнергии (мощности) является создание систем коммерческого (контрольного) и технического учета электроэнергии, в электросетевом комплексе (АИИС КУЭ) и созданию систем коммерческого (контрольного) и технического учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных в распределительном электросетевом комплексе.

Получение технико-экономического эффекта за счет:

- сбора достоверных данных для формирования технико-экономических показателей;
- ведения баланса по энергообъектам;
- снижения потерь электроэнергии в электросетевом комплексе;
- контроля выполнения условий договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям и оказания услуг по передаче электрической энергии.

Для достижения поставленных целей должны быть решены следующие задачи:

- организация коммерческого (контрольного) учета электрической энергии;
- организация технического учета электрической энергии;
- автоматизация коммерческого и технического учета электроэнергии.

Системы учета электрической энергии должны включать в себя или обеспечивать интеграцию со средствами защиты от несанкционированного доступа, в том числе идентификацию, аутентификацию и авторизацию персонала при доступе к системе, мониторинга действий персонала, средствами антивирусной защиты и средствами контроля целостности программно-аппаратной части.

Системы учета электроэнергии должны создаваться как территориально-распределенные многоуровневые измерительно-информационные системы с централизованным управлением и единым центром сбора, обработки, хранения и передачи данных измерений электроэнергии с распределенной функцией выполнения измерений электроэнергии.

Системы учета 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.

Метрологическое обеспечение средств измерений, являющихся компонентами измерительных каналов АИИС и АИИС КУЭ, субъектов оптового рынка электроэнергии и систем учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных субъектов розничного рынка, в целом должно соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение».

Межповерочный интервал приборов учета электрической энергии должен быть не менее 10 лет. Системы учета электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе (розничный рынок) должны соответствовать правилам функционирования розничных рынков электрической энергии, требованиям НТД.

Основные принципы организации учета электроэнергии в электросетевом комплексе:

Система учета электроэнергии представляет собой совокупность – измерительно-информационного комплекса учета электроэнергии (ИИК), состоящая из приборов учета электрической энергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также вторичных измерительных цепей. Кроме того, в состав измерительно-информационного комплекса учета электрической энергии в качестве компонентов могут входить нагрузочные устройства во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения. При

организации автоматизированного сбора данных могут применяться информационно-вычислительные комплексы электроустановки - УСПД или промконтроллеры, технические средства приёма – передачи данных - (каналообразующая аппаратура), информационно-вычислительные комплексы, система обеспечения единого времени. УСПД, при размещении в электроустановках, должны быть выполнены в промышленном исполнении, предназначенном для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью, с возможностью их установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания.

Допускается организация автоматизированного сбора данных без применения информационно-вычислительного комплекса в соответствии с проектным решением.

При определении типов каналов связи в каждом конкретном случае следует исходить из территориального расположения субъектов и объектов учета и максимального использования собственных телекоммуникационных связей. Каналы связи, предназначенные для передачи информации, должны обеспечивать устойчивые соединения между устройствами различных уровней автоматизированных систем. Использование сотовой мобильной связи допускается в качестве основного канала связи только в случаях отсутствия других каналов связи обеспечивающих устойчивое соединение.

На присоединениях трансформаторных подстанций 10(6)/0,4 кВ, зарегистрированных на ОРЭМ, при условии, что измеряемый ток на присоединении не превышает 75 А, а присоединяемая мощность – не более 45 кВт, допускается применять приборы учета электрической энергии прямого включения, то есть включенные в сеть без измерительных трансформаторов. При этом выполнение измерений допускается выполнять с помощью средств измерений, не включенных в АИИС КУЭ, и обеспечивающих учет электрической энергии суммарно на определенный момент времени с применением типовых суточных графиков нагрузки.

Система учета электроэнергии трансформаторных подстанций должна иметь возможность интеграции с АСДТУ (АИСДУ) подстанции в части получения положения состояния выключателей и разъединителей (при использовании данной информации для расчета учетных показателей) и передачи информации о неисправности элементов АИИС КУЭ (АРМ, УСПД, приборов учета электрической энергии, каналообразующей аппаратуры). Система должна обладать средствами защиты от несанкционированного доступа на программном и аппаратном уровне. Эксплуатационная документация на компоненты системы и все оборудование в том числе меню, надписи и выводимые сообщения на приборах учета и УСПД должны быть на русском языке (в том числе конфигурирование, настройки и оповещения). Защита технических средств системы от воздействия внешних электрических и магнитных полей, а также помех по цепям питания должна быть достаточной для эффективного выполнения техническими средствами своего назначения при функционировании системы.

Для трансформаторных подстанций 10(6)/0,4 кВ.

Система учета электроэнергии, на уровне ТП 6,10 кВ, формируется из ИИК, оснащаемых средствами передачи данных (посредством сети мобильной связи, PLC-технологий, RS-485, ВОЛС и т.д.).

Для защиты приборов учета электрической энергии и коммутационного оборудования от механических воздействий и несанкционированного доступа рекомендуется их размещение в шкафах. Шкафы монтируются с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации. В зависимости от климатических условий размещения, шкафы оборудуются техническими средствами для поддержания температур, необходимых для нормальной работы оборудования.

При прохождении границы балансовой принадлежности на стороне высокого напряжения ТП потребителя для организации учета рекомендуется применять высоковольтные пункты учета.

Система учета на ВЛ 10(6) кВ и выше.

Система учета электроэнергии на участке «линия – потребитель» (отпайка) на уровне РП формируется из ИИК, оснащаемых средствами передачи данных (посредством сети мобильной связи, организации радиоканала, PLC-технологий, RS-485 и т.д.).

Для организации учета на ВЛ применяются высоковольтные пункты учета.

При организации точки учета на уровне БКТП, БРП, БРПТ для защиты приборов учета электрической энергии и коммутационного оборудования от механических воздействий и несанкционированного доступа рекомендуется их размещение в шкафах. Шкафы монтируются с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации. В зависимости от климатических условий размещения, шкафы оборудуются техническими средствами для поддержания температур необходимых для нормальной работы оборудования.

В случае прохождения границы балансовой принадлежности по КТПН, БКТП, БРП, БРПТ, ПС по распределительному устройству (РУ) потребителя, учет электроэнергии организуется с использованием выносных (в том числе высоковольтных) пунктов коммерческого учета.

В случае отсутствия технической возможности и (или) экономической целесообразности установки средств измерения на границе балансовой принадлежности, допускается их временная установка в иных точках сети, при условии их наименьшей удаленности от границы балансовой принадлежности.

Контрольные средства учета электрической энергии должны устанавливаться на ПС, РП, если расчетный прибор учета расположен на границе балансовой принадлежности, проходящей по стороне потребителя.

Вводы в многоквартирные дома и офисные здания.

Для многоквартирных домов необходимо в обязательном порядке оснастить вводные распределительные устройства (ВРУ) учетом электроэнергии (в том числе с использованием выносных пунктов коммерческого учета), при этом устанавливаемый прибор учета электрической энергии должен иметь возможность организации автоматизированного сбора учетных данных.

Выносной пункт учета в общем случае состоит из средства учета, коммутационного и оборудования связи, а также при необходимости оборудования для формирования сигналов управления нагрузкой потребителя.

Для защиты средств измерений и коммутационного оборудования от механических воздействий и несанкционированного доступа рекомендуется их размещение в шкафах, монтируемых с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации. В зависимости от климатических условий размещения, шкафы оборудуются техническими средствами для поддержания температур необходимых для нормальной работы оборудования.

Если внутридомовые сети многоквартирного дома находятся на балансе сетевой компании, то расчетный учет организуется в точках поставки электроэнергии потребителям. Для обеспечения технического учета вводы в многоквартирный дом оснащаются приборами учета электрической энергии, устанавливаемыми в ВРУ 0,4 кВ жилого дома.

При наличии в жилом многоквартирном доме нежилых помещений обеспечивается отдельный учет потребляемой электроэнергии для таких помещений.

ВРУ частных домовладений и юридических лиц 0,4 (0,2) кВ.

Система учета электроэнергии для юридических лиц и частных домовладений, подключенных к сети 0,4 (0,2) кВ, формируется из ИИК, оснащаемых средствами передачи данных (через сети мобильной связи, радиоканалы, PLC-технологии, а также интерфейсами доступа к дистанционному считыванию информации), допускается применение приборов учета электрической энергии, оборудованных удаленным (выносным) дисплеем для отображения информации.

Для граждан - потребителей электрической энергии, проживающих в частных домовладениях, средства измерения устанавливаются на границе балансовой принадлежности за территорией жилого помещения, на вводе в дом, с применением выносных пунктов учета.

Для потребителей юридических лиц электрической энергии средства измерения устанавливаются на границе балансовой принадлежности, с применением выносных пунктов учета.

Для бытовых потребителей многоквартирных жилых домов.

При установке/замене средств измерений у бытовых потребителей должен быть организован автоматизированный сбор данных приборов учета:

- при новом строительстве - на границе балансовой принадлежности с монтажом вводных проводов и вводно-распределительных устройств, с помощью которых обеспечивается защита от несанкционированного доступа к средствам измерений и неизолированным токоведущим частям электроустановки, расположенным до средств измерений;

- при модернизации систем учета - вынесение средств измерений за территорию жилых помещений (частных домовладений) на границу балансовой принадлежности, в том числе с применением выносных пунктов учета электроэнергии;

- при замене приборов учета электрической энергии внутри помещений - применение измерительных комплексов учета электроэнергии, обеспечивающих измерение, доступ к средствам измерений уполномоченным лицам, а также возможность организации управления нагрузкой потребителей.

Технический учет в распределительных сетях.

На объектах распределительного электросетевого комплекса технический учет активной и реактивной электроэнергии рекомендуется организовать на трансформаторных подстанциях 10(6)-35(110), на вводах низкого напряжения силовых трансформаторов, на каждой отходящей линии электропередачи 10(6) кВ и выше. Кроме того, в зависимости от топологии сети, с целью балансирования участков распределительной сети рекомендуется организовать учет на присоединениях КТПН, БКТП, БРТП, БРП и т.д.

## **15.2. Стратегия развития систем учета электроэнергии**

15.2.1. Основным принципом организации коммерческого учета электроэнергии является организация расчетных систем учета электроэнергии в электроустановках сетевой организации, создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии и мощности.

15.2.2. С целью формирования достоверных балансов электроэнергии, при новом строительстве или реконструкции электросетевых объектов, учет электрической энергии организовывается на вводах силовых трансформаторов ТП, РТП обходных выключателях, и на каждой отходящей ЛЭП.

15.2.3. При организации учета электрической энергии необходимо руководствоваться следующими принципами:

- к установке запрещаются интегральные приборы учета электроэнергии, а также приборы учета электроэнергии, не оборудованные интерфейсами связи;
- по условию механической прочности, при организации учета электроэнергии должны применяться медные соединительные проводники;
- применение алюминиевых проводников при новом строительстве и реконструкции запрещается;
- падение напряжения во вторичных цепях ТН не должно превышать 0,25%;
- при новом строительстве подключение ко вторичной обмотке измерительного ТТ, к которой присоединена последовательная цепь прибора учета электроэнергии, каких-либо других измерительных приборов и средств РЗА запрещается, на существующих объектах выделение цепей учета электроэнергии на отдельные обмотки измерительных ТТ необходимо проводить исходя из наличия технической возможности;
- приборы учета должны обладать встроенными средствами защиты информации, включая средства обеспечения достоверности передаваемой технологической информации, соответствующие требованиям Общества.
- одним из приоритетных направлений развития интеллектуальных систем учета электроэнергии является переход к стандартным протоколам передачи данных приборов учета электроэнергии, обеспечивающих защиту данных от несанкционированного вмешательства, в целях обеспечения интеграции данных в вышестоящие уровни системы учета электроэнергии по принципу «plug&play».

### 15.3. Требования к компонентам организации систем учета

Классы точности и характеристики рекомендуемых компонентов ИИК, представлены в таблице 21.

Таблица 21.

Объект измерений	Классы точности, не ниже (не хуже), для:	
	Прибор учета	
	учет активной энергии	учет реактивной энергии
<u>Объекты сетевых предприятий</u>		
ЛЭП 110 кВ и выше	0,2S	0,5 (1,0)
ЛЭП и вводы 35 кВ	0,5S 0,2S* (предпочтительно)	1,0 0,5* (предпочтительно)
ЛЭП и вводы 6 - 10 кВ с присоединенной мощностью 5 МВт и более	0,5S	1,0
Отходящие линии и ввода 0,4 кВ	0,5	1,0
<u>Объекты потребителей электрической энергии</u>		
Потребители мощностью 100 МВт и более	0,2S*	0,5 (1,0)
Потребители мощностью $\geq 670$ кВт (до 100 МВт)	0,5S	1,0
Потребители мощностью $< 670$ кВт при присоединении:		
– к сетям 110 кВ и выше	0,5S	1,0
– к сетям 6 – 35 кВ	0,5S*	1,0

– к сетям 0,4 (0,2) кВ	1,0*	2,0
* - при новом строительстве или модернизации.		

## 15.4. Средства учета и измерений

### 15.4.1. Учет и измерения электроэнергии

Применение счетчиков электроэнергии:

приоритет отдается современным электронным счетчикам электрической энергии, для замены индукционных счетчиков класса точности 2.5, а также электронным счетчикам, имеющим возможность объединения их в единую (или локальную) информационно-измерительную систему, имеющим возможность программирования (установки тарифного расписания, установки параметров ограничения по мощности (току) и т.д.), в том числе с выносными датчиками мощности, предотвращающими хищения электроэнергии.

Трансформаторы напряжения – типа НАМИТ, НТМИ, 3хЗНОЛ, 3хЗНОЛП, 3хНОЛ, 3хНОЛП.

Применение трансформаторов тока в защитном корпусе и с возможностью опломбирования измерительных выводов, предотвращающих вмешательство в схему учета с целью искажения показаний счетчиков, типа ТПЛ-10, ТОЛ-10, Т-0.66УЗ, ТШП-0,66.

Перечень рекомендуемых средств измерения и приборов учета, представлен в таблице 22.

Таблица 22.

№ п/п	Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
1	Трансформаторы напряжения НАМИТ, НТМИ, 3хЗНОЛ, 3хЗНОЛП, 3хНОЛ, 3хНОЛП	1. ООО «Самарский трансформатор» 2. АО «Запорожский завод» 3. Раменский электротехнический завод АО «Свердловский завод трансформаторов тока» ЗАО «Группа «СВЭЛ»
2	Трансформаторы тока ТПЛ, ТОЛ, Т-0,66УЗ, ТШП-0,66, ТОП-0,66УЗ	1. ООО «Самарский трансформатор» 2. Невский трансформаторный завод «Волхов» 3. АО «АЭТЗ»
3	Счетчики электрической энергии СЭТ, ПСЧ.	ФГУП «Нижегородский завод им. М.В. Фрунзе
	Счётчики серии «ЦЭ» «СЕ» Энергомера	АО «Концерн ЭНЕРГОМЕРА» г.Ставрополь
	Каскад	АО «КАСКАД» г. Черкесск
	СОЭБ, СТЭБ, РИМ	ЗАО «РиМ» г. Новосибирск
	Меркурий	ООО «Инкотекс» г. Москва
	Матрица	ООО «Матрица» г. Москва.

### 15.4.2. Пломбировочные устройства

15.4.2.1. Для номерных пломб типа Силтэк и Силтэк 2 требуется:

- защищенность;
- предотвращение доступа к схеме учета и счетному механизму;
- фиксация вскрытия и невозможность повторной установки;

- номер на корпусе дублируется на вставке первые две цифры номера – префикс филиала АО «НЭСК-электросети»;
- прозрачность материала изготовления для визуального осмотра;
- устойчивость к агрессивной среде, температуре и другим внешним факторам;
- надпись АО «НЭСК-электросети»;
- простота установки.

15.4.2.2. Для знаков визуального контроля (голографические наклейки 25x60) требуется:

- защищенность;
- разрушаемая при вскрытии нетокопроводящая основа;
- фиксация вскрытия и невозможность повторной установки;
- лазерная нумерация (вертикально по краю наклейки, зеркально друг от друга);
- надпись АО «НЭСК-электросети», первые две цифры номера – префикс

филиала АО «НЭСК-электросети»

- локальное скрытое изображение АО «НЭСК-электросети»;
- оптический защитный элемент «Линза»;
- микротекст;
- устойчивость к агрессивной среде, температуре и другим внешним факторам;
- простота установки.

15.4.2.3. Для пломбируемых сумок требуется:

- защищенность;
- многоразовое использование;
- наличие спецмолнии с пломбировочной камерой, опломбируемой

одноразовыми пломбами;

- предотвращение доступа к содержимому сумки;
- фиксация вскрытия и невозможность повторной установки пломбы;
- нумерация на пломбе;
- прозрачность материала изготовления для визуального осмотра.

15.4.2.4. Для голографических наклеек с индикатором антимагнитной пломбы:

- при воздействии внешнего магнитного поля – изменение агрегатного состояния индикатора (полное или частичное исчезновение (изменение цвета) контрольного изображения, нарушение целостности индикатора, изменение положения в пространстве).

