

**ПОЛОЖЕНИЕ О ЕДИНОЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ
ПОЛИТИКЕ В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ
КОМПЛЕКСЕ ОАО «РОССЕТИ»**

(новая редакция)

Москва, 2013 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Введение.....	8
1.1. Стратегические цели Единой технической политики в электросетевом комплексе	9
1.2. Термины, определения и сокращения	11
1.3. Анализ текущего состояния объектов электросетевого комплекса 24	
1.3.1. Анализ состояния магистральных электрических сетей.....	24
1.3.2. Анализ состояния распределительных электрических сетей	26
2. Основные направления Единой технической политики в электросетевом комплексе	30
2.1. Развитие электросетевого комплекса	30
2.1.1. Общие требования к разработке схем развития электросетевого комплекса и схем выдачи мощности объектов генерации	31
2.1.2. Основные принципы развития электрических сетей.....	32
2.1.2.1. Планирование схемы развития ЕНЭС.....	32
2.1.2.2. Территориальные распределительные электрические сети....	34
2.1.3. Особенности развития электрических сетей мегаполисов	37
2.1.4. Требования по сетевому резервированию и применению автономных источников питания.....	39
2.1.5. Координация уровней токов короткого замыкания.....	40
2.2. Регулирование напряжения и потоков электроэнергии	41
2.3. Подстанции и распределительные устройства.....	42
2.3.1. Схемы электрические принципиальные распределительных устройств ПС.....	42
2.3.2. Проектные и строительные решения при новом строительстве, техническом перевооружении, реконструкции ПС.....	44
2.3.3. Основное оборудование.....	49
2.3.3.1. Силовые автотрансформаторы, трансформаторы и реакторы	49
2.3.3.2. Коммутационная аппаратура.....	52
2.3.3.3. Комплектные распределительные устройства	53
2.3.3.4. Токопроводы и ошиновка.....	54
2.3.3.5. Измерительные трансформаторы.....	54
2.3.3.6. Ограничители перенапряжений нелинейные	56
2.3.3.7. Устройства компенсации реактивной мощности.....	56
2.3.4. Собственные нужды.....	57
2.3.5. Организация системы питания оперативного тока.....	57
2.3.5.1. Общая часть.....	57
2.3.5.2. Оперативный ток на объектах ЕНЭС	58
2.3.5.3. Постоянный оперативный ток на объектах РСК.....	59
2.3.5.4. Выпрямленный оперативный ток	60
2.3.5.5. Переменный оперативный ток	60
2.3.6. Безопасность и антитеррористическая защищенность объектов электросетевого комплекса.....	61
2.3.6.1. Общие положения.....	61

2.3.6.2. Создание типовых интегрированных комплексов инженерно-технических средств охраны для обеспечения безопасности объектов распределительного сетевого комплекса	62
2.3.7. Диагностирование и диагностический мониторинг оборудования ПС	63
2.3.8. Электромагнитная совместимость и молниезащита.....	66
2.3.9. Релейная защита и автоматика.....	67
2.3.9.1. Общие положения.....	67
2.3.9.2. Особенности РЗА в распределительном электросетевом комплексе.....	71
2.3.9.3. Противоаварийная автоматика (ПА) в электросетевом комплексе.....	71
2.3.9.4. Развитие систем РЗА	73
2.3.10. Автоматизированная система управления технологическими процессами.....	74
2.3.10.1. АСУ ТП на ПС 220-750 кВ	74
2.3.10.2. АСУ ТП на ПС 35 и 110 кВ	77
2.3.11. Системы сбора и передачи информации.....	77
2.3.12. Система учета электрической энергии.....	79
2.3.13. Мониторинг и управление качеством электроэнергии	84
2.3.13.1. Мониторинг и управление качеством электроэнергии в ЕНЭС..	84
2.3.13.2. Мониторинг и управление качеством электроэнергии в сетях РСК	86
2.4. Воздушные линии электропередачи.....	88
2.4.1. Методические подходы при проектировании, обеспечивающие надёжность, долговечность, эффективность ВЛ и минимизацию воздействия на окружающую среду.....	89
2.4.2. Технологии производства строительно-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции ВЛ	90
2.4.3. Опоры.....	91
2.4.4. Фундаменты	93
2.4.5. Провода, грозозащитные тросы	94
2.4.6. Изоляторы и линейная арматура.....	95
2.4.7. Защита от грозовых перенапряжений	96
2.4.8. Линейное коммутационное оборудование 0,4-35 кВ	97
2.4.9. Защита ВЛ от гололедно-ветровых воздействий	97
2.4.10. Диагностирование и мониторинг ВЛ	98
2.5. Кабельные линии электропередачи	99
2.5.1. Технологии проектирования и производства строительно-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции КЛ.....	100
2.5.2. Кабели.....	101
2.5.3. Арматура кабелей высокого напряжения	102
2.5.4. Требования к применению экранов кабелей	102
2.5.5. Диагностирование и мониторинг КЛ	103

2.6. Ограничения по применению оборудования, технологий и материалов.....	103
2.7. Экологическая безопасность, охрана труда, пожарная и промышленная безопасность.....	106
2.7.1. Экологическая безопасность.....	106
2.7.2. Охрана труда.....	107
2.7.3. Пожарная безопасность.....	109
2.7.4. Промышленная безопасность.....	112
2.8. Оперативно - технологическое управление.....	114
2.9. Автоматизированные системы управления.....	116
2.9.1. Корпоративная информационная система управления.....	116
2.9.1.1. Общие положения.....	116
2.9.1.2. Цели и задачи КИСУ.....	116
2.9.1.3. Базовые принципы построения КИСУ.....	116
2.9.1.4. Основные бизнес-приложения и сервисы КИСУ.....	117
2.9.1.5. Общая характеристика и назначение АСТУ.....	118
2.9.1.6. Функциональная архитектура АСТУ.....	120
2.9.1.7. Общие принципы построения АСТУ.....	122
2.9.1.8. Взаимодействие АСТУ со смежными информационными системами.....	123
2.10. Единая технологическая сеть связи электроэнергетики.....	124
2.10.1. Общие положения.....	124
2.10.2. Цели и задачи Единой технической политики в области ЕТССЭ	124
2.10.3. Принципы создания и развития ЕТССЭ.....	125
2.10.4. Основные требования к услугам ЕТССЭ.....	126
2.10.5. Структура и состав сетей ЕТССЭ.....	127
2.10.5.1. ЕЦССЭ.....	128
2.10.5.2. Линии связи КЛС и РРЛ.....	129
2.10.5.3. ВОЛС.....	129
2.10.5.4. Системы высокочастотной связи по ВЛ.....	132
2.10.5.5. Сеть подвижной радиосвязи.....	133
2.10.5.6. Сеть спутниковой связи (ССС).....	134
2.10.5.7. Сеть телефонной связи.....	134
2.10.5.8. Сеть передачи данных.....	135
2.10.5.9. Сеть видеоконференцсвязи.....	135
2.10.5.10. Система управления ЕТССЭ.....	136
2.10.5.11. Сеть тактовой сетевой синхронизации (ТСС).....	138
2.11. Информационная безопасность.....	139
2.11.1. Цели и задачи Единой технической политики в области обеспечения информационной безопасности.....	139
2.11.2. Защита информационно-телекоммуникационной и технологической инфраструктуры.....	139
2.11.3. Защита автоматизированных систем технологического управления	