- нумерация сквозная, неповторяющаяся - цифровой или буквенно-цифровой код на голографической наклейке.

- срок хранения и эксплуатации индикатора - неограничен (при условии отсутствия магнитного поля);

- фиксация вскрытия и невозможность повторной установки;

- на индикаторе должен быть изображен логотип и нанесена надпись АО «НЭСК-электросети»;

- обязательное наличие сертификата соответствия.

### 15.4.3. Применение пломбировочных материалов

Пломбы применяются при опломбировании клеммных крышек электросчетчиков, приводов разъединителей и дверей ячеек трансформаторов напряжения и тока, переходных колодок, крышек испытательных блоков, автоматов защиты вторичных цепей расчетного узла учета.

Знаки визуального контроля применяются при опломбировании ВРУ, вводных автоматов, автоматов защиты вторичных цепей узла учета при проведении предустановочной проверки приборов учёта и в других случаях невозможности применения пломб.

Сумки, пломбируемые одноразовыми пломбами, применяются при транспортировке приборов учета и элементов узла учета в органы ЦСМ, на завод-изготовитель или специализированную экспертную организацию для проведения экспертизы.

Голографические наклейки с индикатором антимагнитной пломбы применяются для выявления фактов воздействия на прибор учёта внешнего магнитного поля, искусственно создаваемого промышленными (неодимовыми) магнитами, с целью нарушения учёта электроэнергии, возникновения недоучёта, а также полной остановки отсчётного механизма счётчика.

Перечень рекомендуемых пломбировочных материалов представлен в таблице 23.

Таблица 23.

№ п/п	Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
1	Пломба типа «Силтэк», «Силтэк-2»	1. ООО «Торговый дом ТАКАТ», 2. Группа компаний «Силтэк» г. Москва
2	Голографическая наклейка	1. ООО «Торговый дом ТАКАТ», 2. Группа компаний «Силтэк» г. Москва
3	Пломбируемая сумка	1. ООО «Торговый дом ТАКАТ», 2. Группа компаний «Силтэк» г. Москва
4	Голографические наклейки с индикатором антимагнитной пломбы	1. Голографические наклейки с индикатором антимагнитной пломбы 2. Группа компаний «Силтэк» г. Москва

#### 15.4.4. Выносные пункты учета

Требования к ВПУ:

- современный дизайн и эстетичный внешний вид;
- степень защиты не менее IP 54;
- предельные значения рабочих температур от -50 до +60;
- климатическое исполнение по ГОСТ Р 15150-69 – У1;
- защита от поражения электротоком по ГОСТ Р МЭК536-94–класс II;
- возможность опломбирования крышки корпуса, исключая доступ к элементам узла учета;
- наличие одного технологического люка на крышке корпуса для доступа к вводу коммутационному аппарату с возможностью его опломбирования и наличием приспособления, исключающего его утерю при открывании;
- наличие смотрового окна в крышке корпуса из прозрачного небьющегося материала напротив паспорта электросчетчика по его размерам;
- возможность визуального осмотра схемы и элементов узла учета без вскрытия крышки, корпуса ВПУ.

#### 15.4.5. Применение выносных пунктов учета

Выносные пункты учета применяются для исключения несанкционированного доступа к схемам учёта и безучётного потребления электроэнергии абонентами, беспрепятственного доступа к узлу учета с целью проведения контрольного съема и технической проверки узла учета.

Перечень рекомендуемых выносных пунктов учета представлен в таблице 24.

Таблица 24.



Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
ВПУ в корпусе «БИЗ», «КДЕ»	1. ООО «Завод РТИ» г. Старый Оскол - 4 2. Фирма Молдова, г. Кишинев 3. ООО «ЭКФ Электротехника» г. Москва 4. ООО «Завод ЭлТИ» г. Старый Оскол 5. АО «КАСКАД» г. Черкесск

#### 15.4.6. Системы дистанционного съема показаний

Применяются для:

- дистанционного получения данных со счетчиков;
- дистанционного отключения и включения абонента;
- предварительной диагностики возможных попыток хищения электроэнергии и выхода из строя элементов узла учёта;
- исключения ошибок персонала за счет автоматизации процесса;
- контроля потребляемой мощности;
- оперативного получения данных с любой периодичностью.

Перечень рекомендуемого оборудования дистанционного съема показаний, представлен в таблице 25.

Таблица 25.

№ п/п	Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
1	Мобильный пульт переноса информации (ридер), Маршрутизатор каналов связи Рим	ЗАО «РиМ» г. Новосибирск
2	Радиомодуль МИРТ, мастер считывания данных с USB-интерфейсом МИРТ, ретрансляторы, устройство сбора и передачи данных МИРТ	ООО «МирТЭК» г. Ставрополь АО «КАСКАД» г. Черкесск
3	GSM Шлюзы, концентраторы	ООО «Инкотекс» г. Москва.
4	Маршрутизатор, Ручной терминал HNU, монитор линии RML	ООО «Матрица» г. Москва.
5	Устройство сбора и передачи данных, радиомодуль, ретранслятор,	ННПО «НЗиФ» г. Нижний - Новгород
6	Устройство сбора и передачи данных, устройство синхронизации времени, интерфейсные модули, контроллеры	ЗАО ИТФ «Системы и технологии»
7	Устройство сбора и передачи данных, PLC-модем, GSM/GPRS – модем	ЗАО «Электротехнические заводы «Энергомера» г. Ставрополь
8	GSM-шлюз TSP-328	Фирма «ТелеСофт»
9	Устройство сбора и передачи данных	ООО «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» г. Москва
10	GSM модемы	Компания IRZ

## 16. Мониторинг и управление качеством электроэнергии

### 16.1. Политика в области мониторинга и управление качеством электроэнергии электросети

16.1.1. Положение в области управления КЭ в электрических сетях является внутренним документом АО «НЭСК-электросети», определяющим основные принципы, состав, структуру, организацию и порядок функционирования системы качества электроэнергии ориентированной на:

- обеспечение потребителей электрической энергией соответствующего установленным требованиям качества;
- повышение общей надежности электроснабжения потребителей;
- недопущение повреждения оборудования потребителей и электрических сетей, обусловленного отклонением ПКЭ;
- управление процессом по снижению потерь напряжения в распределительных электрических сетях.

16.1.2. Управление КЭ направлено на повышение качества электроснабжения потребителей, недопущение повреждения оборудования потребителей и электрических сетей, а также ущерба вследствие несоответствия КЭ установленным требованиям.

Для управления КЭ в электрической сети, как правило, необходимо:

- сформировать и регламентировать в АО «НЭСК-электросети» бизнес-процессы по управлению КЭ в электрических сетях, формирующие целостную систему менеджмента качества электрической энергии;
- произвести идентификацию и стандартизировать все виды причин несоответствия КЭ, сформировать информационную базу о состоянии КЭ в АО «НЭСК-электросети»;
- создать программно-технический комплекс для автоматизированного формирования отчетности о КЭ в АО «НЭСК-электросети», а также для автоматизированного анализа КЭ в сети в целях определения возможных причин несоответствия КЭ в сети и разработки мероприятий по его поддержанию в требуемых пределах;
- определить принципы взаимодействия субъектов электроэнергетики, направленные на поддержание КЭ в установленных пределах;
- разработать и ввести в действие комплект документов, направленных на поддержание КЭ в электрических сетях в установленных пределах;
- разработать и ввести в действие нормативные правовые акты (обеспечить внесение соответствующих изменений в действующие договоры), обеспечивающие механизмы взаимодействия между субъектами рынка электроэнергии для поддержания КЭ в электрических сетях в установленных пределах, с учетом разграничения степени влияния и ответственности, в том числе и финансовой, субъектов рынка за влияние на ПКЭ;
- определить договорные обязательства в части КЭ между вышестоящей ТСО и субъектами рынка, чьи энергопринимающие устройства присоединены к электрическим сетям АО «НЭСК-электросети»;
- разработать рекомендации по расчетам и ведению режима сети для поддержания КЭ, соответствующего установленным требованиям.

16.1.3. Для выполнения перечисленных задач возможно создание системы мониторинга и управления качеством электроэнергии (далее – СМиУКЭ), которая обеспечит:

- информационную поддержку и взаимодействие с потребителями услуги по передаче электрической энергии, в том числе при урегулировании вопросов по КЭ, в рамках договоров оказания услуг по передаче электроэнергии;

- автоматизированный контроль нормируемых ПКЭ в электрических сетях различных классов напряжения на соответствие требованиям нормативных правовых актов, стандартов, договоров оказания услуги по передаче электроэнергии, а также дополнительных ПКЭ;

- информационную поддержку персонала АО «НЭСК-электросети» при анализе КЭ и разработке мероприятий по поддержанию требуемых уровней ПКЭ в электрических сетях.

#### 16.1.4. Технологические функции СМиУКЭ:

- непрерывные измерения ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ в электрической сети различных классов напряжения, посредством стационарных СИ ПКЭ, установленных на объектах электросетевого хозяйства АО «НЭСК-электросети»;

- автоматические сбор, передача и хранение результатов измерений ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ;

- обработка результатов измерений ПКЭ и автоматическое формирование стандартизированной отчетности о КЭ в сети;

- обеспечение автоматизированного анализа КЭ в сети в целях определения возможных причин и расположения источников несоответствующего КЭ в сети;

- визуализация текущих и архивных результатов измерений ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ;

- обеспечение устойчивого информационного обмена с прочими ПТК АО «НЭСК-электросети»;

- метрологическое обеспечение контроля КЭ.

#### 16.1.5. СМиУКЭ должна строиться как иерархическая информационная система с учетом следующих требований:

- обеспечение контроля КЭ на всех границах балансовой принадлежности АО «НЭСК-электросети» с потребителями на основе применения многофункциональных измерительных систем;

- применение общепринятых стандартных протоколов информационного обмена при автоматическом контроле ПКЭ;

- возможность масштабирования, локализации системы путем интеграции в нее большого количества СИ ПКЭ;

- измерение полного набора ПКЭ, необходимого для определения возможных причин и расположения источников несоответствия КЭ в сети;

- использование существующей информационной инфраструктуры АО «НЭСК-электросети»;

- обеспечение справочной и нормативной информацией;

- создание метрологического обеспечения контроля КЭ.

#### 16.1.6. Обеспечение реализации функций СМиУКЭ на новых технических средствах при переходе к цифровой архитектуре объектов электросетевого хозяйства.

## **16.2. Мониторинг и управление качеством электроэнергии в электрических сетях распределительного сетевого комплекса**

#### 16.2.1. Требования Положения в области контроля, мониторинга и управления КЭ в сетях распределительного сетевого комплекса направлены на:

- обеспечение потребителей электрической энергией соответствующего установленным требованиям качества;

- недопущение повреждения оборудования потребителей и электрических сетей, обусловленного отклонением ПКЭ;

- снижение количества обоснованных претензионных обращений (жалоб) потребителей на КЭ, доведение данного показателя до нулевого значения;

- управление процессом по снижению потерь напряжения в распределительных электрических сетях.

16.2.2. Управление КЭ направлено на:

- своевременное выявление и устранение причин передачи электрической энергии, качество которой не соответствует установленным требованиям;

- учет влияния ПКЭ на работу электрических сетей и электрооборудования смежных собственников.

16.2.3. Для реализации технической политики предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- организация непрерывного мониторинга КЭ в сетях;

- использование средств учета электрической энергии с сертифицированными функциями измерения ПКЭ;

- обеспечение КЭ, согласно установленным требованиям для потребителей и смежных сетевых организаций при развитии и расширении сети;

- актуализация существующих документов, направленных на поддержание КЭ в электрических сетях в установленных пределах, с целью установления нормированных пределов ПКЭ для всех уровней напряжения распределительного сетевого комплекса;

- доработка нормативной правовой базы в части определения необходимых и достаточных требований для разграничения степени влияния и ответственности, в том числе и финансовой, субъектов электроэнергетики за влияние на ПКЭ;

- определение договорных обязательств в части КЭ между сетевыми компаниями и контрагентом.

- проведение контроля и мониторинга КЭ в сетях распределительного сетевого комплекса;

- проведение мероприятий по улучшению КЭ в сетях распределительного сетевого комплекса;

- установка компенсирующих устройств для улучшения показателей технико-экономической эффективности распределительных сетей на основе управления потоками реактивной мощности.

16.2.4. Для реализации непрерывного контроля КЭ техническая политика направлена на создание СМиУКЭ, которая позволит решить следующие задачи:

- оперативное принятие решений по реализации соответствующих планов направленных на устранение причин снижения КЭ или локализацию воздействия данных причин;

- обеспечение информационной поддержки при взаимодействии с потребителями на основе достоверных и легитимных результатов измерений;

- создание и ведение единой базы данных по КЭ.

16.2.5. Технологические функции системы мониторинга:

- непрерывные измерения нормируемых и дополнительных ПКЭ в электрической сети различных классов напряжения, посредством стационарных СИ ПКЭ, установленных на объектах распределительного сетевого комплекса;

- сбор, передача данных со всех уровней проведения измерений на уровень управления и хранение результатов измерений ПКЭ;

- обработка результатов измерений и автоматизированное формирование стандартизированной отчетности о КЭ в сети;

- обеспечение автоматизированного анализа КЭ в сети в целях определения возможных причин и расположения источников, негативно влияющих на КЭ в сети;

- визуализация текущих и архивных результатов измерений ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ;

- обеспечение автоматизированного информационного обмена со смежными собственниками электросетевого оборудования в части КЭ.

16.2.6. Система мониторинга и управления КЭ должна строиться с учетом следующих требований:

- измерение набора ПКЭ, необходимого для определения вероятного виновника или направления на источник нарушения ПКЭ;
- метрологическое обеспечение деятельности по контролю КЭ;
- возможность работы системы с постоянной или периодической передачей данных, а также возможностью работы оборудования в автономном режиме с достаточной глубиной хранения информации.

16.2.7. В рамках построения информационного ресурса в области КЭ в РСК необходимо вести базу данных системы мониторинга и управления КЭ, которая должна содержать:

- информацию о распределительных сетях, в том числе схемы распределительных сетей, параметры основного оборудования, а также характер и величину нагрузок потребителей;
- результаты сезонных расчетов потерь напряжения в распределительных сетях;
- результаты контроля и мониторинга КЭ;
- информацию о мероприятиях по обеспечению КЭ установленным требованиям в распределительных сетях с отражением графика их реализации.

16.2.8. При построении активно-адаптивной сети мониторинг и контроль КЭ должны обеспечиваться соответствующими техническими средствами.

16.2.9. Для выполнения требований Положения в области КЭ должны разрабатываться и утверждаться программы конкретных мероприятий и обеспечиваться структурная поддержка реализации и эксплуатации необходимых систем.

### **16.3. Средства измерения и определение параметров контроля качества электроэнергии**

В целях повышения качества электроэнергии отпускаемой потребителям необходимо проводить соответствующие испытания (измерения) ПКЭ для установления причин и виновников в ухудшении качества электроэнергии.

В настоящее время ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах энергоснабжения общего назначения» устанавливает параметры ПКЭ, по которым определяются причины и виновники в ухудшении качества электроэнергии.

Наиболее значимы в распределительных сетях два показателя качества электрической энергии:

- медленные изменения напряжения (виновники ухудшения - сетевая организация и (или) потребитель);
- отклонение частоты (виновники ухудшения - генерирующая организация).

ГОСТ 33073-2014 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» регламентирует организацию и проведение следующих видов контроля качества электрической энергии:

- сертификационные испытания (измерения) ПКЭ;
- арбитражные испытания (измерения) ПКЭ;
- инспекционный контроль ПКЭ;
- государственный надзор за ПКЭ;
- периодический контроль ПКЭ;
- контроль ПКЭ при определении ТУ для технологического присоединения;
- контроль ПКЭ при допуске в эксплуатацию энергопринимающих устройств потребителей, ухудшающих ПКЭ;
- контроль ПКЭ при рассмотрении претензий к качеству электрической энергии.

С целью проведения вышеуказанных видов контроля качества электрической

энергии должны применяться специальные приборы (измерители показателей качества электроэнергии) соответствующие требованиям ГОСТ 32144-2013 и ГОСТ 33073-2014.

Данные анализаторы (измерители) параметров качества электроэнергии могут быть использованы как эталонные средства измерений (СИ) – для проверки приборов учета электроэнергии на месте их установки.

На основании полученных протоколов измерений ПКЭ следует проводить анализ работы сетевого комплекса и разрабатывать организационно-технические мероприятия с последующим их внедрением в целях улучшения качества электроэнергии.

Закупаемые СИ ПКЭ должны быть внесены в Государственный реестр СИ РФ и иметь действующие свидетельства о поверке.

Перечень рекомендуемых приборов контроля качества электроэнергии, представлен в таблице 26.

Таблица 26.