2.11.4. Управление доступом к корпоративным информационным ресурсам.....	142
2.11.5. Организация процесса аудита информационной безопасности ...	143
2.12. Метрологическое обеспечение	143
2.13. Эксплуатация оборудования электросетевого комплекса	145
2.14. Техническое обслуживание и ремонт	147
2.15. Технические средства подготовки производственного персонала 149	
2.16. Перспективные технологии.....	150
2.16.1. Оборудование на основе явления сверхпроводимости	150
2.16.2. Активно-адаптивная сеть.....	151
2.16.3. Цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения 155	
2.16.4. Создание автоматизированных подстанций без обслуживающего персонала	156
2.16.5. Цифровые подстанции (ЦПС)	157
2.16.6. Тросовые системы молниеотводов для защиты ПС от грозовых воздействий	159
2.16.7. Мобильные ПС до 110 кВ.....	159
2.16.8. Модульные ПС до 110 кВ	159
2.16.9. Комбинированные изоляторы-разрядники	160
2.16.10. Аккумуляторные батареи большой мощности и накопители электроэнергии.....	160
2.16.11. Перспективные методы диагностирования оборудования ...	161
2.17. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности 162	
2.18. Защита интеллектуальной собственности	163
3. <i>Показатели прогрессивности технических решений, реализуемых в проектах нового строительства, технического перевооружения и реконструкции, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонтах</i> 164	
4. <i>Реализация Единой технической политики в электросетевом комплексе</i>	176
4.1. Новое строительство и реконструкция электросетевого комплекса 176	
4.1.1. Инвестиционные программы организаций электросетевого комплекса.....	176
4.1.1.1. Долгосрочная инвестиционная программа ОАО «ФСК ЕЭС» 176	
4.1.1.2. Долгосрочная инвестиционная программа предприятий электросетевого комплекса.....	177
4.1.1.3. Реновация основных фондов	177
4.1.2. Реализация технической политики при проектировании объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции 178	

4.2. Обеспечение надежности в условиях истощения ресурса оборудования электросетевого комплекса.....	179
4.3. Повышение эффективности эксплуатации и технического обслуживания электросетевого комплекса	180
4.4. Внедрение инновационных технологий и оборудования	181
4.4.1. Разработка и создание инновационных технологий и оборудования	181
4.4.2. Перспективное развитие, совершенствование оперативно-технологического управления и повышение надежности электрических сетей	182
4.4.3. Совершенствование технического обслуживания и ремонта.....	184
4.4.4. Повышение эффективности системы управления охраной труда	185
4.5. Пилотное внедрение инновационных видов электротехнического оборудования на электросетевых объектах	185
5. <i>Управление Единой технической политикой в электросетевом комплексе</i>	187
5.1. Органы управления Единой технической политикой в электросетевом комплексе	187
5.2. Аттестация оборудования, технологий, материалов и систем	187
5.3. Совершенствование нормативно-технического обеспечения электросетевого комплекса.....	189
5.3.1. Цели и задачи	189
5.3.2. Структура нормативно-технической базы.....	189
5.3.3. Требования к порядку разработки и пересмотра нормативно-технических документов	190
5.4. Организация закупок материально-технических ресурсов и оборудования, работ и услуг.....	190
5.5. Контроль за реализацией Единой технической политики в электросетевом комплексе и ее актуализация	191

1. Введение

Настоящее «Положение о Единой технической политике в электросетевом комплексе ОАО «Россети» (далее - Положение) является внутренним документом ОАО «Россети» (далее - Общество), разработано в соответствии с действующим законодательством и является основополагающим документом, рекомендованным для применения в деятельности дочерних и зависимых обществ ОАО «Россети» (далее - ДЗО), осуществляющих деятельность по передаче и распределению электрической энергии.

Соблюдение требований Положения является обязательным для структурных подразделений Общества участвующих в процессе обеспечения повышения надежности и эффективной эксплуатации объектов электросетевого комплекса ДЗО ОАО «Россети», осуществляющих деятельность по передаче и распределению электрической энергии.

В отношении ДЗО настоящее Положение, как внутренний документ Общества, носит информационный (методологический) характер в части общего описания механизма взаимодействия Общества и ДЗО и рекомендуются к применению ДЗО, а также для третьих лиц, привлекаемых на договорной основе для целей выполнения работ (услуг, поставок) на объектах электросетевого комплекса ДЗО (в том числе, путем включения требований Положения в заключаемые договоры).

Настоящее Положение определяет совокупность взаимосвязанных технических требований, дополняющих действующие нормативные документы, акцентирует внимание на наиболее прогрессивных технических решениях, задает перечень и границы применения тех или иных технических решений, оборудования и технологий, направленных на повышение технического уровня процессов передачи, преобразования и распределения электроэнергии, процессов управления, эксплуатации и развития электросетевого комплекса Общества .

На основе требований Положения в Обществе должен быть разработан комплекс нормативно-технической документации (стандарты организации, регламенты, нормы и правила), определяющий приоритеты и правила применения технических решений Положения в ходе эксплуатации электросетевых объектов, реализации программ нового строительства, комплексного технического перевооружения и реконструкции объектов электросетевого комплекса Общества , а также при инновационном и перспективном развитии электросетевых компаний.

Перечень документов (концепции, программы, регламенты, стандарты организации и пр.), дополняющих или разъясняющих требования Положения, приведен в разделе «Список использованных в данном Положении документов».

Срок действия Положения - до 2018 года.

Настоящее Положение утверждается и может быть скорректировано либо досрочно отменено по решению Совета директоров ОАО «Россети».

1.1. Стратегические цели Единой технической политики в электросетевом комплексе

Цель Единой технической политики в электросетевом комплексе заключается в определении основных технических направлений, обеспечивающих повышение надежности и эффективности функционирования электросетевого комплекса в краткосрочной и среднесрочной перспективе при надлежащей промышленной и экологической безопасности на основе инновационных принципов развития, обеспечивающих недискриминационный доступ к электрическим сетям всем участникам рынка.

Основные задачи Единой технической политики в электросетевом комплексе :

- 1) Повышение готовности электрических сетей к передаче и распределению электрической энергии для обеспечения надежного снабжения электрической энергией потребителей, функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии, параллельной работы ЕЭС России и электроэнергетических систем иностранных государств.
- 2) Обеспечение выдачи мощности объектов по производству электрической энергии в сеть.
- 3) Создание условий для присоединения к электрической сети участников оптового и розничных рынков на условиях недискриминационного доступа к электрическим сетям при наличии технической возможности для этого и соблюдении ими установленных правил доступа.
- 4) Повышение эффективности и развитие системы диагностики объектов и использование ее результатов в алгоритмах функционирования автоматических систем режимного и противоаварийного управления.
- 5) Развитие структуры оперативно-технологического управления объектами, а также участие в управлении режимами работы гибких элементов сетевой инфраструктуры и потребителей электроэнергии.
- 6) Развитие информационной и телекоммуникационной инфраструктуры, повышение наблюдаемости электрической сети и качества информационного обмена с ОАО «СО ЕЭС» и другими субъектами оптового и розничных рынков электроэнергии.
- 7) Сокращение капиталовложений и эксплуатационных издержек в объекты за счет оптимизации технических решений при разработке проектной документации, применения современных видов оборудования, строительных конструкций, сокращения площадей, занимаемых объектами электросетевого хозяйства.
- 8) Повышение энергоэффективности применяемых технологий, оборудования, материалов, систем, формирование программы энергосбережения и сокращение технологических потерь электрической энергии в электрических сетях.
- 9) Преодоление тенденции старения основных фондов электрических сетей и электросетевого оборудования путем их модернизации, оптимизации работ по их реконструкции и техническому перевооружению, а также за счет применения оборудования с увеличенным жизненным циклом.
- 10) Автоматизация ПС, внедрение и развитие современных систем контроля технического состояния, автоматической диагностики и мониторинга

технологического оборудования, систем релейной защиты и противоаварийной автоматики, систем связи, инженерных систем, коммерческого и технического учета электроэнергии; переход к созданию цифровых ПС без постоянного оперативного персонала.

- 11) Совершенствование технологий эксплуатации, технического обслуживания и ремонта. Обеспечение профессиональной подготовки эксплуатационного и ремонтного персонала с учетом внедрения новых технологий и инновационного оборудования.
- 12) Минимизация воздействия на окружающую среду при новом строительстве, реконструкции, эксплуатации и ремонте объектов.
- 13) Формирование стимулов для развития на территории Российской Федерации производства современных видов оборудования, строительных конструкций, а также роста научно-технического и проектного потенциалов.

1.2. Термины, определения и сокращения

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)	Иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность метрологически аттестованных измерительно-информационных комплексов точек измерений, информационно-вычислительных комплексов электроустановок на уровне подстанций, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, и выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом в автоматизированном режиме, получению данных от смежных контрагентов, а также позволяющих производить достоверизацию данных приборов учета, формирования балансов электроэнергии в электросетевом комплексе различной степени детализации, проведение расчетов со смежными участниками ОРЭМ, РРЭМ и ОАО «АТС».
Автоматизированная система управления технологическими процессам (АСУ ТП) ПС	Программно-технический комплекс средств автоматизации ПС, интегрирующий в своем составе подсистемы сбора и передачи информации о параметрах работы оборудования и устройств ПС, диагностики и мониторинга технологического оборудования, РЗА, инженерных систем, управления оборудованием и устройствами с целью реализации задач управления технологическими процессами ПС в полном объеме.
Автоматизированная система технологического управления (АСТУ)	Комплекс средств автоматизации задач оперативно-технологического и производственно-технического диспетчерского управления объектами электрических сетей, обеспечивающий решение задач автоматизации процессов сбора и передачи технологической информации с уровня ПС, управления оборудованием и проведением работ по техническому обслуживанию и ремонтам (ТОиР), анализа технического состояния оборудования на базе современных программно-технических средств автоматизации, вычислительной техники и информационных технологий.

Аттестация оборудования, технологий, материалов и систем	Оценка соответствия функциональных показателей предлагаемого к использованию на объектах электросетевого хозяйства оборудования, технологий, материалов и систем требованиям стандартов, корпоративных нормативно-технических документов, дополнительным требованиям электросетевого комплекса , а также условиям применения и возможности его использования на объектах электросетевого хозяйства.
Аттестационная комиссия	Группа специалистов в составе представителей исполнительного аппарата, филиалов, дочерних и зависимых обществ ОАО «Россети» и экспертов - представителей научно-исследовательских, проектных и других организаций, привлеченных для проведения аттестации.
Безопасность дорожного движения	Состояние данного процесса, отражающее степень защищенности его участников от дорожно-транспортных происшествий и их последствий.
Воздушная линия электропередачи (ВЛ)	Устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изолирующих конструкций и арматуры к опорам, несущим конструкциям, кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях.
Граница балансовой принадлежности	Линия раздела объектов электроэнергетики между владельцами по признаку собственности или владения на ином предусмотренном федеральными законами основании, определяющая границу эксплуатационной ответственности между сетевой организацией и потребителем услуг по передаче электрической энергии (потребителем электрической энергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по передаче электрической энергии) за состояние и обслуживание электроустановок.
Граница эксплуатационной ответственности	Линия раздела объектов электросетевого хозяйства между сетевой организацией и потребителем услуг по передаче электрической энергии (потребителем электрической энергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по передаче электрической энергии) по принципу ответственности за состояние и обслуживание электроустановок.
Диагностика	Комплекс программно-инструментальных и организационных мероприятий по определению технического состояния объекта.