№ п/п	Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
1	Ресурс, Ресурс - ПКЭ	1. ООО НПП «Энерготехника» г. Пенза 2. ООО «Электронприбор» г. Фрязино
2	ЭРИС-КЭ	1. ООО Фирма «Энергоконтроль» г. Москва 2. ООО «Электронприбор» г. Фрязино
3	Парма	1. ООО «Парма», г. Санкт-Петербург 2. ООО «Электронприбор» г. Фрязино
4	Энергомонитор	1. ООО «НПП Марс-Энерго» г. Санкт-Петербург 2. ООО «Электронприбор» г. Фрязино
5	ППКЭ	ООО НПФ «Солис-С» г. Москва
6	AR.5	Энерготехническая компания «Джоуль» г. Москва

#### 16.4. Компенсация реактивной мощности в сетях 0,4-10 кВ

В целях поддержания качества электроэнергии, снижения потерь электроэнергии, повышения пропускной способности электросетевого комплекса и увеличения его срока службы необходимо компенсировать потребление реактивной энергии (мощности).

Для этого в распределительных электрических сетях 0,4-10 кВ необходимо устанавливать компенсирующие устройства БСК в том числе:

- управляемые в автоматическом режиме конденсаторные установки (применяемые в узлах характеризующихся сильными колебаниями нагрузки);
- управляемые в ручном режиме конденсаторные установки (в случае невозможности установки регулируемых БСК, применяются не регулируемые БСК предельный размер компенсации реактивной мощности определяется проектом);
- компенсирующие (с использованием фильтров) устройства с автоматическим режимом управления.

В первую очередь компенсирующие устройства следует устанавливать в загруженных сетях с «длинными» ЛЭП, при этом наибольший эффект достигается при совместной установке с вольтодобавочными трансформаторами.

Управляемые в автоматическом режиме конденсаторные установки необходимо устанавливать на закрытых подстанциях 0,4-10 кВ с трансформаторами мощностью 250 кВ·А и более, на других подстанциях - управляемые в ручном режиме конденсаторные установки.

При невозможности размещения конденсаторных батарей с ручным переключением мощности рекомендуется установка отдельных конденсаторов, рассчитанных только на компенсацию намагничивающего тока трансформатора в базисной части графика реактивной нагрузки.

Для снижения искажения синусоидальности напряжения и гармонической составляющей, а также генерации реактивной мощности в сетях 0,4-10 кВ, как правило, должны устанавливаться компенсирующие устройства с фильтрами (автоматизированные фильтро-компенсирующие конденсаторные установки-АФКУ).

Применение конденсаторных установок допускается при условии исключения резонансных явлений во всех режимах работы электросетевого комплекса.

Управляемые конденсаторные установки рекомендуется устанавливать на закрытых (потребительских) подстанциях с трансформаторами мощностью 250 кВА и более. Необходимость установки конденсаторных батарей определяется на основании соответствующих расчётов.

Место установки, мощность и степень защиты компенсирующих устройств выбирается на стадии проектирования.

Принцип регулирования работы компенсирующих устройств по заданным критериям определяется на стадии проектирования и (или) пуско-наладочных работ.

Компенсирующие устройства, устанавливаемые у потребителей, должны работать в автоматическом режиме и не допускать генерацию (перекомпенсацию) реактивной мощности в сеть АО «НЭСК-электросети».

Типовое исполнение компенсирующих устройств должно быть не ниже требований, предъявляемых ГОСТ 1282-88 «Конденсаторы для повышения коэффициента мощности» и ПУЭ. Эксплуатация компенсирующих устройств должна осуществляться в строгом соответствии с требованиями заводов изготовителей и ПТЭ ЭСис.

Достоинства КУ:

- снижение потерь в линиях и силовых трансформаторах;
- освобождение дополнительных мощностей;
- поддержание заданного уровня напряжения и коэффициента мощности;
- увеличение надежности электрооборудования и срока его службы.

Перечень рекомендуемых производителей компенсирующих устройств БСК, представлен в таблице 27.

Таблица 27.

Наименование оборудования	Рекомендуемые производители
Компенсирующие устройства	ООО «Матик-Электро» г. Краснодар АО «ВНИИР» г. Чебоксары (АБС Холдинг г. Москва) ООО «Диал-Электролюкс» г. Москва (г. Брянск) ООО «ЭЛПРИ» г. Чебоксары Серпуховский завод «КВАР» АО «Усть-Каменогорский Конденсаторный Завод» Московская обл.

### 16.5. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии

В целях снижения роста потерь электроэнергии в электрических сетях всех напряжений до уровня технических потерь, следует предусматривать выполнение следующих мероприятий.

16.5.1. При эксплуатации электрических сетей следует:

- проводить оптимизацию установившихся режимов электрических сетей по реактивной мощности и уровням напряжения;

- включать в работу неиспользуемые средства автоматического регулирования напряжения;
- снижать продолжительность ремонта оборудования сетей;
- проводить замену вводов в здании (от опоры ВЛ 0,38 кВ до счетчика потребителя), выполненных неизолированным (изношенным изолированным) проводом, на изолированные провода или кабели с видимым вводом;
- проводить учет электроэнергии в шкафах учета за границей частного владения, доступ к которому будет иметь только ответственное лицо;
- обеспечивать действие системы учета электроэнергии в сетях на границах балансовой принадлежности;
- внедрять современные технические средства выявления несанкционированного потребления электрической энергии;
- предусматривать защиту систем и приборов учета электроэнергии от несанкционированного доступа;
- предусматривать замену неизолированного провода на ВЛ-0,4 кВ на СИП;
- предусматривать замену индукционных счетчиков на счетчики с дистанционным снятием показаний;
- предусматривать установку выносных щитов с постами учета для коттеджей, садовых и «сложных» потребителей;
- проводить замену счетчиков 0,4 кВ (через предписания Потребителю);
- обеспечивать перевод потребителей на нормированные условия оплаты при неисправности коммерческого учета.

16.5.2. При новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей, следует предусматривать:

- применение трансформаторов с уменьшенными потерями электроэнергии, которые не должны превышать 0,84-0,85 Вт/кг при индукции 1,7 Тл (трансформаторная сталь с ориентированной структурой, аморфные сплавы и др.);
- применение автоматического регулирования напряжения на трансформаторах или вольтодобавочных трансформаторах;
- применение управляемых конденсаторных установок на закрытых подстанциях с трансформаторами 250 кВА и более, на остальных - конденсаторные батареи, подключаемые к шинам 0,4 кВ;
- применение новых проводов и электротехнических материалов;
- осуществление перевода линий электропередачи и подстанций на более высокое номинальное напряжение;
- применение средств измерений повышенных классов точности (счетчиков, трансформаторов тока и напряжения);
- разработку и ввод в действие АИИСКУЭ бытовых потребителей;
- внедрение системы расчетов балансов электроэнергии и потерь электроэнергии, ведения баз данных учета электроэнергии и мониторинга технического состояния электрических сетей с использованием современного программного обеспечения и каналов передачи информации;
- повышение пропускной способности сетей 0,4 и 6(10) кВ при строительстве разгрузочных подстанций, подвески дополнительных цепей на опорах действующих ВЛ адаптированных к росту механических нагрузок и установки вольтодобавочных трансформаторов в точках ВЛ 10(6) кВ (нормализаторов на ВЛ 0,4 кВ), в которых потери напряжения превышают допустимые значения.

16.5.3. Проведение расчета нормативов прогнозируемых потерь, балансов электроэнергии по фидерам, центрам питания и электрической сети:

- внедрение сертифицированного программного обеспечения РАП-10-ст (или после покупки аналогичного ПО РТП 3.1, РТП 3.2., РТП 3.3. или допустимо при наличии ПО в ОИК (при закупке отдельного модуля и проведения работ по формированию базы



данных)) по филиалам Общества для ежемесячного расчета и анализа технических потерь электроэнергии, в радиальных ЛЭП 0,4-10 кВ и трансформаторах 10(6) кВ на основе обобщенных данных (суммарная длина и количество линий, сечение головных участков, нагрузки и т.п., на основе схемотехнических расчетов и по данным падения напряжения в наиболее удаленной точке);

- выполнение расчетов балансов электроэнергии с определением количества неучтенной электроэнергии по фидерам 0,4 и 6(10) кВ;
- выявление фидеров с высоким уровнем коммерческих потерь электроэнергии;
- расчет и анализ балансов электроэнергии по подстанциям и электрическим сетям в целом;
- формирование и анализ балансов реактивной электроэнергии (мощности).

## **17. Метрологическое обеспечение**

### **17.1. Общие положения**

17.1.1. Целью метрологического обеспечения производства является обеспечение единства и требуемой точности измерений при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии (контроль режимов и параметров сети, КЭ, учет энергоресурсов, мониторинг и диагностика состояния оборудования и т.д.) в соответствии с действующими нормативными правовыми актами Российской Федерации.

17.1.2. Приоритетными направлениями технической политики в области метрологического обеспечения являются:

- приведение документации в области метрологического обеспечения в соответствие требованиям законодательства Российской Федерации;
- внедрение новейших средств измерений, основанных на инновационных технологиях и методах измерений, обеспечивающих требуемую точность измерений в широком диапазоне изменения параметров, стабильность метрологических характеристик в течение всего срока службы, с увеличенным межповерочным интервалом.

### **17.2. Требования к измерениям**

17.2.1. Измерения должны выполняться в соответствии с нормами точности измерения конкретного измеряемого параметра.

17.2.2. Измерения (за исключением прямых измерений) должны выполняться по аттестованным в установленном порядке методикам (методам) измерений.

### **17.3. Требования к средствам измерений**

17.3.1. Средства измерения (далее – СИ), установленные в сооружениях РУ всех уровней напряжения, на оборудовании, применяемые для диагностики и мониторинга технологических параметров оборудования и сети, планируемые для оснащения и модернизации в АО «НЭСК-электросети», должны быть утвержденного типа (зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений).

Допускается в отдельных случаях (при экономической целесообразности, при отсутствии средств измерений утвержденного типа) не для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений оснащение средствами измерений неутвержденного типа.

17.3.2. СИ должны быть поверены в установленном порядке и иметь действующие свидетельство и/или знак о поверке, для СИ, применяемых для контроля технических параметров, точность измерения которых не нормируется (далее – индикаторы) должен

быть проведен контроль исправности, выполнена запись в перечне СИ, применяемых для контроля технических параметров, точность измерения которых не нормируется.

17.3.3. Все вновь закупаемые СИ должны быть поверены при выпуске из производства и иметь действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте СИ). Допускается закупать СИ, не поверенные при выпуске из производства, при отсутствии предложений по аналогичным поверенным СИ, с последующей поверкой в установленном порядке.

17.3.4. Конструктивное исполнение СИ должно позволять проводить поверку в процессе всего срока их эксплуатации.

17.3.5. Возможность поверки СИ должна быть обеспечена в регионе его эксплуатации.

17.3.6. СИ, входящие в состав технических устройств и являющиеся их неотъемлемой частью должны иметь возможность поверки на месте эксплуатации без демонтажа или иметь межповерочный интервал, равный сроку службы оборудования, на котором оно установлено.

17.3.7. Приоритетом является замена изношенных СИ на многофункциональные СИ нового поколения (цифровые, имеющие возможность передачи сигнала на расстояние) с увеличенным межповерочным интервалом.

17.3.8. Ведение документации по метрологическому обеспечению осуществляется ответственными лицами Общества в соответствии с действующим положением.

## **18. Автотранспорт и средства механизации**

### **18.1. Общие требования**

18.1.1. Автотранспортная техника, спецоборудование и механизмы должны максимально удовлетворять потребностям для эксплуатации электросетевого оборудования.

18.1.2. Автотранспорт и механизмы рекомендуется обеспечить мойкой, отапливаемыми помещениями для стоянки, техническим обслуживанием и ремонтом, отвечающими требованиям по обеспечению экологической, пожарной, промышленной безопасности и охране труда.

18.1.3. Эксплуатация и обслуживание автотранспортных средств и механизмов должны соответствовать нормативно-технической документации, действующей на территории Российской Федерации.

18.1.4. Срок эксплуатации грузовых автомобилей и спецтехники, механизмов и специального оборудования в АО «НЭСК-электросети» устанавливается равным периоду с момента начала эксплуатации до наступления одного из следующих событий (в зависимости от того, какое наступит раньше):

- а) истечение пяти лет эксплуатации;
- б) достижение величины пробега в 100 тыс. км (4000 мото-часов).

18.1.5. В случае наступления в отношении транспортного средства одного из событий, указанных в пунктах 18.1.4 настоящего Положения, автомобиль подлежит реализации в соответствии с порядком реализации транспорта в АО «НЭСК-электросети» или продлением срока эксплуатации в зависимости от текущего, технического состояния.

### **18.2. Комплектование парка автотранспортных средств и механизмов**

18.2.1. Обеспечение филиалов АО «НЭСК-электросети» производится на основании предоставленных ими заявок на комплектование автотранспортными средствами, спецмеханизмами и тракторами, используемыми для технического обслуживания и ремонта электрических сетей.

18.2.2. Структурные подразделения АО «НЭСК-электросети» комплектуются собственными или арендованными транспортными средствами и механизмами.

18.2.3. Предпочтительный выбор базовых марок или их аналогов закупаемых (арендуемых) транспортных средств:

- автомобили легковые и бригадные производства АвтоВАЗ, Toyota, Ford, HYUNDAI, Renault;
- автокраны «Ивановец», «Галичанин» на шасси КамАЗ;
- краны-манипуляторы Effer, Unic, Amco Veba, PM на шасси HYUNDAI, ISUZU, ГАЗ, КАМАЗ;
- самосвалы HYUNDAI, КамАЗ, ГАЗ;
- электротехнические лаборатории на шасси Ford, ГАЗ;
- бригадные грузовые автомобили на шасси ГАЗ, Ford;
- землеройная техника JCB, TEREX, BobCat, JohnDeer, DOOSAN;
- автогидроподъемники B-lift, Megalift на шасси ГАЗ, HYUNDAI, КамАЗ;

18.2.4. Унифицированные спецмеханизмы.

Для филиалов, расположенных в районах со сложным географическим рельефом, стесненными условиями, допускается применение малогабаритных универсальных спецмеханизмов (автокран, бурокран, подъемник и т.д.) российских и зарубежных производителей.

В случае необходимости закупки новой техники необходимо ориентироваться на общий принцип формирования парка (одномарочность, экологический класс не ниже 4 и т.д.).

Для обслуживания энергообъектов на территории Краснодарского края применять автомобили и механизмы, оборудованные двигателями внутреннего сгорания (работающие на дизельном топливе, бензине и газе), экологического класса не ниже ЕВРО-4.

### **18.3. Дополнительные требования к приобретаемым и арендуемым автотранспортным средствам:**

- соответствие Техническому регламенту Таможенного Союза ТР ТС 018/2011 «О безопасности колесных транспортных средств», утвержденному решением Комиссии Таможенного Союза от 08.12.2011 № 877;
- производство преимущественно в Российской Федерации;
- возможность эксплуатации в городских условиях и в условиях бездорожья;
- высокая эффективность, надежность в эксплуатации, по возможности минимальные габариты;
- обеспечение требуемого уровня экологической безопасности;
- экономичность в эксплуатации;
- достаточная комфортность для водителя и пассажиров;
- оснащенность съемным навесным оборудованием, держателями и прочими приспособлениями для выполнения работ по направлению деятельности;
- наличие системы навигации и удаленного мониторинга ГЛОНАСС, видеорегистратора, тахографа (транспортных средств категорий – М2, М3, N2, N3);
- оснащенность комбинированной системой автономного подогрева и охлаждения, кабины и фургона для улучшения условий труда водителей и персонала, эксплуатирующего электроустановки – на автомобилях ОВБ, лабораториях, мастерских и других ремонтных автомобилях;
- конструкция и исполнение спецоборудования и механизмов, смонтированных на автомобильных шасси, должны обеспечивать безопасное производство выполняемых работ на энергообъектах;
- при приобретении техники, работающей на газомоторном топливе, должны быть выполнены все дополнительные мероприятия, обеспечивающие безопасность эксплуатации данной техники;
- эксплуатируемые автотранспортные средства и механизмы по необходимости обеспечиваются символикой АО «НЭСК-электросети» в соответствии с корпоративными цветами.

Перечень возможных производителей транспортных средств, представлен в таблице 28.

Таблица 28.

Наименование	Перечень возможных моделей	Производители
Автокраны	1. Грузоподъемностью 25 т.: КС-45717К3 на шасси КАМАЗ 43118-50 вылет стрелы - 19,0 м., высота подъема груза - 21,4 м., изготовитель ООО «ИМЗ АВТОКРАН», г. Иваново. 2. Грузоподъемностью 15-17т.: КС-35714К-3 на шасси КАМА 53605 вылет стрелы – 17,0 м., высота подъема груза - 18,4 м., изготовитель ООО «ИМЗ АВТОКРАН», г. Иваново.	«Ивановец», «Галичанин» на шасси КамАЗ
Краны-манипуляторы	1. Бурильно-крановый автомобиль (KDC-5600) на шасси КАМАЗ-43502, со стандартной 3-х местной кабиной диаметр бурения 0,36-0,8 м., глубина	Effer, Unic, Amco Veba, PM на шасси

	бурения - 3 м., грузоподъемность – 4,0 т., изготовитель ООО «Мега Драйв», г. Жуковский.	HYUNDAI, ISUZU, ГАЗ, КАМАЗ.
Землеройная техника	<p>1. БМ-205Д на базе трактора МТЗ-82, диаметр бурения 0,36-0,8 м., глубина бурения - 3 м., грузоподъемность - 1,25 т., изготовитель АО «Стройдормаш», г. Алапаевск.</p> <p>2. Бурильно-крановый автомобиль (KDC-5600) на шасси КАМАЗ-43502, со стандартной 3-х местной кабиной диаметр бурения 0,36-0,8 м., глубина бурения 3 м., грузоподъемность – 4,0 т., изготовитель ООО «Мега Драйв», г. Жуковский.</p> <p>3. Экскаватор - погрузчик RM-TEREX TLB 825-RM.</p>	JCB, TEREX, BobCat, JohnDeer, DOOSAN.
Автогидро-подъемники	<p>1. 48126С-1 (ПСС-131.18Э на шасси 3897-0000010-15) (4х2) со сдвоенной 5-ти местной кабиной, высота подъема – 18 м., грузоподъемность – 250 кг., изготовитель АО «Завидовский ЭМЗ».</p> <p>2. 481230-9 (ПСС-131.22Э на шасси КАМАЗ 43502-66) высота подъема - 22 м., грузоподъемность – 250 кг., изготовитель АО «Завидовский механический завод», г. Завидово.</p>	B-lift, Megalift на шасси ГАЗ, HYUNDAI, КамАЗ.

## 19. Эксплуатация оборудования электросетевого комплекса

Организация эксплуатации электрических сетей должна быть направлена на:

- обеспечение надежного (безаварийного) функционирования сетей;
- повышение управляемости и автоматизации электросетевых объектов;
- сокращение времени и частоты отключения потребителей;
- снижение эксплуатационных издержек и потерь электрической энергии;
- внедрение надежных методов и средств диагностики технического состояния оборудования сетей без его отключения;
- создание необходимого аварийного запаса оборудования, изделий и материалов по условиям надежности и риска отказа, а также условий их доставки до мест установки.

Ниже приведены основные подходы к организации эксплуатации объектов электрических сетей.

### 19.1. Оперативное обслуживание

- мониторинг состояния электрической сети, включающий в себя контроль состояния оборудования и анализ оперативной обстановки на объектах электроэнергетики;
- организация оперативных действий по локализации технологических нарушений и восстановлению режимов объектов электроэнергетики;
- организация оперативного обслуживания ПС, производства оперативных переключений, режимное и схемное обеспечение безопасного производства ремонтно-эксплуатационных работ в электрических сетях;
- моделирование показателей эффективности электрической сети при различных вариантах ремонтных схем, а также гибкости и возможности изменения схем электрических сетей.

### 19.2. Планирование и организация работ

В распределительных сетях организацию ремонтов осуществляют на принципах выполнения работ по критериям технического состояния сетей:

- установка периодичности работ по ТОиР с определением эффективного минимума ключевых характеристик его эксплуатации;
- проведение комплексного обследования и технического освидетельствования оборудования, выработавшего свой нормативный срок службы для продления срока эксплуатации;
- разработка предложений по модернизации, замене оборудования, совершенствованию проектных решений;
- оптимизация финансирования работ по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонтам путем определения объемов ремонтных работ на основании фактического состояния;
- снижение издержек и потерь;
- совершенствование организационных структур управления и обслуживания;
- анализ параметров и показателей технического состояния оборудования, зданий и сооружений до и после ремонта по результатам диагностики;
- совершенствование методов организации управления и планирования ремонтами;
- применение новых технологий обслуживания и ремонта;
- применение для проведения ремонтов современных, высокотехнологичных и безопасных инструментов, приспособлений и оснастки;
- выполнение ремонтов электрических сетей под напряжением;

- разработка и совершенствование нормативно-технической, методической документации и технологических карт на выполнение ремонтов, оптимизация аварийного резерва оборудования и элементов ВЛ;
- создание системы управления распределенными ресурсами для производства аварийно-восстановительных работ;
- при сложных технологических нарушениях природного и техногенного характера решение технических проблем при эксплуатации и строительстве оформляется в виде информационных писем, оперативных указаний, циркуляров, технических решений со статусом обязательности исполнения, приказов, распоряжений, решений совещаний и других управленческих решений;
- организация профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала.

### **19.3. Мониторинг и управление надежностью**

- организация контроля и анализа аварийности оборудования;
- организация оценки и контроля надежности электроснабжения;
- создание соответствующей информационной базы.

### **19.4. Техническое обслуживание и ремонт**

Своевременное и качественное проведение технического обслуживания и ремонта оборудования является залогом поддержания сетей в нормативном состоянии.

В условиях наличия значительного количества оборудования, выработавшего свой нормативный срок, нехватки финансовых ресурсов на проведение крупномасштабных реконструкций основных фондов, создание эффективной системы организации, реализации и управления ремонтной деятельностью должно являться одной из приоритетнейших задач в достижении главных стратегических целей Общества.

Повышение эффективности ремонтной деятельности путем снижения производственных издержек на фоне роста физических объемов ремонтов должно реализовываться исходя из оптимизации схемы размещения производственных баз и участков, повышения качества диагностики оборудования, организации сервисного обслуживания с привлечением заводов-изготовителей, совершенствованию логистики в Обществе, повышения производительности труда, заключения долгосрочных договоров, внедрения инновационных технологий.

Необходимо осуществлять единый подход к организации системы планирования ТОиР, механизмам контроля реализации ремонтных программ и унификации имеющихся наработок в части управления ремонтной деятельностью объектов электросетевого комплекса в соответствии с требованиями Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013.

Планирование ремонтной деятельности должно осуществляться на основе следующих принципов:

- соблюдение требований нормативно-технической документации;
- минимизация возникающих технологических и экономических рисков;
- анализ технологических нарушений;
- контроль результатов исполнения за предыдущие периоды;
- выполнение требований законодательства и ограничений, установленных для предприятий электроэнергетики как осуществляющих регулируемый вид деятельности;
- достижение ключевых показателей эффективности;
- соблюдение бюджетных ограничений;
- соблюдение требований контролирующих органов.

В Обществе разрабатывается и утверждается сводный годовой план ТОиР, составленный на основании многолетних графиков проведения ТОиР (в соответствии с утвержденной периодичностью, учитывающий требования заводов-изготовителей, местные условия и опыт эксплуатации) и дополнительных работ в рамках целевых программ повышения надежности.

Формирование годового плана ТОиР осуществляется с учетом фактического технического состояния оборудования, результатов предыдущих ремонтных периодов, предписаний надзорных органов, проблем, выявленных в процессе эксплуатации оборудования.

Реализация ремонтной деятельности Общества должна обеспечиваться:

- наличием квалифицированного эксплуатационного инженерно-технического и рабочего персонала и ведением постоянной работы по поддержанию его квалификации;
- обеспечением эксплуатационного персонала всеми необходимыми средствами защиты для безопасного ведения работ;
- наличием в полном объеме нормативно-технической и организационно-распорядительной документации и инструкций по эксплуатации оборудования;
- ведением эксплуатационной документации в полном объеме в соответствии с требованиями ПТЭ, заводскими инструкциями по эксплуатации оборудования, инструкций по ремонту;
- наличием в требуемом объеме необходимого технологического оборудования, инструментов и приспособлений, материалов и запасных частей для выполнения технического обслуживания и ремонтов оборудования, зданий и сооружений;
- применением современных методик и технологий при выполнении работ по ТОиР;
- организацией и проведением в полном объеме контроля технического состояния оборудования с использованием современных методов и инструментов для проведения оценки технического состояния оборудования, зданий и сооружений;
- организацией эффективной системы анализа результатов оценки технического состояния оборудования, зданий и сооружений
- наличием эффективной системы внутреннего технического контроля;
- разработкой и внедрением критериев для оценки качества и эффективности ремонтной деятельности;
- обеспечением оптимизации затрат на ремонтную деятельность оптимальным сочетанием аутсорсинга или инсорсинга при выборе поставщиков (внутренних и внешних) ресурсов и услуг.



## 20. Оперативно - технологическое управление

### 20.1. Комплекс организационно и технологических действий ОТУ.

В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» «оперативно-технологическое управление» включено в комплекс организационно и технологических связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии через технические устройства электрических сетей в соответствии с обязательными требованиями - «услуги по передаче электрической энергии».

Под оперативно-технологическим управлением электросетевым комплексом понимается комплекс мер по управлению технологическими режимами работы энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, осуществляемый собственниками или иными законными владельцами таких объектов и (или) установок в соответствии с требованиями оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в отношении линий электропередачи, оборудования энергопринимающих установок, технологического режима работы с распределением объектов диспетчеризации по способу управления и ведения - в отношении объектов диспетчеризации, и самостоятельно - в отношении иных линий электропередачи, оборудования и устройств.

20.1.1. Целями Оперативно - технологического управления являются:

- обеспечение надежности электроснабжения и КЭ энергии в соответствии с требованиями нормативных документов, технических регламентов и условиями договоров оказания услуг по передаче электрической энергии;
- обеспечение надлежащего качества и безопасности эксплуатации объектов электросетевого хозяйства;
- обеспечение эффективной, с наименьшими техническими потерями, передачи электрической энергии по электрическим сетям.

20.1.2. Оперативно - технологическое управление электросетевым комплексом осуществляется посредством выполнения операционных и неоперационных функций.

20.1.3. Операционные функции направлены непосредственно на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта электросетевого хозяйства:

- круглосуточный оперативный контроль электроэнергетического режима и технологического состояния электрической сети;
- оперативное управление ЛЭП, оборудованием и устройствами на объектах электросетевого хозяйства;
- выполнение переключений на оборудовании, находящемся в оперативном управлении на подстанциях без постоянного дежурства оперативного персонала, с помощью устройств телеуправления;
- передача команд (распоряжений) на производство оперативных переключений от смежных диспетчерских центров на подведомственные объекты электрических сетей;
- предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима в электрических сетях;
- подготовка схемы и оборудования к организации аварийно-восстановительных работ;
- руководство оперативным персоналом при производстве переключений по выводу в ремонт и вводу в работу ВЛ и оборудования подстанций, находящихся в диспетчерском управлении;
- оперативный контроль проводимых ремонтных и аварийно-восстановительных работ на объектах;
- составление и согласование со службой режимов нормальных оперативных схем электрических соединений РП, РТП, ведение схемной документации; формирование

расчетной схемы сети в зоне технического обслуживания, внесение изменений в расчетные параметры в связи с вводом нового оборудования;

- проведение контрольных измерений, совместно со службой режимов, потокораспределения мощности и определение текущей пропускной способности электрических сетей филиалов Общества;

- составление и согласование, совместно со службой режимов нормальных оперативных схем электрических соединений РП, ТРП, ведение схемной документации; формирование расчетных схем сети в зоне технического обслуживания, внесение изменений в расчетные параметры в связи с вводом нового оборудования;

- подготовка режимов оборудования для ремонтов; проработка, оформление оперативных заявок на ремонт ВЛ, оборудования, устройств РЗА и АСДУ (АИСДУ) сетей;

- оперативное информирование руководства компании и структурных подразделений о технологических нарушениях в работе сети и ремонтных работах;

- принятие решения и выдача команд (распоряжений) подчиненному оперативному персоналу по приведению состояния устройств РЗА в соответствии с режимом работы электрических сетей на РП, ТРП.

20.1.4. Неоперационные функции включают в себя:

- планирование ремонтов;

- проработку диспетчерских заявок;

- разработку оперативной документации;

- организацию работы с персоналом;

- расследование аварий;

- обеспечение безопасного производства работ на ЛЭП, устройствах и оборудовании трансформаторных подстанций.

20.1.5. Одной из основных задач в части организации производственной деятельности является развитие и совершенствование системы оперативно-технологического управления электросетевого комплекса. В рамках исполнения указанной задачи:

- должны быть обеспечены системные подходы в развитии и оптимизации системы;

- должна быть реализована единая техническая политика в части технологического оснащения и информационного обеспечения структурных подразделений системы на всех уровнях управления;

- должна быть обеспечена защита системы управления от угроз информационной безопасности, реализуемых с целью перехвата функций управления;

- должны быть проработаны вопросы обеспечения безопасности при реализации функций оперативно-технического управления с целью исключения возможности совершения кибератак;

- должна быть обеспечена организация эффективного взаимодействия с внешними контрагентами в области оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления (ПАО «Кубаньэнерго», филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Кубанское ПМЭС» и другие субъекты электроэнергетики, потребители электрической энергии и т.п.).

20.1.6. Под ситуационным управлением в электросетевом комплексе (далее – СУ ЭСК) понимается деятельность, направленная на предупреждение возникновения и ликвидацию последствий аварий и иных нештатных ситуаций, посредством анализа, принятия и реализации соответствующих управленческих решений с учетом текущей оперативной обстановки, располагаемых ресурсов и прогнозов последствий принимаемых управленческих воздействий.

20.1.7. Целями ситуационного управления в электросетевом комплексе являются:

- предупреждение возникновения аварий и нештатных ситуаций в электросетевом комплексе;

- сокращение количества и длительности перерывов электроснабжения потребителей;
- сокращение времени ликвидации последствий аварий;
- повышение эффективности использования имеющихся и привлеченных ресурсов;
- минимизация финансовых и репутационных рисков сетевых организаций;
- выстраивание системы эффективного взаимодействия с субъектами электроэнергетики и иными организациями и ведомствами в части ситуационного управления;
- выявление рисков, совместно со службой режимов, связанных с заданным режимом сети;
- разработка, совместно со службой режимов, мер по устранению “узких мест”, выявленных на основании расчетов и контроля фактического электрического режима;
- прогнозирование, совместно со службой режимов, баланса электроэнергии на основании данных от подключенных к сетям контрагентов;
- совместно со службой режимов, текущий и ретроспективный анализ режимов работы сети и регулирования напряжения на объектах;
- совместно со службой режимов, разработка рекомендаций по оптимизации электрического режима сети по напряжению и реактивной мощности;
- совместно со службой режимов, анализ пропускной способности электрических сетей, поиск и выявление «узких сечений», анализ возможностей повышения пропускной способности сетей;
- анализ эффективности функционирования устройств РЗА;
- анализ данных контроля электрической энергии в электросетевом комплексе получаемых от трансформаторных подстанций и разработка мероприятий по обеспечению качества электроэнергии;
- совместно с службой режимов и СРЗА, проводить расчеты токов короткого замыкания и производить выбор уставок срабатывания устройств РЗА оборудования РТП и ЛЭП.

## **20.2. Функциональные требования к системе оперативно-технологического управления.**

20.2.1. Для осуществления функций по оперативно-технологическому и ситуационному управлению должны быть оснащены автоматизированными системами управления (АСДТУ (АИСДУ)).

20.2.2. АИСДТУ или АСУ ТП должна обеспечивать автоматизированную поддержку в части решения следующих основных задач оперативно-технологического управления:

- безопасное и эффективное оперативно-технологическое управление электросетевого комплекса;
- минимизацию ущерба при технологических нарушениях, сокращение сроков ликвидации аварий.

20.2.3. Функциональные требования, предъявляемые к АСДТУ (АИСДУ), формируются исходя из функций, выполняемых структурными подразделениями оперативно-технологического управления разного уровня (УМЭиВП, ОДС, РЭС).

20.2.4. Минимальные функциональные требования, предъявляемые к информационной системе управления:

- сбор, обработка, отображение и хранение технологической информации, создание и редактирование схем электрических сетей и объектов электроэнергетики и динамическое отображение на них параметров электроэнергетического режима;

- контроль параметров и режима работы электрической сети: автоматический контроль нагрузки по току электрооборудования и ЛЭП, контроль напряжения и мощности в контрольных точках сети, контроль положения коммутационных аппаратов, состояния устройств РЗА и т.д.;

- управление оперативными переключениями: управление коммутационными аппаратами, автоматизированное формирование и хранение бланков и программ переключений, контроль времени восстановления энергоснабжения;

- контроль процессов эксплуатации и ремонта электрических сетей: ведение заявок на вывод оборудования в ремонт, координация ремонтных бригад при проведении аварийно-восстановительных работ;

- ведение электронного оперативного журнала: фиксация и передача на вышестоящие и смежные уровни оперативно-технологического управления оперативной информации, ведение журналов в соответствии с действующими требованиями нормативно-технических документов;

- ведение нормативно-технической и справочной документации диспетчера;

- информационный обмен со смежными сетевыми, диспетчерскими центрами.

20.2.5. Одним из основных направлений развития системы управления является, организация дистанционного телеуправления коммутационным аппаратами и функциями устройств РЗА, а также мониторинга состояния устройств РЗА из ОДС (при наличии объектов диспетчеризации).

Для реализации этого направления при новом строительстве или модернизации необходимо применять соответствующие технические решения с учетом типовых документов:

- типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА;

- типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА ТП, РП.

## **21. Экологическая безопасность**

Техническая политика в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности электросетевых объектов направлена на минимизацию негативного воздействия на окружающую среду, рациональное использование природных ресурсов, защиту растительного и животного мира.