Диагностирование	Процесс определения технического состояния оборудования с поиском места и причин возникновения дефекта и вероятностным прогнозом дальнейшей работоспособности оборудования.
Доступ к информации	Возможность получения информации и ее использования.
Единая технологическая сеть связи электроэнергетики (ЕТССЭ)	Совокупность средств, узлов и линий связи, объединенных общими техническими, технологическими и организационными принципами, предназначенных для обеспечения управления технологическими процессами в производстве, передаче и распределении электроэнергии, диспетчерского управления и производственной деятельности электроэнергетики.
Единая национальная сеть (ЕНЭС)	Комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам электроэнергетики и обеспечивающих устойчивое снабжение электрической энергией потребителей, функционирование оптового рынка, а также параллельную работу российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств;
Единая энергосистема (ЕЭС)	Совокупность производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, связанных единым процессом производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
Заключение аттестационной комиссии	Документ, подтверждающий возможность применения аттестуемого оборудования на объектах электросетевого хозяйства.
Защита информации	Деятельность, направленная на предотвращение утечки защищаемой информации, несанкционированных и непреднамеренных воздействий на защищаемую информацию.

Измерительно-информационный комплекс точки измерений (ИИК)	Функционально объединенная и территориально локализованная совокупность метрологически аттестованных программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии. Измерительно-информационный комплекс точки измерений является сложным измерительным каналом, представляющим собой совокупность нескольких простых измерительных каналов, сигналы с выхода которых используются для получения результата косвенных, совокупных или совместных измерений.
Инновация	Конечный результат инновационной деятельности, получивший воплощение в виде нового или усовершенствованного продукта (товара, работы, услуги), производственного процесса, нового маркетингового метода или организационного метода в ведении бизнеса, организации рабочих мест или во внешних связях.
Интеллектуальная собственность	Результаты интеллектуальной деятельности и приравненные к ним средства индивидуализации юридических лиц, товаров, работ, услуг и предприятий, которым предоставляется правовая охрана.
Информационно-вычислительный комплекс (ИВК)	Совокупность функционально объединенных метрологически аттестованных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИВКЭ и ИИК субъекта ОРЭ, их агрегирование, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.
Информационные технологии	Процессы, методы поиска, сбора, хранения, обработки, предоставления, распространения информации и способы осуществления таких процессов и методов.
Информационно-телекоммуникационная сеть	Технологическая система, предназначенная для передачи по линиям связи информации, доступ к которой осуществляется с использованием средств вычислительной техники.

Информационная система	Совокупность содержащейся в базах данных информации и обеспечивающих ее обработку информационных технологий и технических средств.
Кабельная линия электропередачи (КЛ)	Линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями с кабельной арматурой, уложенными непосредственно в землю, кабельные каналы, коллекторы, трубы, на кабельные конструкции.
Конфиденциальность информации	Обязательное для выполнения лицом, получившим доступ к определенной информации, требование не передавать такую информацию третьим лицам без согласия ее обладателя.
Корпоративная информационная система управления (КИСУ)	Совокупность информационных систем электрических сетей, методологически и технически объединенных друг с другом специальными программными технологиями интеграции, предназначенная для повышения эффективности деятельности компании.
Линия электропередачи (ЛЭП)	Электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов, несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами ЭЭС с возможным промежуточным отбором.
Мегаполис	Наиболее крупная форма расселения, образующаяся при срастании большого количества соседних городских агломераций, отличающаяся развитой транспортной системой, плотной застройкой и численностью населения превышающей 1 миллион человек.
Метрологическое обеспечение измерений	Установление и применение научных и организационных основ, технических средств, правил и норм, необходимых для достижения требуемой точности измерений.
Модернизация оборудования	Комплекс мероприятий по усовершенствованию действующего электротехнического оборудования путем замены конструктивно измененных базовых узлов основного и вспомогательного оборудования, повышающих надежность, срок службы, мощность, производительность (пропускную способность) установок в целом.
Мониторинг	Непрерывный контроль параметров объекта с применением автоматизированных систем, обеспечивающих сбор, хранение и обработку информации в режиме реального времени с оценкой состояния оборудования.

Несанкционированный доступ к информации	Доступ к информации, нарушающий правила разграничения доступа с использованием штатных средств, предоставляемых средствами вычислительной техники или автоматизированными системами.
Научно-исследовательская опытно-конструкторская работа	Научно-исследовательские, опытно-конструкторские и технологические работы, направленные на получение новых знаний и их практическое применение при создании нового оборудования, технологий и материалов.
Новое строительство	Строительство электросетевых объектов в целях создания новых производственных мощностей, осуществляемое на специально отведенных земельных участках.
Обеспечение безопасности дорожного движения	Деятельность, направленная на предупреждение причин возникновения дорожно-транспортных происшествий, снижение тяжести их последствий.
Объединенная энергосистема (ОЭС)	Совокупность нескольких территориальных энергосистем
Оперативно-диспетчерское управление	Комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, если эти объекты и устройства влияют на электроэнергетический режим работы энергетической системы и включены соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в перечень объектов, подлежащих такому управлению.
Оперативно-технологическое управление	Комплекс мер по управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, если эти объекты и устройства не включены субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в перечень объектов, в отношении которых осуществляется выдача оперативных диспетчерских команд и распоряжений;
Оптовый рынок электрической энергии (мощности) (ОРЭМ)	сфера обращения особых товаров - электрической энергии и мощности в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии и мощности, а также иных лиц, получивших статус субъекта оптового рынка и действующих на основе правил оптового рынка.

Пилотный проект	Проект, в составе которого предусмотрено применение инновационных технических решений (новой техники, систем управления, защиты и диагностики и т.д.), с целью их апробации на конкретном объекте.
Прибор учёта электрической энергии	Средство измерений количества электрической энергии (активной и/или реактивной), соответствующее требованиям нормативных правовых актов Российской Федерации по учету электрической энергии.
Проектная документация	Материалы в текстовой форме и в виде карт (схем) и определяющую архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения для обеспечения строительства, реконструкции объектов капитального строительства, их частей, капитального ремонта.
Распределительный пункт	Устройство, в котором установлены аппараты защиты и коммутационные аппараты (или только аппараты защиты) для отдельных электроприемников или их групп (электродвигателей, групповых щитков).
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) восстановления указанных элементов.
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.
Релейная защита и автоматика (РЗА)	Релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов и технологическая автоматика объектов электроэнергетики.
Система защиты информации	Совокупность программных и технических средств защиты информации и средств контроля эффективности защиты информации.

Система обеспечения информационной безопасности	Совокупность систем защиты информации и комплекс поддерживающих её организационных и технических мер противодействия угрозам.
Система управления качеством электроэнергии	Совокупность технических и организационных средств и мероприятий, направленных на контроль и достижение оптимальных нормируемых параметров качества электроэнергии.
Средство измерений	Техническое средство, предназначенное для измерений/преобразований, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и/или хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменной (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени.
Техническая политика	Система целей, способов и форм воздействия, направленных на получение совокупности новых технических решений, обеспечивающих повышение эффективности, надежности, технического уровня и промышленной безопасности, создание и освоение новых технологий и техники передачи и распределения электроэнергии.
Техническое обслуживание	Комплекс работ, направленных на поддержание работоспособности или исправного состояния оборудования, конструкций и устройств, их надежной, безопасной и экономичной эксплуатации, проводимых с определенной периодичностью и последовательностью.
Техническое перевооружение	Комплекс работ на действующих объектах электрических сетей, направленный на повышение их технико-экономического уровня. Техническое перевооружение состоит в замене морально и физически устаревшего оборудования, конструкций и материалов новыми, более совершенными, с оптимизацией схем и компоновок и внедрение автоматизированных и автоматических систем управления и контроля и других современных средств управления производственным процессом, совершенствовании подсобного и вспомогательного хозяйства объекта в пределах ранее выделенных земельных участков. Комплексное техническое перевооружение - полное или частичное обновление элементов объекта.

Технический регламент	Документ, который принят международным договором Российской Федерации, ратифицированным в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, или межправительственным соглашением, заключенным в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, или федеральным законом, или указом Президента Российской Федерации, или постановлением Правительства Российской Федерации, или нормативным правовым актом федерального органа исполнительной власти по техническому регулированию и устанавливает обязательные для применения и исполнения требования к объектам технического регулирования (продукции, в том числе зданиям, строениям и сооружениям или к связанным с требованиями к продукции процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации).
Техническое регулирование	Правовое регулирование отношений в области установления, применения и исполнения обязательных требований к продукции или к связанным с ними процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, а также в области установления и применения на добровольной основе требований к продукции, процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнению работ или оказанию услуг и правовое регулирование отношений в области оценки соответствия.
Управление ресурсом оборудования	Обеспечение облегченных режимов работы оборудования и проведение своевременных профилактических ремонтов по результатам диагностирования и мониторинга на период до планового ремонта.
Устройство преднамеренной Неодновременной коммутации полюсов (УПНКП)	Контроллер, предназначенный для выполнения коммутации полюсов выключателя с преднамеренной задержкой (задержками) между коммутациями каждого полюса, трехполюсного комплекта выключателя с целью их коммутации в наперед заданные моменты времени по отношению к фазе тока или напряжения промышленной частоты.

Центр питания	Распределительное устройство вторичного напряжения понижающей подстанции энергосистемы, имеющей устройство для регулирования напряжения, к которому присоединены электрические сети конкретного энергорайона.
Эксплуатация	Комплекс работ по ведению требуемого режима работы оборудования, производству переключений, осмотров, диагностированию технического состояния оборудования, подготовки его к производству ремонта, технического обслуживания, выполняемых специально подготовленным и допущенным персоналом, контролю за соблюдением на объектах стандартов, норм, правил, инструкций, организации устранения отклонений от НТД и причин их вызывающих, планированию и приемке результатов технического обслуживания, ремонтов, модернизации, технического перевооружения, реконструкции и развития электрических сетей.
Электрическая подстанция (ПС)	Электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электрической энергии.
Электрическая сеть	Совокупность электрических ПС, распределительных устройств и соединяющих их ЛЭП, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии.
Электросетевые конструкции	Строительные конструкции, входящие в состав действующей электроустановки, на которых располагается электротехническое оборудование.
Электроустановка	Совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, передачи, распределения и преобразования электрической энергии в т.ч. в другие виды энергии.
Электроэнергетическая система (ЭЭС)	Электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электрической энергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.
Энергетическая система (энергосистема)	Совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режимов в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

Энергетическая эффективность передачи электроэнергии	Количественная оценка эффективности процесса передачи электроэнергии, характеризующая уровень технологии, используемой для преобразования и сохранения параметров источника энергии.
Энергосбережение	Реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг).
Электросетевой комплекс (ЭСК)	Совокупность объектов электросетевого хозяйства, включая объекты ЕНЭС и территориальные распределительные сети.
Эффективность	Отношение затраченных ресурсов к полученным результатам. Приоритетной (основной) оценкой эффективности является снижение удельных затрат и минимизация совокупной стоимости владения в течении жизненного цикла.

Список сокращений

ААС	- активно-адаптивная сеть;
АВР	- автоматический ввод резерва (резервного питания);
АИИС КУЭ	- автоматизированная информационно-измерительная система контроля и учета электрической энергии;
АО-энерго	- акционерное общество энергетики и электрификации;
АПВ	- автоматическое повторное включение;
АРМ	- автоматизированное рабочее место;
АСДУ	- автоматизированная система диспетчерского управления;
АСТУ	- автоматизированные системы технологического управления;
АСУ	- автоматизированная система управления;
АСУТП	- автоматизированная система управления технологическими процессами;
АТ/Т	- автотрансформатор/трансформатор;
БСК	- батарея статических конденсаторов;
ВДТ	- вольтодобавочный трансформатор;
ВЛ	- воздушная линия электропередачи;
ВЛЗ	- воздушная линия с защищенными проводами;
ВЛИ	- воздушная линия с самонесущими изолированными проводами;
ВН	- высшее напряжение;
ВТСП	- высокотемпературная сверхпроводимость;
ДГР	- дугогасящий реактор;
ДГУ	- дизель-генераторная установка;
ДЗО	- дочернее и зависимое общество (МРСК/РСК), осуществляющее деятельность по передаче и распределению электрической энергии, акциями которого владеет ОАО «Россети»;
ЕТССЭ	
ЗРУ	- закрытое распределительное устройство;