### **21.1. Основные принципы экологической безопасности**

Основными принципами технической политики в области экологической безопасности являются:

- ответственность за обеспечение экологической безопасности при развитии электросетевого комплекса;
- соблюдение нормативов допустимого воздействия на окружающую среду, устанавливаемых природоохранным законодательством Российской Федерации;
- охрана и рациональное использование природных ресурсов при строительстве, реконструкции, эксплуатации и ликвидации электросетевых объектов;
- ограничение ведения производственной и строительной деятельности на особо охраняемых природных территориях;
- принятие управленческих и инвестиционных решений с учетом анализа и оценки экологических последствий, разработки мер по уменьшению и предотвращению негативного воздействия на окружающую среду;
- применение в производственном процессе наилучших доступных технологий, направленных на минимизацию воздействия производственной деятельности на окружающую среду;
- сокращение объемов образования отходов и безопасное обращение со всеми видами отходов и демонтированным оборудованием в соответствии с санитарно-гигиеническими нормами и требованиями экологической безопасности.

### **21.2. Экология подстанций**

- Снижение негативного воздействия на окружающую среду и человека рекомендуется осуществлять на основе:
  - применения сухих трансформаторов собственных нужд и конденсаторов с экологически чистым жидким диэлектриком;
  - снижения уровня шума электрооборудования;
  - применения электрооборудования, обеспечивающего электрическую, пожарную и взрывобезопасность;
  - сокращение площади отвода земель при строительстве новой подстанции;
  - восстановление нарушенных в процессе строительно-монтажных работ участков земли;
  - принятия мер по полному предотвращению попадания трансформаторного масла на поверхность земли;
  - применения устройств, предотвращающих гибель животных и птиц;
  - применение электрооборудования, не требующего специальных мер по обслуживанию и утилизации.

### **21.3. Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований экологической безопасности**

Основные мероприятия экологической безопасности:

- восстановление и рекультивация земель, нарушенных в процессе строительства, реконструкции, технического перевооружения и эксплуатации электросетевых объектов;
- внедрение современного «экологичного» сертифицированного в установленном порядке оборудования (сухих реакторов, трансформаторов и конденсаторов и подобного оборудования).

## **22. Охрана труда**

### **22.1. Основные цели в области охраны труда**

Положение в области охраны труда направлено на:

- исключение случаев производственного травматизма и профессиональных заболеваний;
- формирование у работников безопасного поведения на производстве и навыков предупреждения опасных ситуаций;
- постоянное улучшение условий и охраны труда;
- обеспечение приоритета сохранения жизни и здоровья работников в производственной деятельности;
- разработка и внедрение систем менеджмента безопасности труда и охраны здоровья в соответствии с ГОСТ Р 54934 – 2012/OHSAS 18001:2007;
- обеспечение работников сертифицированной качественной и эргономичной специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты, смывающими и (или) обезвреживающими средствами, качественными электротехническими средствами, исправным инструментом, приспособлениями, инструкциями;
- обеспечение комплексной термической защиты работника при выборе комплектов для защиты от термического воздействия электрической дуги. Комплексная термическая защита должна быть не ниже расчетного значения величины падающей энергии дуги;
- организация и осуществление внутреннего контроля за соблюдением требований охраны труда на электросетевых объектах и при эксплуатации транспортных средств;
- обеспечение соблюдения требований законодательных и иных нормативно-правовых актов Российской Федерации в области охраны труда;
- обеспечение выявления, идентификации, оценки и снижения рисков травмирования персонала;
- обеспечение внедрения и использования технологий, обеспечивающих безопасные условия труда на рабочих местах;
- обеспечение эффективного функционирования и непрерывного совершенствования системы управления охраной труда;
- мониторинг и внедрение передовых разработок в области охраны труда;
- проведение специальной оценки условий труда для обеспечения нормальных и безопасных условий труда на рабочих местах;
- обеспечение допуска к осуществлению производственной деятельности работников, на основании результатов обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров;
- проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий.

## 22.2. Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований охраны труда и безопасности персонала

Основные мероприятия и технологии для обеспечения безопасных условий труда:

- допускается применение стационарных анкерных точек на ж/б опорах, многогранных и других видах опор с возможностью установки гибких анкерных линий без подъема на опору с применением штанг, подъемников, с возможностью дальнейшего применения средств защиты ползункового типа и для использования в качестве страховочной системы при работе на высоте на опоре;
- снижение доли ручного труда, тяжести труда и повышение производительности труда за счет повышения уровня механизации и автоматизации;
- снижение доли работ, связанных с подъемом на опоры ЛЭП без применения специальных машин и механизмов;
- исключение подъема с применением лазов и когтей на опоры, находящиеся в эксплуатации более установленного нормативного срока;
- оснащение оборудования автоматикой безопасности, блокировками, на вновь вводимых ПС 35 кВ оснащение системами дистанционного управления с целью исключения нахождения человека непосредственно вблизи коммутационного аппарата при переключениях;
- оснащение в необходимом объеме специальными механизмами, авто- и спецтехникой (гидроподъемниками, телескопическими вышками, передвижными лабораториями, бурильно-крановыми машинами), а также современным оборудованием, инструментом и приспособлениями для обеспечения механизации работ по ТОиР, в первую очередь, наиболее травмоопасных и трудоемких;
- использование при работах на высоте амортизирующих тормозных устройств, блокирующих и стопорных устройств;
- применение изолированных токопроводов, шинопроводов, шлейфов в местах возможного прохода людей;
- при вводе новых объектов применение встроенных в оборудование (включая ТП 10(6) кВ) сигнализаторов напряжения, с возможностью их интеграции в систему телесигнализации и схему блокировки безопасности;
- применение электрооборудования и технологий, безопасных для жизни и безвредных для здоровья персонала;
- применение приборов безопасности, контролирующих концентрацию вредных веществ во взрывоопасной и газоопасной воздушной среде;
- приобретение автотранспортных средств для перевозки персонала (автобусы, бригадные машины, подъемники (вышки) и т.п.), оборудованных ремнями безопасности и антиблокировочной системой тормозов;
- внедрение на новых автотранспортных средствах бортовых систем мониторинга транспортного средства, кроме транспортных средств, работающих на территории предприятия (погрузчики, самоходные подъемники и т.п.);
- создание для персонала современных санитарно-бытовых условий;
- оснащение линейных бригад автотранспортной техникой, оборудованной для создания нормальных условий труда и отдыха персонала при длительном пребывании в полевых условиях;
- использование современных приспособлений для безопасного ведения работ (стеклопластиковые лестницы, устройства для раскрепления опор на базе бурильно-крановых машин, подъемные приспособления, страховочные системы);
- применение для работы на ВЛ 0,4-10 кВ комплектов средств защиты и приспособлений, обеспечивающих возможность установки переносных заземлений и выполнения отдельных видов работ (обрезка веток, снятие набросов) без подъема на опоры ВЛ;

- внедрение безопасных технологий ремонтов ВЛ 0,4 кВ под напряжением (без отключения);
- ограничение (где это возможно по технологии) контакта рабочих с вредными веществами, таких как асбест, битум, кислоты и прочими веществами, наносящими вред здоровью.

## **23. Пожарная безопасность**

### **23.1. Основные принципы в области пожарной безопасности**

23.1.1. Положение в области пожарной безопасности направлено на:

- обеспечение пожарной безопасности электросетевых объектов в соответствии с требованиями Федерального законодательства, действующих норм и правил;
- использование в производственном процессе наиболее эффективных существующих доступных технологий, обеспечивающих повышение уровня пожарной безопасности объектов;
- применение при строительстве электросетевых объектов, зданий и сооружений материалов и конструкций, а также оборудования, прошедшего аттестацию в установленном порядке;
- предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их сопутствующих проявлений;
- сохранение и защита имущества при пожаре;
- предупреждение возникновения пожара;
- недопущение распространения пожара на имущество третьих лиц.

23.1.2. Система обеспечения пожарной безопасности объекта включает комплекс мероприятий, направленных на:

- предотвращение и локализацию пожара;
- обеспечение противопожарной защиты объектов (в т.ч. применение систем пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения), в соответствии с нормативными правовыми актами и НТД;
- обеспечение установленных требований в части пожарной безопасности, в том числе исключение превышения допустимого пожарного риска.

23.1.3. Система предотвращения и локализации пожара обеспечивается:

- максимально возможным по условиям технологии производства работ ограничением массы или объема горючих веществ, материалов;
- заменой маслonaполненного оборудования на оборудование с негорючим диэлектриком (вакуумом, твёрдой изоляцией);
- заменой силовых маслonaполненных кабелей 6-35 кВ на силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, с изоляцией, не распространяющей горение.

23.1.4. При проектировании кровельных покрытий и строительных конструкций кровель зданий ТП, БКТП, БРТП и выше должны применяться негорючие материалы с классом пожарной безопасности строительных конструкций - К0.

23.1.5. Класс пожарной опасности строительных конструкций должен соответствовать принятому классу конструктивной пожарной опасности зданий, сооружений и пожарных отсеков.

### **23.2. Система противопожарной защиты объекта**

23.2.1. Система обеспечивается при помощи:

- применением фотолюминесцентных эвакуационных систем для зданий (сооружений) при оснащении СОУЭ 3 типа и выше в соответствие с действующими национальными государственными стандартами и сводами правил;



- применением огнезащитных красок (составов), имеющих сертификат подтверждение соответствия требованиям Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» в форме декларирования соответствия или в форме обязательной сертификации, в том числе применением для защиты КЛ огнезащитных составов со сроком службы огнезащитного покрытия не менее 15 лет;
- ограничением распространения пожара за пределы очага пожара:
- применением для РТП 35 кВ и выше кабелей с изоляцией, не распространяющей горение в соответствии с ГОСТ 31565-2012, для прокладки КЛ в ОРУ кабелей с изоляцией, не распространяющей горение при одиночной прокладке и с изоляцией, не распространяющей горение при групповой прокладке (нг (А F/R) (выбор категории пожарной опасности кабельных линий (А F/R, А, В, С или D), при групповой прокладке, должен подтверждаться соответствующими расчётами и входить в состав проекта);
- установкой пожароопасного оборудования по возможности в изолированных помещениях с непосредственным выходом наружу или на открытых площадках;
- устройством противопожарных преград с нормируемым пределом огнестойкости;
- применением средств индивидуальной защиты людей от опасных факторов пожара. Средства индивидуальной защиты органов дыхания должны обеспечивать безопасность людей в течение времени действия опасных факторов пожара, по пути эвакуации, но не менее 20 минут.

### **23.3. Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований пожарной безопасности и предупреждение технологических нарушений, связанных с пожарами.**

На электросетевых объектах должны применяться:

- для кабельных сооружений 6-35 кВ КЛ с изоляцией, не распространяющей горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- газовыделением (НГ (А F/R- LS);
- силовых кабелей 1 кВ и выше с изоляцией, не распространяющей горение, за исключением кабелей, проложенных в земле при одиночной прокладке;
- прокладки контрольных кабелей в РУ 6 кВ и выше в соответствие с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), при этом обеспечение наличия огнестойких уплотнений в местах проходов кабелей через стены, перегородки и перекрытия с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости самой строительной конструкции;
- защиты силовых и контрольных кабелей от распространения пожара путем проектирования лотков из сплошных ж/б конструкций с пределом огнестойкости не менее REI 45, не имеющих разрывов, с применением съемных несгораемых плит и применением силовых и контрольных кабелей, в том числе симметричных высокочастотных и коаксиальных кабелей связи, с изоляцией, не распространяющей горение;
- прокладки силовых кабелей 6 кВ и выше с рядом прокладываемыми в надземных кабельных лотках контрольными кабелями при соблюдении расстояния не менее 1,2 метра между ними и наличия огнезащитного покрытия контрольных кабелей;
- заходов контрольных кабелей в РУ-6 кВ и выше, питающих оперативные цепи управления, РЗА и сигнализации по разным кабельным лоткам с соблюдением условий, исключающих одновременное повреждение основного и резервного питания в случае пожара;
- применение в системах автоматической пожарной сигнализации (АПС) зданий:
- линейных оптических дымовых извещателей для помещений большой площади и высотой более 4 м (например, в залах КРУЭ);

- линейных тепловых извещателей (термокабель) в зонах с тяжёлыми условиями эксплуатации (повышенной взрывоопасностью, с повышенной или пониженной температурой, химически агрессивной средой, высокой влажностью/сыростью и загрязнением), а также для защиты протяжённых сооружений и наружных установок;
- оснащение пожарной сигнализацией всех помещений, за исключением помещений, относящихся к категории В4 и Д по пожарной опасности, венткамер (приточных, а также вытяжных, не обслуживающих производственные помещения категории А или Б), насосных водоснабжения, бойлерных и других помещений для инженерного оборудования здания, в которых отсутствуют горючие материалы; помещений с мокрыми процессами (душевые, санузлы, помещения мойки и т.п.); лестничных клеток;
- применение для отделки эвакуационных путей материалов следующих категорий пожарной опасности:
  - Г1, В2, Д2, Т2 - для отделки стен и потолков в вестибюлях, лестничных клетках, лифтовых холлах;
  - Г2, В2, Д3, Т2 - для отделки стен и потолков в общих коридорах, холлах и фойе;
  - Г2, В2, Д2, Т2 РП2 - для покрытия полов в вестибюлях, лестничных клетках, лифтовых холлах;
  - Г3, В2, Д3, Т3 РП2 - для покрытия полов в общих коридорах, холлах и фойе;
  - НГ или Г1 - для покрытия полов в помещениях зданий производственного или складского назначения категорий А, Б и В1;
- использование негорючих материалов для устройства каркасов подвесных потолков в помещениях и на путях эвакуации (окрашенные лакокрасочными покрытиями каркасы из негорючих материалов должны иметь группу горючести НГ или Г1), а также помещений для посетителей организаций бытового и коммунального обслуживания с нерасчетным числом посадочных мест (Центры обслуживания клиентов и т.п.);
- использование материалов для отделки стен и потолков с классом пожарной опасности КМ0 и (или) КМ1 для помещений книгохранилищ и архивов, а также помещений, в которых содержатся служебные каталоги и описи;
- устройство противопожарных перегородок, из огнезащитных материалов в местах прохода кабелей из кабельных сооружений в лотки с пределом огнестойкости не менее EI 45, а также в местах разветвлений на территории ОРУ и через каждые 50 м по длине. В качестве огнезащитных покрытий строительных конструкций, кабелей и устройства кабельных проходов в стенах и фундаментах должны применяться огнезащитные материалы, имеющие сертификаты соответствия требованиям Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- применение объемно-планировочных решений и средств, обеспечивающих ограничение распространения пожара за пределы очага;
- применение систем коллективной защиты (в том числе противодымной) и средств защиты людей от воздействия опасных факторов пожара;
- применение высоких опор для предупреждения технологических нарушений по причине пожаров в охранной зоне ВЛ в пожароопасных районах (рекомендовано).

## 24. Электробезопасность

### 24.1. Электрозащитные средства

При техническом обслуживании и ремонте электрических сетей, а также при ликвидации последствий аварий и пожаров требуется обеспечить безопасность труда работников и эффективность производства работ. Несчастные случаи с персоналом, в том числе поражение электротоком, происходят в основном при работах на воздушных линиях электропередачи и в распределительных устройствах 0,4-10 кВ подстанций.

Основными причинами несчастных случаев на производстве являются: недостаточная организация и несовершенство технологии работ, нарушение руководителями и работниками требований технических нормативных документов (инструкций по охране труда, ПТЭ, ПТБ, технологических карт и т.п.), не применение или применение устаревших электрозащитных средств и приспособлений.

В настоящее время выпускаются электрозащитные средства нового поколения, предназначенные для безопасного выполнения различных работ в электроустановках и предотвращения электротравматизма работников.

На основе этих средств разработаны и апробированы новые способы безопасной и эффективной подготовки рабочих мест и выполнения ряда профилактических и аварийно-восстановительных работ на ЛЭП и трансформаторных подстанциях.

Современные электрозащитные средства изготовлены с применением материалов с повышенной электрической и механической прочностью.

Для повышения безопасности работников, занятых эксплуатацией и ремонтом электрических сетей необходимо использовать следующие электрозащитные средства:

24.1.1. Лестницы стеклопластиковые приставные диэлектрические – (ЛСПД) – для работ, связанных с электричеством и высоким напряжением. Выпускаются стандартные приставные диэлектрические лестницы различных размеров для удобного использования при частом перемещении на рабочем месте, а также при транспортировании.

24.1.2. Заземления переносные линейные предназначены для защиты персонала при работе на отключенных участках воздушных линий:

- заземление с обычными межфазными расстояниями, которое может устанавливаться на провода воздушных линий с опоры и с земли (выбор по местным условиям);
- заземление с увеличенными межфазными расстояниями - может устанавливаться на провода ВЛ с земли без подъема на опору;
- заземление, установка которого обеспечивает закорачивание между собой трех фазных, нулевого и проводов уличного освещения;
- заземление для самонесущих изолированных проводов, установка которого обеспечивает безопасность выполнения работ на ВЛИ (ВЛЗ);
- заземление, оснащенное электроизолирующими (стеклопластиковыми) универсальными штангами различной длины, позволяющими выполнять 13 видов работ;
- адаптер (прокол) предназначен для установки на ВЛИ (ВЛЗ), для последующего его использования как контакта для установки переносных заземлений для неизолированных проводов.
- сечение, количество лучей, способ установки (с подъемом, без подъема) выбирается по местным условиям обособленного подразделения.