ЗТП	- закрытая трансформаторная подстанция;
ЗУ	- заземляющее устройство;
ИС	- измерительная система (информационно-измерительная система);
ИТКИ	- информационно-телекоммуникационная система;
ИЭС	- интеллектуальная энергосистема;
КА	- коммутационный аппарат;
КВЛ	- кабельно-воздушная линия;
КИСУ	- корпоративная информационная система управления;
КЛ	- кабельная линия электропередачи;
КРУ	- комплектное распределительное устройство;
КРУЭ	- комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
КСО	- комплектные стационарные распределительные устройства одностороннего обслуживания;
КТП	- комплектная трансформаторная подстанция;
ЛЭП	- линия электропередачи;
МДП	- максимально допустимый переток;
МРСК	Межрегиональная распределительная сетевая компания (ДЗО ОАО «Россети»)
МТП	- мачтовая трансформаторная подстанция;
МЭК	- Международная электротехническая комиссия;
НИОКР	- научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
НН	- низшее напряжение;
НПА	- нормативные правовые акты;
НТД	- нормативно-технический документ;
ОД	- отделитель;
ОДУ	- оперативное диспетчерское управление в электроэнергетике;
ОЗЗ	- однофазное замыкание на землю;
ОПН	- ограничитель перенапряжения нелинейный;
ОРД	- организационно-распорядительный документ;
ОРУ	- открытое распределительное устройство;
ОСИ	- опорно-стержневая изоляция;
ОЭС	- объединенная энергетическая система;
ПИН	- присоединение измерения напряжения;
ПТК	- программно-технический комплекс;
РАН	- Российская Академия Наук;
РАСП	- регистрация аварийных событий и процессов;
РД	- руководящий документ;
РЗ	- релейная защита;
РЗА	- релейная защита и автоматика;
РКУ	- расчетные климатические условия;
РП	- распределительный пункт;
РПН	- регулирование напряжения под нагрузкой;
РРЛ	- радио релейная линия;
РТП	- расширение, реконструкция и техническое перевооружение;
РС	- распределительная электрическая сеть;
РСК	- распределительная сетевая компания (ДЗО ОАО «Россети»);
РТП	- распределительная трансформаторная подстанция;
РУ	- распределительное устройство;
РЭС	- район электрических сетей;
ПА	- противоаварийная автоматика;
ПБВ	- переключение ответвлений без возбуждения;

ПС	- подстанция;
ПТЭ	- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
ПУЭ	- Правила устройства электроустановок;
СЗА	- степень загрязненности атмосферы;
СИ	- средство измерений;
СИП	- самонесущий изолированный провод;
СМР	- строительно-монтажные работы;
СН	- среднее напряжение;
СМ	- система мониторинга;
СПЗ	- совмещенное производственное здание;
СПЭ	- сшитый полиэтилен;
СТО	- стандарт организации;
СУР	- система управления рисками;
ТН	- трансформатор напряжения;
ТОиР	- техническое обслуживание и ремонт;
ТП	- трансформаторная подстанция;
ТСН	- трансформатор собственных нужд;
ТТ	- трансформатор тока;
ТЭО	- технико-экономическое обоснование;
УКВ	- ультракороткие волны (радиоволны);
УПНКП	- устройство преднамеренной неодновременной коммутации полюсов;
УРОВ	- устройство резервирования при отказе выключателя;
УШР	- управляемый шунтирующий реактор;
ЦП	- центр питания (понижающая подстанция) напряжением 35-110 (220)/ 6-20 кВ;
ШР	- шунтирующий реактор;
ЭМС	- электромагнитная совместимость;
ЭСК	- электросетевой комплекс.

Для обозначения обязательности выполнения технических требований в Положении применяются понятия «должен», «следует», «необходимо» и производные от них. Требования обязательности не распространяются на правовую самостоятельность органов управления ДЗО при принятии ими решений в рамках их компетенции в соответствии с действующим законодательством и уставами ДЗО.

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

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.).

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

При выборе рациональных размеров и норм необходимо учитывать опыт эксплуатации и монтажа, требования электрической и экологической безопасности.

1.3. Анализ текущего состояния объектов электросетевого комплекса

1.3.1. Анализ состояния магистральных электрических сетей

На 01.01.2012 года общая протяжённость воздушных и кабельных линий электропередачи магистрального электросетевого комплекса (ОАО «ФСК ЕЭС») напряжением до 1150 кВ (в т.ч. арендуемых) составляет **123724,59 км**, в том числе:

- линий напряжением 1150 кВ - 947,10 км;
- линий напряжением 750 кВ - 3428,04 км (в т.ч. ВЛ-800 кВ);
- линий напряжением 500 кВ - 36710,46 км (в т.ч. ВЛ-400 кВ);
- линий напряжением 330 кВ - 10114,09 км;
- линий напряжением 220 кВ - 70593,64 км;
- линий напряжением 110 кВ - 1341,44 км (в т.ч. ВЛ-150 кВ);
- линий напряжением 0,4 - 35 кВ - 589,82 км.

Общее количество трансформаторных подстанций и распределительных пунктов напряжением 35 кВ и выше, находящихся в эксплуатации (в т.ч. арендуемых), составляет **830 ед.**, в том числе:

- напряжением 1150 кВ - 3 ед.;
- напряжением 750 кВ - 8 ед.;
- напряжением 500 кВ - 106 ед. (в т.ч. 1 ед. ПС 400 кВ);
- напряжением 330 кВ - 64 ед.;
- напряжением 220 кВ - 606 ед.;
- напряжением 35-110 кВ - 43 ед.

Состояние производственных активов сетей ЕНЭС характеризуется следующим объемом оборудования со сверхнормативным (более 25 лет) сроком службы: 58% для ПС и 75% для ЛЭП, при этом доля оборудования, находящегося в эксплуатации более 35 лет для ПС и более 40 лет для ЛЭП, составляет 25% и 31% соответственно.

По состоянию на 01.01.2012 доля ЛЭП, находящихся в эксплуатации более 25 лет, в разрезе классов напряжения составила:

- ЛЭП 1150 кВ - 0 %;
- ЛЭП 750 кВ - 68 %;
- ЛЭП 500 кВ - 66 %;
- ЛЭП 330 кВ - 77 %;
- ЛЭП 220 кВ - 81 %;
- ЛЭП 110 кВ и ниже - 72 %.

По состоянию на 01.01.2012 доля основного оборудования ПС, находящегося в эксплуатации более 25 лет, в разрезе классов напряжения составила:

- ПС 1150 кВ - 43 %;
- ПС 750 кВ - 44 %;
- ПС 500 кВ - 47 %;
- ПС 330 кВ - 52 %;
- ПС 220 кВ - 66 %;
- ПС 110 кВ и ниже - 48 %.

В связи с требованиями действующей нормативно-технической документации в электросетевом комплексе, с момента утверждения данной технической политики, устанавливается единый нормативный срок службы

оборудования ПС и ЛЭП магистрального и распределительного электросетевого комплекса - 30 лет.

По итогам формирования балансов электрической энергии в сетях ЕНЭС за 2011 год величина потерь электроэнергии в сети ЕНЭС, отнесенная к сальдированному отпуску электроэнергии из сети ЕНЭС в сети распределительных сетевых компаний, потребителей и независимых АО-энерго, составила 4,65%.

Структура фактических потерь электроэнергии в сетях ЕНЭС по итогам 2011 года следующая:

- условно-постоянные потери электроэнергии в сети ЕНЭС составили 41,1% от общего объема потерь электроэнергии в сети ЕНЭС;

- нагрузочные (переменные) потери электроэнергии в сети ЕНЭС составили 58,9% от общего объема потерь электроэнергии в сети ЕНЭС.

Установленное на объектах ЕНЭС основное электротехническое оборудование, функционирующее в непрерывном производственном цикле, определяющее надежность и экономичность работы, изготовлено, в основном, в пятидесятые-семидесятые годы прошедшего столетия и уступает современным разработкам по техническим характеристикам, массогабаритным показателям и показателям надежности, требует периодического, возрастающего по объемам с ростом срока службы ремонтного обслуживания.

Автоматизация технологических процессов 01.01.2012 года выполнена на 94 ПС, в стадии выполнения находятся еще 25 ПС. Поэтому основная схема организации эксплуатации ориентирована, прежде всего, на круглосуточное пребывание на них обслуживающего (оперативного) персонала, контролирующего состояние объекта и выполняющего оперативные переключения.

На объектах ЕНЭС преобладает парк морально и физически устаревшей аппаратуры сбора и передачи телеинформации.

На 01.01.2012 на ПС ЕНЭС установлено 584 тыс. устройств релейной защиты и автоматики. Из них: 254 тыс. составляют устройства релейной защиты, 39 тыс. – устройства сетевой автоматики, 16 тыс. - устройства противоаварийной автоматики, 275 тыс. - устройства технологической автоматики. В основном все устройства выполнены на электромеханической базе.

Находящиеся в эксплуатации микропроцессорные устройства релейной защиты, сетевой автоматики и противоаварийной автоматики на ПС ЕНЭС составляют 15% от общего количества.

Существующие в настоящее время на ПС ОАО «ФСК ЕЭС» автоматизированные системы учета электроэнергии в основном соответствуют техническим требованиям оптового рынка электроэнергии, за исключением метрологических характеристик измерительных трансформаторов. Класс точности 20% измерительных трансформаторов тока и напряжения не соответствует нормативным документам, порядка 10 % измерительных трансформаторов тока и напряжения требуют замены по итогам поверки.

Механизация ремонтов и технического обслуживания линий электропередачи, оборудования и устройств подстанций осуществляется с использованием транспортных и технических средств общего и специального назначения, строительных машин и механизмов. По состоянию на 01.01.2012 в ОАО «ФСК ЕЭС» в наличии имеется 4 906 ед. авто- и спецтехники. Из них отработало 10 и более лет 1 192 ед., что составляет 24,3% парка. Для обеспечения

надежной работы ЕНЭС ежегодно с 2010 года обновляется парк машин и механизмов, для чего в инвестиционной программе по проекту «Оснащение авто-, спецтехникой и средствами механизации филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» запланировано выделение средств до 2020 года.

В 2011 году было отмечено снижение средней удельной аварийности по ОАО «ФСК ЕЭС», что в первую очередь обусловлено значительным уменьшением количества технологических нарушений из-за недостатков эксплуатации и ремонта высоковольтных выключателей, устройств РЗА и повреждений ОСИ.

Наиболее часто встречающимися причинами повреждений оборудования подстанций являются износ оборудования, недостатки эксплуатации и ремонтов, а также дефекты изготовления оборудования.

Основные причины повреждения линий электропередачи – грозовые отключения, загрязнение изоляции, воздействие сторонних лиц и организаций, пожары. Также остается стабильно высоким количество технологических нарушений из-за падения боковых деревьев. В 2010-2011 годах значение данного показателя обусловлено ростом числа технологических нарушений, связанных с валкой деревьев на провода ВЛ при организации и выполнении целевых программ по расширению просек ВЛ.

Реформирование электроэнергетики оказало значительное влияние на функционирование ЕТССЭ. Существовавшая в рамках РАО «ЕЭС России» сеть связи в результате реформирования была разделена между отдельными собственниками по отраслевому признаку (генерация, сбыт, сетевые компании и др.), что привело к:

- децентрализации систем связи;
- исчезновению единой системы управления сетью связи и системы ее эксплуатации;
- исчезновению единой системы контроля и управления качеством услуг;
- снижению числа высококвалифицированных кадров.

Оборудование ЕТССЭ на 50% является аналоговым, находится в эксплуатации в среднем 20-30 лет, в значительной степени изношено (60-75%), не отвечает современным требованиям по показателям надёжности и требует значительной трудоемкости в обслуживании, а также повышенного потребления электроэнергии.

1.3.2. Анализ состояния распределительных электрических сетей

В распределительных электрических сетях, находящихся на балансе операционных компаний, используются сети напряжением 0,4 - 220 кВ.

Общая протяжённость воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 0,4-110 (220) кВ составляет **2109944,5 км**, в том числе:

- линий напряжением 220 кВ - 2895,4км;
- линий напряжением 110 кВ - 254345,5км (в т.ч. ЛЭП 60 и 150кВ);
- линий напряжением 35 кВ - 162722км;
- линий напряжением 6-20 кВ - 947143,2км;
- линий напряжением 0,4 кВ - 742587,6 км;

Общее количество трансформаторных подстанций, находящихся в эксплуатации составляет **461866 ед.**, в том числе:

- напряжением 110-220 кВ - 6884 ед.;
- напряжением 35 кВ - 7304 ед.;
- напряжением 6-20 кВ - 447676 ед.