## **24.2. Указатели высокого напряжения**

Указатель высокого напряжения (УВН), который позволяет определить наличие/отсутствие напряжения контактным и бесконтактным способами. Указатель имеет наглядную комбинированную светозвуковую и вибрационную сигнализацию.

При приближении указателя к токоведущим частям сначала срабатывает светозвуковая индикация бесконтактной части, а при касании токоведущих частей контактной частью указателя срабатывает индикация и контактной, и бесконтактной частей.

Как правило, УВН состоит из контактного указателя с импульсной индикацией, резервной газоразрядной лампой и звуковой сигнализацией, и бесконтактного сигнализатора (в рукоятке) с акустической, оптической и тактильной (вибрационной) индикацией. Бесконтактная часть указателя позволяет определять наличие (отсутствие) напряжения на пролете ВЛ без подъема на опору. Наличие яркого индикаторного светодиода и затенителя позволяет определить отсутствие опасного напряжения даже в солнечную погоду. Указатель должен обладать мощным звуковым сигналом и встроенным автономным источником питания длительного действия.

Возможно использование УВН с фиксацией его на стеклопластиковой штанге, данная опция позволяет проверить отсутствие напряжения без подъема на высоту.

## **24.3. Устройство для дистанционного контроля опасного напряжения (типа ПИОН, СНИК и прочие)**

Используется для дистанционного контроля наличия (отсутствия) опасного напряжения в электроустановке при осмотре и обслуживании электроустановок. Сигнализатор не содержит гальванических источников питания, особенно эффективен на ВЛ 6-35 кВ.

## **24.4. Указатель напряжения для ВЛ 0,4 кВ**

УНВЛ-0,4 - предназначен для определения наличия/отсутствия напряжения на ВЛ до 0,4 кВ, линиях связи, а также в других электроустановках переменного тока напряжением до 0,4 кВ.

Состоит из двух стеклопластиковых (пластиковых) корпусов, соединенных изолированным проводом. Яркая светодиодная индикация, основанная на протекании активного тока, должна обеспечивать её различимость на расстоянии, даже на фоне солнечного неба. Указатель содержит несъемный затенитель и не должен содержать элементов питания.

Возможно исполнение УНН с фиксацией его на стеклопластиковой штанге, данная опция позволяет проверить отсутствие напряжения без подъема на высоту.

## **24.5. Указатель проверки совпадения фаз 10 кВ**

УПСФ 10(6) предназначен для проверки совпадения фаз кабельных и воздушных линий 10(6) кВ, для использования в качестве указателя напряжения, для проверки предохранителей и отключенного положения фаз выключателей в электроустановках 10(6) кВ.

Указатель не имеет источников питания. Действие его должно быть основано на протекании активного тока. Индикация - светодиодная, видимая на расстоянии.

#### **24.6. Индикатор тока для ВЛ 0,4кВ**

ИВТЛ-0,4 предназначен для контроля величины тока промышленной частоты от 1,5 до 130 А на ВЛ 0,4 кВ, а также на вводах в дома и производственные помещения. Индикатор может быть исполнен с возможностью совмещения с универсальной стеклопластиковой штангой, что позволяет измерять ток с земли без дополнительных приспособлений для подъема на высоту.

#### **24.7. Указатель низкого напряжения**

УННЗП – указатель низкого напряжения, оснащенный световой индикацией нескольких диапазонов, предназначен для определения наличия или отсутствия переменного и постоянного напряжения от 36 до 660 В (от 24 до 380 В).

Относится к основным электрозащитным средствам. Имеет световую и звуковую индикацию, определяет уровень и полярность постоянного и переменного напряжения, а также возможность звукосветовой прозвонки электрических цепей. Отличительной особенностью является отсутствие гальванических элементов питания и переключателей, определение целостности цепи осуществляется от энергии накопительного конденсатора, одной зарядки в течение 1 минуты хватает для работы в течение всего рабочего дня.

#### **24.8. Указатель низкого напряжения с функцией проверки совпадения фаз**

УНН-90-1000 – указатель низкого напряжения предназначен для определения наличия или отсутствия напряжения в электроустановках постоянного и переменного тока до 1000 В, а также для проверки совпадения фаз в электроустановках переменного тока напряжением до 1000 В. Принцип работы указателя напряжения основан на протекании активного тока при непосредственном прикосновении к токоведущим частям.

#### **24.9. Термостойкие защитные комплекты**

Допускаются к использованию в отрасли защитные термостойкие комплекты, соответствующие «Методическим рекомендациям по определению технических требований к комплектам для защиты от воздействия электрической дуги», утвержденные приказом Минпромэнерго России от 28.03.20017 № 97.

Основными требованиями рекомендаций являются: обеспечение комплексной защиты работника (туловища, головы, рук и ног), подбор комплекта в соответствии с параметрами обслуживаемого оборудования, обеспечение различных уровней защиты, проведение испытаний на подтверждение стойкости конструкции комплекта к факторам электрической дуги в соответствии с требованиями международного стандарта IEC 61482.1 на материалы для производства одежды, защищающей от электрической дуги; проведение испытаний на подтверждение сохранения защитных свойств после 50-кратной стирки.

Кроме того, в методических рекомендациях дается подробное описание классификации комплектов, устойчивых к воздействию дуги, общие и технические требования к ним, гарантии изготовителя, безопасности и экологии, указания по комплексности, маркировке, упаковке, транспортировке и хранению комплектов, рекомендации по их эксплуатации.

Приказ предписывает проведение испытаний на соответствие стандартам EN 531 и IEC 61482.1 в специально аккредитованных лабораториях и требует наличие сертификатов соответствия на все изделия, входящие в состав комплекта.

Технические требования к комплектам для защиты от воздействия электрической дуги должны быть строго в соответствии с приказом Минпромэнерго России от

28.03.2017 № 97 и приказом Минтруда и социального развития РФ № 340нг от 25.04.2011 «Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты».

В соответствии с вышеуказанными требованиями в компании принято решение об обеспечении работников термостойкими комплектами, изготовленными из термостойкой ткани. Материал, из которого изготавливается костюм, входящий в комплект, должен отвечать следующим требованиям:

- не самовоспламеняться, не поддерживать горение, не плавиться и не капать;
- обеспечивать стойкость к воздействию конвективной и лучистой энергии, образованной электрической дугой;
- сохранять постоянство термостойких свойств на весь срок эксплуатации изделий;
- стойкость к сочетанию термических факторов риска;
- не вызывать аллергии.

## **25. Промышленная безопасность**

Основным принципом Положения в области промышленной безопасности является приоритет жизни и здоровья сотрудников Общества, персонала, находящегося на опасных производственных объектах Общества и третьих лиц по отношению к результатам производственной деятельности, а также обеспечение уровня защищенности от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий в соответствии с требованиями ст. 2 Федерального закона Российской Федерации от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

В целях реализации требований промышленной безопасности необходимо выполнение следующих мероприятий по объектам, отнесенным к IV классу опасности (самоходным кранам, кранам-манипуляторам, подъемникам (вышкам) и транспортным участкам, гаражам филиалов АО «НЭСК-электросети»):

- организация и осуществление производственного контроля на опасных производственных объектах за соблюдением требований промышленной безопасности;
- обеспечение проведения экспертизы промышленной безопасности технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, а также проведение диагностики, испытаний, освидетельствований технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, в установленные сроки;
- осуществление регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов;
- обеспечение заключения договоров страхования гражданской ответственности за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;
- обеспечение проведения подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности, обучения и проверки знаний персонала, обслуживающего технические устройства опасного производственного объекта;
- осуществление взаимодействия по вопросам промышленной безопасности с государственными органами контроля (надзора).

## **26. Безопасность дорожного движения**

Основной целью работы по обеспечению безопасности дорожного движения является сокращение дорожно-транспортного травматизма, снижение тяжести его последствий, а также предупреждение дорожно-транспортных происшествий и снижение тяжести их последствий, путем реализации планомерной системы мероприятий.

### **26.1. Требования к обеспечению безопасности дорожного движения**

- повышение квалификации и ответственности водительского состава и персонала, отвечающего за выпуск на линию исправного транспортного средства;
- техническое обслуживание и ремонт транспортных средств и механизмов АО «НЭСК-электросети» производится подрядным способом, на основании заключенных договоров в соответствии с годовыми и месячными планами технического обслуживания и ремонта;
- обеспечение эксплуатации транспортных средств в технически исправном состоянии в соответствии с их техническими характеристиками и назначением;
- организация практической отработки навыков управления транспортным средством, в том числе с применением специальных тренажеров, привлечением соответствующих учебных учреждений;

- внедрение на новых автотранспортных средствах бортовых систем мониторинга транспортного средства, кроме транспортных средств, работающих на территории предприятия (погрузчики, самоходные подъемники и т.п.);
- установление минимальных требований к стажу, опыту и квалификации водителей транспортного средства с учетом соответствующего типа транспортного средства и общему стажу вождения транспортного средства - не менее трех лет;
- обеспечение предрейсового медицинского осмотра водительского состава;
- обеспечение безопасных условий работы водителей на линии;
- приобретение автотранспортных средств для перевозки персонала (автобусы, бригадные машины, подъемники (вышки) и т.п.), оборудованных ремнями безопасности;
- обеспечение условий для соблюдения водителями режима труда и отдыха (особенно при нахождении в командировках);
- снижение тяжести последствий дорожно-транспортных происшествий путем обеспечения транспортных средств устройствами пассивной безопасности;
- стажировка на рабочем месте, с закреплением водителя за конкретным автомобилем;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, приемам оказания первой помощи при дорожно-транспортных происшествиях;
- оповещение водителей об ухудшении погодных условий и запрет выезда за пределы населенного пункта;
- обучение ответственного за безопасность движения;
- прохождение периодического медосмотра;
- сокращение количества дорожно-транспортных происшествий, произошедших по вине работников АО «НЭСК-электросети»;
- недопущение (снижение степени тяжести последствий) пострадавших в дорожно-транспортных происшествиях.
- проведение внеочередной проверки знаний правил дорожного движения водителей после участия их в дорожно-транспортных происшествиях или нарушения правил дорожного движения;
- контроль соблюдения режима труда и отдыха водителей;
- проведение периодической проверки знаний правил дорожного движения у водительского состава АО «НЭСК-электросети»;
- проведение водителям инструктажей по безопасности движения, правилам охраны труда, правилам пожарной безопасности;
- разработку новых и пересмотр действующих инструкций по безопасности движения;
- обучение в специализированных учебных центрах и аттестацию всех специалистов, связанных с эксплуатацией транспортных средств;
- проведение с водителями ежегодных занятий по 20-часовой программе согласно РД 2612171-1070-01;
- проведение в рамках 20-часовой программы подготовки водителей практического обучения по оказанию первой помощи пострадавшему на манекене;
- проведение расследований обстоятельств каждого дорожно-транспортного происшествия, определение причин, приведших к нему и способствующих совершению дорожно-транспортных происшествий, анализ аварийности, принятие мотивированных решений по недопущению дорожно-транспортных происшествий по подобным причинам;
- разбор с персоналом каждого случая дорожно-транспортных происшествий;
- выборочный мониторинг соблюдения скоростного режима в системе «ГЛОНАСС».
- контроль технического состояния транспортных средств перед выпуском на линию, контроль за работоспособностью ремней безопасности, оснащением автомобилей



навесным и съемным оборудованием и приспособлениями согласно правилам охраны труда на автомобильном транспорте;

- своевременное проведение технического обслуживания транспортных средств;
- использование на транспортных средствах автошин с зимним рисунком протектора в зимнее время.

## **26.2. Требования к эксплуатации и содержанию автотранспортных средств и механизмов.**

26.2.1. Перевозки организовываются согласно Правилам обеспечения безопасности перевозок пассажиров и грузов автомобильным транспортом и городским наземным электрическим транспортом, утвержденным приказом Минтранса России от 15.01.2014 № 7.

26.2.2. Проводимые мероприятия по подготовке транспортных средств к безопасной эксплуатации:

- проверка соответствия транспортных средств по назначению и конструкции техническим требованиям к осуществляемым перевозкам пассажиров и грузов;
- проверка наличия действующей разрешительной документации, необходимой для допуска к участию транспортного средства в дорожном движении в соответствии с законодательством Российской Федерации (свидетельство о регистрации транспортного средства, страховой полис обязательного страхования гражданской ответственности владельцев транспортных средств и объектов повышенной опасности, путевой лист, а также иные документы, необходимые для осуществления конкретных видов перевозок);
- поддержание транспортных средств в технически исправном состоянии в соответствии с инструкцией по эксплуатации изготовителя транспортного средства;
- проведение работ по техническому обслуживанию и ремонту транспортных средств в порядке и объемах, определяемых технической и эксплуатационной документацией изготовителей транспортных средств;
- проведение ежедневного контроля технического состояния транспортных средств перед выездом на линию с места стоянки и по возвращении к месту стоянки с соответствующей отметкой о технической исправности (неисправности) транспортных средств в путевом листе;
- обеспечение стоянки (хранения) транспортных средств, исключающей доступ к ним посторонних лиц, а также самовольное их использование водителями.

26.2.3. Транспортные средства содержатся на собственных или арендованных стоянках машин, оборудованных согласно требованиям следующих документов:

- ВСН 01-89 «Предприятия по обслуживанию автомобилей» (с изменениями по хранению легкового автотранспорта СНиП 21-02-99 «Стоянки автомобилей»);
- Постановление Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 № 390 «О противопожарном режиме (Правила противопожарного режима в Российской Федерации)».

## 27. Требования к практическому обучению производственного персонала

27.1. Практическое обучение производственного персонала<sup>1</sup> направлено на эффективное кадровое обеспечение задач Положения, приобретение работниками новых или совершенствование имеющихся навыков безопасного выполнения работ и осуществляется в целях:

- обеспечения соответствия производственного персонала требованиям к профессионально важным знаниям, навыкам и компетенциям, определяемым профессиональными стандартами и соответствующими регламентирующими документами, согласно уровням должностей и видам деятельности работников;
- обеспечения безопасности деятельности персонала при работе на объектах электроэнергетики;
- обеспечения опережающего обучения персонала для строящихся, расширяемых, реконструируемых и технически перевооружаемых объектов ЭСК.

27.2. Под практическим обучением производственного персонала понимается реализация активных форм обучения, включая прохождение стажировок, дублирования; проведение учебных противоаварийных и противопожарных тренировок.

Организация практического обучения в компаниях ЭСК осуществляется с учетом следующих требований:

- обучение производственного персонала осуществляется на основе системности, своевременности, последовательности;
- обязательность включения блока практического обучения во все программы подготовки производственного персонала;
- обеспечение комплексного подхода к подготовке производственного персонала в части использования активных и академических форм обучения;
- приоритетность обучения работников правилам охраны труда и производственной безопасности, приемам безопасного выполнения работ на объектах электроэнергетики;
- обеспечение основных потребностей в подготовке производственного персонала силами корпоративных учебных центров, а при их отсутствии - лицензированными в области дополнительного профессионального образования организациями в соответствующих регионах, отвечающих требованиям к оснащению учебного процесса и преподавательскому составу;
- соответствие программ обучения производственного персонала действующим профессиональным стандартам и/или квалификационным требованиям в части требований к обучению работников, их знаниям и умениям;
- обеспечение соответствия разрабатываемых программ обучения производственного персонала особенностям технологий, оборудования и организации производства в компании;
- заключение договоров с поставщиками электросетевого оборудования и технологий на условиях организации обучения персонала работе на новом оборудовании, обеспечения возможности отработки навыков эксплуатации и ремонта на обучающих ресурсах;

---

<sup>1</sup> Персонал производственных отделений, районов, территориальных производственных подразделений или отдельные работники исполнительного аппарата компании, аппаратов управления филиалов, которые в соответствии со штатным расписанием, должностной инструкцией заняты реализацией основных видов деятельности компании и являются непосредственными исполнителями работ.

- оценка эффективности практического обучения производственного персонала на регулярной основе с учетом достижения целей практического обучения, а также результатов проведения контрольных противоаварийных и противопожарных тренировок, соревнований профессионального мастерства, профессиональных конкурсов.

## **28. Технический надзор в отношении объектов электросетевого комплекса**

28.1. Целями технического надзора являются:

- реализация основных требований Технической политики и документов Общества по повышению надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, эффективности и безопасности Электросетевого комплекса;
- разработка и реализация мероприятий по предупреждению аварий (технологических нарушений), пожаров и несчастных случаев на объектах Электросетевого комплекса;

28.2. Технический надзор осуществляется по следующим основным направлениям:

- надзор за реализацией Технической политики;
- надзор за производственной безопасностью (охрана труда, пожарная, промышленная и экологическая безопасность);
- надзор за техническим состоянием и эксплуатацией действующих электросетевых объектов, включая контроль за реализацией программ по энергоэффективности и энергосбережению;
- надзор за объектами нового строительства, реконструкции и технического перевооружения.

28.3. Технический надзор на объектах филиалов Общества осуществляется специалистами технического надзора АО «НЭСК-электросети».

28.4. Результаты проверок, проводимых в рамках осуществления технического надзора, оформляются оперативным предписанием, которые являются обязательными для исполнения филиалом Общества, включая их обособленные подразделения (РЭС).

28.5. Работники осуществляющие технический надзор, имеют право в том числе:

- осуществлять плановые и по поручению руководства Общества внеплановые проверки объектов филиала Общества;
- участвовать в комиссиях по расследованию причин технологических нарушений, пожаров и несчастных случаев, произошедших на объектах филиалов Общества с разработкой мероприятий направленных на недопущение возникновения повторных случаев;
- проводить контроль выполнения противоаварийных и других мероприятий, указанных в актах расследования технологических нарушений (аварий), пожаров, несчастных случаев и направленных на их недопущение. Порядок расследования технологических нарушений (аварий), пожаров, и несчастных случаев на предприятиях общества, оформления результатов расследования устанавливается Обществом;
- беспрепятственно посещать проверяемые объекты при выполнении функций по осуществлению надзорной деятельности;
- запрашивать в филиалах Общества необходимую информацию по вопросам осуществляемых проверок;
- выдавать руководителям проверяемых филиалов Общества обязательные для исполнения предписания, направленные на предотвращение, прекращение неправильных действий или устранение выявленных нарушений установленных требований нормативно-технических и организационно-распорядительных документов Общества, а также требовать отчеты об их исполнении;
- выдавать руководителям филиалов Общества оперативные предписания о выводе из работы оборудования и сооружений при наличии угрозы, а также рисков для безопасности персонала и сторонних лиц, повреждения указанных объектов, сохранности другого оборудования;
- приостанавливать производство работ, в том числе на объектах капитального строительства, реконструкции и технического перевооружения филиалов Общества, в случаях выявления нарушений работниками филиалов Общества требований правил

охраны труда, пожарной, промышленной и экологической безопасности, если эти нарушения угрожают безопасности жизни и здоровья людей, целостности (сохранности и работоспособности) оборудования и безопасности окружающей среды;

- проводить внезапные проверки бригад, выполняющих работы на объектах Электросетевого комплекса;

- принимать участие в проверке организации и проведения дней охраны труда, противоаварийных и противопожарных тренировок;

- участвовать в работе комиссий по проверке готовности филиалов к работе в особые периоды (паводковый, пожароопасный, грозовой, осенне-зимний и т.п.);

- участвовать в работе комиссий по проверке знаний работников общества и их филиалов;

- разрабатывать предложения, направленные на предупреждение и устранение нарушений требований нормативных правовых актов в области производственной безопасности, технической эксплуатации и работы с персоналом, в том числе по привлечению к ответственности лиц, допустивших нарушения.

## 29. Безопасность и антитеррористическая защищенность объектов электросетевого комплекса

### 29.1. Общие требования к безопасности на объектах электросетевого комплекса

29.1.1. Обеспечение антитеррористической защищенности, организация охраны, оснащение объектов электросетевого комплекса инженерно-техническими средствами охраны осуществляется в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ и организационно распорядительной документации Общества.

29.1.2. Обеспечение безопасности объектов электросетевого комплекса осуществляется путем определения угроз совершения актов незаконного вмешательства и их предупреждения, разработки и реализации мер по созданию системы их защиты и охраны.

29.1.3. При реализации указанного комплекса мер в целях обеспечения бесперебойного и эффективного функционирования электросетевого комплекса должны использоваться передовые технологии безопасности.

29.1.4. Проектирование и создание систем инженерно-технических средств охраны (далее – ИТСО) должно преимущественно осуществляться на основании типовых технических решений.

29.1.5. В состав ИТСО должны входить:

- инженерно-технические средства защиты (инженерные заграждения, инженерные средства и сооружения, контрольно-пропускные пункты, иные средства и сооружения, обеспечивающие невозможность несанкционированного доступа на объекты);

- технические средства охраны (система охранной сигнализации, система тревожной сигнализации, система охранная телевизионная, система контроля и управления доступом; система сбора и обработки информации, технические средства досмотра);

- вспомогательные системы (система оповещения, система охранного освещения, система электропитания).

29.1.6. Целевой моделью является объединение всех подсистем ИТСО в единую систему управления безопасностью объектов электросетевого комплекса.

29.1.7. ИТСО предназначены для предотвращения актов незаконного вмешательства в функционирование объектов электросетевого комплекса, своевременного обнаружения и пресечения посягательства на целостность и безопасность охраняемого объекта.

29.1.8. Основные требования к ИТСО:

- ИТСО предназначены:
- для создания физических преград несанкционированным действиям в отношении объекта;

- для создания препятствий на пути движения (пути отхода) нарушителя или затруднения (задержки) его продвижения к уязвимым местам, критическим элементам;

- для обеспечения прохода в охраняемую зону только в установленных точках (пунктах) доступа;

- для обозначения границ охраняемых зон и предупреждения об ответственности за нарушение прав собственности;

- для защиты обслуживающего персонала и посетителей объекта;

- ИТСО должны обеспечивать:

- обнаружение несанкционированного проникновения нарушителя в зону обнаружения техническими средствами охраны;

- выдачу извещения о неисправности при повреждении охранных извещателей, цепей их электропитания и каналов связи с приемно-контрольными приборами;
- сохранение работоспособного состояния при воздействии неблагоприятных факторов окружающей среды, соответствующих климатической зоне, в которой эксплуатируется объект;
- восстановление работоспособного состояния после воздействия неблагоприятных факторов окружающей среды, предусмотренных технической документацией изготовителей;
- сохранение работоспособного состояния при отключении основной сети электроснабжения в течение времени, соответствующего требованиям к системе электропитания.

### **30. Долгосрочная инвестиционная программа**

Формирование инвестиционной программы основано на принципах прозрачности и достоверности информации, эффективности принимаемых инвестиционных решений, обеспечения надежности и доступности электроснабжения потребителей.

Период планирования долгосрочной инвестиционной программы составляет не менее 3 лет и может быть более длительным с учетом периода тарифного регулирования.

Инвестиционная программа формируется в соответствии с утвержденным Положением о формировании и реализации ИПР АО «НЭСК-электросети», разработанного в соответствии с требованиями действующего законодательства Российской Федерации, Постановлением Правительства Российской Федерации от декабря 2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики», действующими нормами и правилами, а также внутренними документами Общества.

Источники финансирования инвестиционной программы, формируются с учетом параметров тарифного регулирования экономическим блоком Общества и доводятся до филиалов ранжированными по степени важности.

Перечни инвестиционных проектов по всем направлениям деятельности сетевой компании, включая перечни проектов, обеспечивающие развитие, надежность, технологическое присоединение, учет электроэнергии, инновации, безопасность, консолидацию электросетевых активов, автоматизацию и связь и др. формируются техническими блоками филиалов Общества.

Перечень инвестиционных проектов содержит по каждому объекту значения целевых и количественных показателей инвестиционной программы и информацию, предусмотренную организационно-распорядительными документами Общества.

Сформированные филиалами перечни инвестиционных проектов, ранжируемые исходя из стоимостных, целевых (количественных, технических) показателей инвестиционной программы с приложением обосновывающих материалов и документации направляются после проверки управлением по эксплуатации в управление капитального строительства Общества.

ИПР, утверждается Советом директоров Общества и затем направляется в уполномоченный орган исполнительной власти субъекта РФ на утверждение.

Отбор инвестиционных проектов для включения в инвестиционную программу из перечней осуществляется исходя из достижения установленных Обществом целевых и количественных показателей инвестиционной программы, включая показатели надежности и качества, загрузки мощностей, потерь электроэнергии, снижения стоимости инвестиционных проектов, утвержденных организационно-распорядительными документами Общества.

Включение инвестиционных проектов в инвестиционную программу осуществляется в соответствии с положением о формировании и реализации инвестиционной программы Общества, утвержденным решением Совета директоров Общества.



## **31. Реализация проектов нового строительства и реконструкции электросетевого комплекса**

### **31.1. Проектирование объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции**

Разработка проектной документации выполняется на основании согласованного и утвержденного заказчиком в установленном порядке задания на проектирование строительства и реконструкции объектов электросетевого хозяйства, содержащего основные требования к характеристикам проектируемого объекта, объему инженерных изысканий, срокам и этапности разработки проектной документации, выделению этапов строительства, необходимости получения согласований и заключений экспертных органов, а также на основе нормативных правовых актов и действующих нормативных документов, принятых к использованию в электросетевой компании-заказчике проектной документации:

- технических регламентов;
- национальных, отраслевых стандартов, методик, положений;
- указаний, распоряжений, приказов и других организационно-распорядительных документов, обязательных при проектировании объектов заказчика.

В качестве основы для разработки проектной документации должны учитываться требования к обеспечению надежности электросетевого комплекса, надежности энергопринимающих установок, в том числе требования к:

- режимам и параметрам работы энергопринимающих и энергораспределительных установок, релейной защите и автоматике энергопринимающих установок;
- безопасности объектов энергопринимающих установок;
- подготовке работников в сфере электроэнергетики к работе на энергопринимающих установках.

Основой для разработки задания на проектирование электросетевых объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции является совокупность документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации:

- инвестиционная программа электросетевой компании;
- схемы и программы развития субъектов РФ;
- технические условия и договор об осуществлении технологического присоединения новых энергопринимающих устройств к электрическим сетям;
- поручение Правительства Российской Федерации и т.д.

При разработке задания на проектирование должны, учитываться в том числе:

- рекомендации внестадийных работ;
- технические решения по существующим, сооружаемым и проектируемым объектам, смежным с объектом проектирования (ПАО «Кубаньэнерго», филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Кубанское ПМЭС» и др.);
- требования технических условий на осуществление технологического присоединения энергоустановок потребителей;
- требования технических условий к размещению проектируемых электросетевых объектов;
- технические требования по оценке воздействия проектируемых сетевых объектов на окружающую среду;
- угрозы террористических и кибератак на электросетевые объекты;
- требования к энергетической эффективности.

При разработке проектной документации, наряду с обоснованно применяемыми типовыми решениями и решениями повторного применения, должны применяться

индивидуальные, вновь разрабатываемые технические решения с обязательной их проверкой соответствующими расчетами.

Проектирование электросетевых объектов предусматривает разработку проектной (рабочей) документации.

Проверка соответствия содержащихся в разрабатываемой проектной документации технических решений требованиям Положения осуществляется перед выдачей рабочей документации в «производство работ».

### **31.2. Обеспечение соответствия требованиям по надежности, безопасности вводимых объектов капитального строительства**

Задачами капитального строительства в рамках Положения являются:

– обеспечение соответствия построенных объектов капитального строительства требуемым техническим характеристикам и утвержденной проектно-сметной документации.

### **31.3. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов**

Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов может производиться всего в целом, этапов строительства, пускового этапа (комплекса), для временных зданий и сооружений, отдельных зданий и сооружений, отдельных единиц или систем оборудования (в объеме, предусмотренном проектной документацией утвержденной в соответствии с действующим законодательством).

Не допускается приемка в эксплуатацию отдельных этапов строительства или пусковых этапов (комплексов) не предусмотренных проектной документацией.

Не допускается приемка отдельных единиц оборудования при отсутствии или неисправности вспомогательных систем, обеспечивающих безопасную эксплуатацию оборудования.

Перед приемкой в эксплуатацию электросетевых объектов в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации должны быть проведены индивидуальные испытания оборудования и комплексное опробование оборудования. До проведения комплексного опробования должны быть получены разрешения Ростехнадзора на допуск в эксплуатацию энергоустановки.

В соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 19.06.2003 № 229 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (Зарегистрировано в Минюсте РФ от 20.06.2003 № 4799) для приемки объектов должны формироваться рабочие и приемочные комиссии.

Перед назначением приемочной комиссии организовывается подготовка и обучение эксплуатирующего электросетевой объект персонала, направленная на обеспечение его готовности к выполнению профессиональных функций и поддержание его квалификации. Необходимые требования к эксплуатирующему персоналу регламентируются СО 153-34.20.501-2003.

Не допускается приемка в эксплуатацию электросетевых объектов без разрешений на допуск в эксплуатацию энергоустановок оформленных Ростехнадзором.

После приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов необходимо оформить Приказом по филиалу Общества разрешение на ввод в эксплуатацию.

## **32. Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности**

### **32.1. Общие положения**

Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (далее Программа) АО «НЭСК-электросети» представляет собой основные направления формируемой политики Общества в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Программа включает себя три приоритетных раздела:

- оптимизация режимов энергопотребления в электросетевом комплексе компании;
- модернизация электрооборудования в электрических сетях компании;
- сокращение затрат на собственные, хозяйственные нужды.

### **32.2. Основные цели и задачи Программы**

Цели Программы:

- достижение уровня непревышения нормативных потерь в сетях электроснабжения при передаче электрической энергии в распределительных электрических сетях и трансформаторных подстанциях, соблюдение энергоэкономичных технологических режимов работы, повышение эффективности учёта электрической энергии, а также снижение потерь всех видов потребляемых ресурсов;
- повышение энергетической эффективности электросетевых объектов и оборудования Общества;
- обеспечение экономии и рационального использования топливно-энергетических ресурсов (далее – ТЭР), сокращение технологического расхода электроэнергии при её передаче, формирование базовых значений показателей расхода ТЭР.

Задачи, реализуемые в рамках Программы:

- снижение потерь электроэнергии при её передаче по распределительным сетям;
- повышение эффективности расходования энергетических ресурсов на хозяйственную деятельность Общества.

Целевые мероприятия снижения потерь:

- организационные и технические мероприятия по внедрению автоматизированной телеметрической системы сбора и обработки данных по мониторингу параметров качества электроэнергии с использованием элементов существующей АСДТУ (АИСДУ);
- установка и ввод в эксплуатацию устройств компенсирующих реактивную составляющую мощности;
- проведение тепловизионного обследования электрических сетей;
- замена перегруженных и изношенных трансформаторов;
- увеличение пропускной способности линий электропередачи;
- установка энергосберегающих ламп с целью снижения электропотребления собственных и хозяйственных нужд;
- установка датчиков движения в помещениях для освещения на лестничных клетках;
- установка датчиков освещенности в помещениях, для освещения территорий прилегающих к офисным зданиям, территориях трансформаторных подстанций и производственных баз;
- развитие распределительной сети;
- внутренний энергоаудит потребления энергоресурсов на собственные нужды.

Целевые мероприятия вносятся в программу на год начала её внедрения, и обновляются ежегодно в зависимости от результатов их реализации в предыдущем периоде. По результатам проведения энергетического обследования, так же вносятся соответствующие корректировки в Программу.

Нецелевые мероприятия снижения потерь:

- технические мероприятия по коммерческому учету электроэнергии;
- модернизация и развитие автоматизированной системы диспетчерского управления (далее - АИСУ);
- проведение научно-исследовательских работ в целях повышения качества и надежности электроснабжения электрических сетей низкого напряжения (НН) 0,4/0,22 кВ.

Нецелевые мероприятия включаются в долгосрочную инвестиционную программу АО «НЭСК-электросети», а так же в производственную программу Общества.

Данные мероприятия направлены на развитие электрической сети, повышение надежности электроснабжения потребителей, повышение доступности сетевой инфраструктуры в целях технологического присоединения, а также создание информационно-измерительных комплексов по учету электроэнергии.

При этом энергосберегающий эффект от данных мероприятий является сопутствующим.

### **33. Организация закупок материально-технических ресурсов и оборудования, работ и услуг**

Закупочная деятельность Общества осуществляется на основании Федерального закона от 18.07.2011 №223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц» и Положения АО «НЭСК-электросети» о закупке товаров, работ, услуг, утверждаемого Советом директоров Общества, для обеспечения потребности в ТМЦ на следующих принципах:

- своевременное и полное удовлетворение потребностей заказчика в материально-технических ресурсах и оборудовании (далее МТРО) с необходимыми показателями надежности, качества и цены (эффективное использование денежных средств);
- расширение возможностей участия юридических и физических лиц в закупках товаров, работ, услуг для нужд заказчика, стимулирование такого участия, а также особенности участия в закупке субъектов малого и среднего предпринимательства (Постановление Правительства РФ от 11 декабря 2014 года № 1352 «Об особенностях участия субъектов малого и среднего предпринимательства в закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц»);
- гибкий подход к формированию требований и критериев отбора и оценки к закупаемым МТРО, работам и услугам для привлечения предложений с новыми техническими решениями, предусматривающими инновационные составляющие, предложения, которые оказывают или могут оказывать воздействие на снижение потребления или рациональное использование ТЭР; а также содержащие передовые научно-технические разработки;
- расширение критериев отбора победителей закупок для обеспечения баланса надежности, стоимости, простоты и экономичности в эксплуатации приобретаемых МТРО и развития добросовестной конкуренции и прозрачности закупочной деятельности заказчика;
- выстраивание партнерских отношений с ведущими производителями энергетического и электротехнического оборудования, для получения своевременной информации о новейших технических решениях, с возможностью влияния на дальнейшее совершенствование закупаемых МТРО;

- определение поставщиков наиболее эффективного и качественного МТРО и услуг при оптимальной стоимости и обеспечение контроля за проведением закупочных процедур структурных подразделений Общества, на предмет соответствия требованиям действующего законодательства Российской Федерации, Положения о закупке товаров, работ, услуг;

- организация приобретения больших партий МТРО, подтвердившее свое высокое качество для снижения затрат на приобретение и эксплуатацию унифицированного оборудования;

- проведение открытых конкурентных закупочных процедур на право заключения долгосрочных договоров (3-5 лет) с обязательствами участников предоставления и в дальнейшем реализации долгосрочных программ развития производства, предусматривающей увеличение доли производства продукции и ее комплектующих на территории Российской Федерации, повышение качества продукции, а также формирование единичных расценок на весь период действия договора;

- установление приоритета товаров российского происхождения, работ, услуг, выполняемых, оказываемых российскими лицами, по отношению к товарам, происходящим из иностранного государства, работам, услугам, выполняемым, оказываемым иностранными лицами, с учетом таможенного законодательства Таможенного союза и международных договоров Российской Федерации.

### **34. Контроль за реализацией технической политики**

Контроль реализации технической политики осуществляется на всех стадиях производственного процесса:

- при формировании, согласовании и реализации схем развития электрических сетей;
- при формировании, согласовании и реализации Программ развития, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей;
- при формировании, согласовании и реализации Инвестиционных программ и проектов;
- при формировании Стратегических планов развития;
- при формировании, согласовании и реализации ремонтных программ;
- при организации закупочной деятельности;
- при организации технологического присоединения.

Реализация технической политики осуществляется посредством:

- проектно-технических решений;
- исполнения целевых программ;
- разработки технических заданий на строительство и реконструкцию объектов;
- реализации проектов в области новой техники и технологий;
- опытной эксплуатации нового оборудования;
- взаимодействия с научно-исследовательскими организациями и смежными сетевыми компаниями в области при внедрении современных технологических решений.

Основным способом реализации технической политики является разработка и реализация схем перспективного развития и программ развития, реконструкции и технического перевооружения.

Актуальность технической политики подтверждается решением технического совета АО «НЭСК-электросети» не реже 1 раза в 3 года с даты утверждения.

### **35. Управление технической политикой**

Перспективное планирование.

Обоснование оптимальных направлений развития сетей для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей Краснодарского края и эффективного функционирования сетей на проектный период предусматривается в разработке генерального плана развития территории, без которого невозможно достоверно определить потребность в новых сетях, подстанциях и линиях электропередачи на различные сроки перспективного развития. Реализация генерального плана применительно к электрическим сетям выполняется в схемах перспективного развития.

Задания на разработку схем перспективного развития сетей, объемы и состав исходных данных для проектирования и сами схемы перспективного развития должны соответствовать «Формату технического задания на разработку схем перспективного развития» и «Формату представления схем перспективного развития», разработанным проектным институтом.

Схемы развития сетей 35(110) кВ разрабатываются на 10 летний период с последующей корректировкой не реже 1 раза в 3 года.

Схемы развития сетей 0,4–10 кВ также разрабатываются на 10-летний период.

Корректировка схем 0,4–10 кВ может осуществляться в зависимости от местных условий развития территорий, по решению технического руководителя филиала АО «НЭСК-электросети». Схемы развития сетей 0,4–10 кВ могут разрабатываться как для всей территории электросетевой компании в целом, так и для наиболее перспективных

районов, городов, особых экономических зон, по границам деятельности смежных сетевых организаций, для зон муниципальных образований и др.

## **36. Перспективные технологии интеллектуальной электрической сети**

### **36.1. Переход к цифровым активно-адаптивным сетям с распределенной интеллектуальной системой автоматизации и управления**

Для создания электрической сети с качественно новыми показателями доступности, надежности электроснабжения, стоимости владения и эффективности электросетевой инфраструктуры, адаптивности управления и открытости, с точки зрения предоставления информации, требуется применение нового энергоэффективного оборудования и новых технологий, обеспечивающих снижение издержек при передаче электроэнергии:

- интеллектуальные коммутационные аппараты (реклоузеры) с интегрированными контроллерами присоединений и возможностью интеграции в единую информационную систему управления;
- управляемые выключатели нагрузки с возможностью интеграции в единую информационную систему управления;
- интеллектуальные комплектные РУ с интегрированными контроллерами присоединений (в терминалах РЗА) и возможностью интеграции в единую систему управления;
- интеллектуальные приборы учёта, с возможностью интеграции в единую систему управления, обеспечивающие функции дистанционного управления, выдачи информации о параметрах работы сети;
- интеллектуальные системы мониторинга и диагностики работы оборудования сети (включая средства дистанционной диагностики, а также средства, интегрированные в состав оборудования), с возможностью интеграции в единую систему управления;
- применение всех видов накопителей электроэнергии, совместно с системами управления.
- внедрение интеллектуальных коммутационных аппаратов (реклоузеров) с распределенной автоматизацией сети, предполагающей создание кольцевых фидеров с однократным автоматическим резервированием и автоматическим секционированием магистрали;
- внедрение систем интеллектуального учёта с возможностью их интеграции в единые информационные системы управления с целью получения данных о параметрах сети, а также обеспечение функций управления электропотреблением для последующего использования всеми «клиентами» информационной системы.
- применение стандартных приборов учёта при обязательном наличии контроллера, выполняющего функции управления.

Все применяемые решения должны обеспечивать возможность интеграции в единую информационную систему управления.

### **36.2. Переход к цифровому оборудованию ПС 10-35(110) кВ**

Минимальные габариты и стоимость внедрения подстанций (включая возможность столбового исполнения ПС), наличие встроенных измерительных и интеллектуальных возможностей (интегрированные функции защит и автоматики, мониторинга, учёта и передачи данных), в перспективе не требующие индивидуальных настроек для работы в сети, обменивающиеся информацией по цифровым каналам связи, требующие минимальных затрат на проектирование и внедрение, включая возможности цифрового проектирования).

Применение цифрового оборудования:

- контроллеры присоединений, интегрирующие функции РЗА, учёта и мониторинга, поддерживающие цифровой формат обмена данными;
- на переходном этапе, цифровые устройства РЗА, поддерживающие цифровой обмен данными;
- на переходном этапе, цифровые приборы учёта, поддерживающие цифровой обмен данными;
- цифровые измерители тока и напряжения (включая трансформаторы, а также различные виды датчиков), поддерживающие цифровой обмен данными;
- интеллектуальные РУ, поддерживающие цифровой обмен данными;
- интеллектуальные коммутационные аппараты с интегрированными контроллерами присоединений, поддерживающие цифровой обмен данными;
- интегрированные в состав оборудования средства мониторинга и диагностики, поддерживающие цифровой обмен данными;
- устройства синхронизированных измерений (PMU).

В проектах реконструкции и нового строительства необходимо ориентироваться на решения, поддерживающие цифровой обмен данным между устройствами с возможностью интеграции в единую информационную систему управления по стандартным протоколам обмена.

### **36.3 Переход к комплексной эффективности бизнес-процессов и автоматизации систем управления:**

Единая информационная система оперативно-технологического и ситуационного управления, обеспечивающая:

- создание единой модели сети, опирающейся на требования стандарта CIM IEC61970/IEC61968;
- автоматизированный сбор всей оперативной информации на всех уровнях ОТУ и СУ;
- повышение обоснованности и своевременности принятия управленческих решений;
- сокращение времени проведения аварийно-восстановительных работ;
- замена бумажных оперативных журналов и автоматизированное формирование отчетно-аналитической информации;
- снижение операционных затрат при эксплуатации электросетевого оборудования;
- повышение качества информирования руководства за счет сокращения времени сбора и анализа оперативной информации;
- системы создания модели сети в соответствии с единым стандартом данных;
- системы сбора и отображения информации (SCADA);
- системы управления режимами работы сетей (DMS);
- системы управления оперативными работами в сетях (OMS);
- системы управления (EMS);
- системы отображения информации на карте местности (GIS);
- системы управления активами (AMS);
- системы цифрового проектирования сетей (PLM, BIM, CAD);
- системы обучения персонала;
- клиентские сервисы и системы управления отношениями с клиентами (CRM);
- системы интеграции с внешними системами, «публичным» информационным пространством;
- электронные каталоги и базы данных типовых технических решений;
- системы моделирования режимов работы сетей (PSS, PSCAD/EMTDC, RTDS);



- системы управления ССПИ, ССПТИ;
- цифровые системы мониторинга и диагностики АСДТУ (АИСДУ, АСУ ТП);
- ПТК и ПО для обеспечения защиты от кибератак;
- создание адаптивных систем управления и обеспечения параллельной работы сети с возобновляемыми источниками э/э;
- внедрение систем ЕАМ, ЕРР, САФМ на базе системы стандартов 55000;
- системы интеллектуального мониторинга и диагностики;
- система управления рисками;
- системы моделирования последствий технологических нарушений и аварий.

Все без исключения внедряемые в будущем системы должны обеспечивать возможность поддержки единой информационной модели сети, опирающейся на требования стандарта IEC 61970/IEC61968.

#### **36.4. Новые технологии и материалы в электрических сетях в области общесистемных вопросов:**

- применение технологий, обеспечивающие повышение пропускной способности электрических сетей без изменения конфигурации сети всех классов напряжения.
- применение коммутационных аппаратов с минимальным воздействием на окружающую среду: вакуумные (до 35 кВ) и газовые, с минимизацией применения элегаза (смесевые или азотные);
- применение дугогасящих устройств компенсации однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) - плунжерного типа – частотный привод плунжеров;
- применение статических ДГР с быстродействующими системами управления компенсацией тока ОЗЗ, в том числе с конденсаторным управлением.

### **37. Используемые сокращения**

В настоящем положении применяются сокращения, приведенные в таблице 29.

Таблица 29.

<b>№</b>	<b>Сокращение</b>	<b>Описание сокращения</b>
1	АБ	Аккумуляторные батареи
2	АББМ	Аккумуляторные батареи большой мощности
3	АВР	Автоматический ввод резерва
4	АИС КУЭ	Автоматизированная измерительная система коммерческого учета электроэнергии
5	АПВ	Автоматическое повторное включение
6	АРМ	Автоматизированное рабочее место
7	АСТУ	Автоматизированные системы технологического управления
8	АСУ	Автоматизированная система управления
9	АСУЭ	Автоматизированная система учета электроэнергии
10	АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
11	Т	Трансформатор
12	АТС	Автоматическая телефонная станция
13	ВЛ	Воздушная линия
14	ВН	Высокое напряжение
15	ВОЛП	Волоконно-оптическая линия передачи

16	ВОЛС	Волоконно-оптические линии связи
17	ГИС (GIS)	Геоинформационная система
18	ДП	Диспетчерский пункт
19	ДЦ	Диспетчерский центр
20	ЗРУ	Закрытое распределительное устройство
21	ЗТП	Закрытая трансформаторная подстанция
22	ЗУ	Зарядное устройство
23	ИВК ВУ	Информационно-вычислительный комплекс верхнего уровня
24	ИВКЭ	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
25	ИИК	Информационно-измерительный комплекс
26	ИИС	Информационно-измерительная система
27	ИС	Информационная система
28	ИТ	Информационные технологии
29	ИТСО	Инженерно-технические средства охраны
30	КЛ	Кабельная линия
31	КЛС	Кабельная линия связи
32	КПЭ	Ключевой показатель эффективности
33	КРУ	Комплектные распределительные устройства
34	КРУН	Комплектное распределительное устройство наружного исполнения
35	КСО	Камеры сборные одностороннего обслуживания
36	КЭ	Качество электроэнергии
37	ЛЭП	Линии электропередачи
38	М/Д	Система естественного масляного охлаждения/масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла
39	НН	Низкое напряжение
40	НТД	Нормативно-техническая документация
41	ОКГТ	Оптический кабель, встроенный в грозозащитный трос
42	ОКНН	Оптический кабель неметаллический навивной, навиваемый на грозозащитный трос или фазный провод
43	ОКФП	Оптический кабель, встроенный в фазный провод
44	ОКСН	Оптический кабель самонесущий неметаллический
45	ОИУК	Оперативно-информационный управляющий комплекс
46	ОМП	Определение места повреждения
47	ОПН	Ограничители перенапряжений
48	ОРД	Организационно-распорядительные документы
49	РУ	Распределительное устройство - электроустановка для приема и распределения электрической энергии на одном напряжении, содержащая коммутационные аппараты и соединяющие их сборные шины (секции шин), устройства управления и защиты (ГОСТ 24291-90)
50	ОРУ	Открытое распределительное устройство — электрическое распределительное устройство, оборудование которого расположено на открытом воздухе (ГОСТ 24291-90)
51	ЗРУ	Закрытое распределительное устройство - электрическое устройство, оборудование которого расположено в

		помещении (ГОСТ 24291-90)
52	Ячейка РУ	Часть ПС (КРУ, РУ, ЗРУ, ОРУ), содержащая всю или часть коммутационной и (или) иной аппаратуры одного присоединения (ГОСТ 24291-90)
53	РЩ	Распределительный щит
54	ОСИ	Опорно-стержневые изоляторы
55	ПИР	Проектно-изыскательские работы
56	ПКЭ	Показатели качества электроэнергии
57	ПО	Программное обеспечение
58	ПО (РЭС)	Производственные отделения (районные электрические сети)
59	ПС	Подстанция комплектная трансформаторная ПС (КТП) — электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов, блоков (КРУ и КРУН) и других элементов, поставляемых в собранном или полностью подготовленном на заводе-изготовителе к сборке виде (ПУЭ, п. 4.2.10) по ГОСТ 19431-84 (ГОСТ 24291-90)
60	ПСД	Проектно-сметная документация
61	ПУЭ	Правила устройства электроустановок
62	РАС	Регистратор аварийных событий
63	РЗА	Релейная защита и автоматика
64	ЦП	Центр питания - РУ генераторного напряжения электростанций или РУ вторичного напряжения понизительной ПС 35-220 кВ энергосистемы, к которым присоединены и получают распределительные питание сети 10(6)(35) кВ сети данного района (ГОСТ 13109-97)
65	РП	Распределительный пункт - РУ 6-10 кВ с аппаратурой для управления его работой, не входящее в состав ПС (ГОСТ 242910-90) (по ПУЭ, п. 4.2.12) предназначенное для распределения электрической энергии внутри распределительной сети
66	РТП	Распределительная трансформаторная подстанция - электроустановка, в которой совмещены РП и ТП
67	БРП	Блочный распределительный пункт - это РУ 6-10 кВ с аппаратурой для управления его работой, не входящее в состав ПС (ГОСТ 242910-90) , (ПУЭ, п. 4.2.12) предназначенное для распределения электрической энергии внутри распределительной сети
68	БРТП	Блочная распределительная трансформаторная подстанция
69	БКТП	Блочная комплектная трансформаторная подстанция
70	КТП	Комплектная трансформаторная подстанция внутренней установки
71	КТПН	Комплектная трансформаторная подстанция наружной установки
72	ТП	Трансформаторная подстанция - электрическая подстанция, предназначенная для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения с помощью трансформаторов (ГОСТ 24291-90)
73	Способы присоединения	- тупиковые ПС (КТП) получают питание по одной или

	ПС (КТП)	<p>двум тупиковым ВЛ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ответвительные ПС (КТП) присоединяются ответвлением к одной или двум проходящим ВЛ с односторонним или двухсторонним питанием;</li> <li>- проходные ПС (КТП) включаются в рассечку одной или двух проходящих ВЛ с односторонним или двухсторонним питанием;</li> <li>- узловыe ПС (КТП) кроме питающих имеют отходящие радиальные или транзитные ВЛ</li> </ul>
74	РЩ	Распределительный щит
75	Электроустановка	Любое сочетание взаимосвязанного электрооборудования в пределах данного пространства или помещения (ГОСТ 30331.1-95, ГОСТ Р 50571.1-93)
76	СВТК	Система внутреннего технического контроля
77	СИ	Средства измерения
78	СИП	Самонесущие изолированные провода
79	СИПн	Самонесущие изолированные провода не распространяющие горение
80	СКУД	Системы контроля и управления доступом
81	СМиУКЭ	Система мониторинга и управления качеством электроэнергии
82	СМР	Строительно-монтажные работы
83	СНиП	Строительные нормы и правила
84	СОПТ	Система оперативного постоянного тока
85	СПЗ	Совмещенное производственное здание
86	ССПД	Система сбора и передачи данных
87	ССПИ	Система сбора и передачи информации
88	СТП	Столбовые трансформаторные подстанции
89	ТКЗ	Токи короткого замыкания
90	ТМ	Телемеханика
91	ТН	Трансформатор напряжения
92	ТОиР	Техническое обслуживание и ремонт
93	ТОУ	Токоограничивающее устройство
94	ТТ	Трансформатор тока
95	УРЗА	Устройство релейной защиты и автоматики
96	УСПД	Устройство сбора и передачи данных
97	ЦАТС	Центральный модуль системы АТС
98	ЦУС	Центр управления сетями
99	ШТИБП	Шкаф телекоммуникационный источника бесперебойного питания (аналогично Шкаф АИСДУ)
100	ЩСН	Щит собственных нужд
101	ЭСК	Электросетевой комплекс
102	ЭТЛ	Электротехническая лаборатория
103	ПЭС	Передвижные электростанции