Средняя степень износа электросетевых объектов, включая здания и сооружения, составляет свыше 70%.

Воздушные линии напряжением 0,4-20 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 кН·м.

Линии электропередачи напряжением 0,4-110 (220) кВ проектировались по критерию минимума затрат, а расчетные климатические условия принимались с повторяемостью один раз в 5 - 10 лет.

Кабельные сети построены по петлевой схеме или в виде двухлучевой схемы с одно- или двухтрансформаторными подстанциями. В качестве силового кабеля использовался в основном кабель с бумажной пропитанной маслом изоляцией с алюминиевыми жилами.

Трансформаторные ПС 35-110 (220) кВ в основном укомплектованы двумя силовыми трансформаторами и построены с двухсторонним питанием на стороне высшего напряжения. Количество указанных подстанций составляет примерно 70% от общего числа подстанций данного класса напряжения.

На вышеуказанных подстанциях установлены трансформаторы с устройствами РПН в количестве 16694 ед., что составляет 68% от общего количества трансформаторов - 24522 ед..

В сетях, подключенных к трансформаторам, не оборудованным устройствами РПН, как правило, происходят отклонения напряжения на шинах потребительских подстанций выше предельно допустимых значений.

Более половины парка силовых трансформаторов требует замены.

Трансформаторные подстанции 6-20/0,4 кВ подключены к сетям, как правило, по тупиковой схеме в одно трансформаторном исполнении. Из общего числа трансформаторных подстанций напряжением 6-20/0,4 кВ, в закрытом исполнении выполнены 62055 ед. или 14%.

В эксплуатации свыше 30 лет находится более 55% подстанций.

Уровень автоматизации сетей 35-110 (220) кВ и особенно 6-20 кВ значительно отстает от аналогичного показателя в развитых странах. Только 38% от общего количества центров питания оснащены телесигнализацией и менее 16% имеют телеуправление.

Предприятия электрических сетей и около 78% районов электрических сетей имеют диспетчерские пункты, из которых только 60% оснащены диспетчерскими щитами.

Находящиеся в эксплуатации устройства телемеханики работают 10 лет и более.

В качестве каналов связи применяются системы высокочастотной связи по линиям электропередачи, а также проводным линиям связи (кабельным), радиоканалам УКВ связи и РРЛ.

Телемеханизация пунктов секционирования и автоматического включения резерва, распределительных пунктов и подстанций напряжением 6-20 кВ носит ограниченный характер.

Релейная защита и автоматика выполнена в основном с использованием электромеханических реле (~91%), которые имеют значительный разброс характеристик срабатывания реле по току и времени, обладают недостаточной чувствительностью.

Около 60% всех комплектов релейной защиты находятся в эксплуатации более 30 лет.

Средний технический уровень установленного подстанционного оборудования в сетях по многим параметрам соответствует оборудованию, которое эксплуатировалось в технически развитых странах мира 25 - 30 лет назад.

Начиная с 1990 года, вследствие объективных экономических условий, сократились темпы реконструкции, технического перевооружения и нового строительства распределительных электросетевых объектов. В результате динамика изменения физического износа сетевых объектов получила устойчивую тенденцию к росту.

При этом использование физически изношенного электротехнического оборудования и изделий требует дополнительных эксплуатационных затрат.

Показатели надежности электроснабжения в связи с высоким износом распределительных электрических сетей за последние годы снижаются.

В сетях напряжением 6-20 кВ происходит, в среднем, до 30 отключений в год в расчете на 100 км воздушных и кабельных линий. В сетях напряжением 0,4 кВ - до 100 отключений в год на 100 км.

Причинами повреждений на ВЛ 6-20 кВ являются:

- изношенность конструкций и материалов при эксплуатации - 18%;
- климатические воздействия (ветер, гололед и их сочетание) выше расчетных значений - 19%;
- грозовые перенапряжения - 13%;
- несоблюдение требований эксплуатации, ошибки персонала - 6%;
- посторонние, несанкционированные воздействия - 16%;
- невыясненные причины повреждений - 28%.

Кабельные линии в классах напряжения 0,4 - 110 (220) кВ в основном повреждаются по следующим причинам:

- дефекты прокладки - 20%;
- естественное старение силовых кабелей - 31%;
- механические повреждения - 30%;
- заводские дефекты - 10%;
- коррозия - 9%.

Наиболее часто встречающимися повреждениями силовых трансформаторов 35 - 110 (220) кВ являются отказы, вызванные снижением диэлектрических свойств изоляции, повреждениями комплектующих устройств таких, как переключатели ответвлений, устройства регулирования напряжения и вводы. Причинами повреждений трансформаторов, устройств регулирования напряжения и вводов являются дефекты конструкций, при их изготовлении, монтаже и ремонте, а также несоблюдение правил и норм эксплуатации, перенапряжения при однофазных замыканиях на землю в сетях 6-35 кВ, ударные токи и перегрузки.

Механизация ремонтов и технического обслуживания линий электропередачи и подстанций осуществляется с использованием транспортных и технических средств общего и специального назначения, строительных машин и

механизмов, парк которых в основном морально устарел и не всегда отвечает современным требованиям эксплуатации и ремонтов. Отечественная техника по сравнению с аналогичными зарубежными образцами значительно уступает по функциональным возможностям, скорости выполнения операций и удобству управления.

Доля машин и механизмов, находящихся в неудовлетворительном для эксплуатации состоянии, составляет около 28%.

Оснащенность специальными самоходными средствами механизации находится по разным видам в пределах 56-97%.

Среднее значение потерь электрической энергии в сетях напряжением 0,4 – 110 (220) кВ составляет 8,7%.

На долю потерь электрической энергии при её передаче по сетям, находящимся на балансе МРСК, приходится примерно 78% от общей величины потерь в электрических сетях России, включая сети ЭСК, в том числе:

- в сетях напряжением 110 (220) кВ - 28%;
- в сетях напряжением 35 кВ - 16%;
- в сетях напряжением 0,4-20 кВ - 34%.

В распределительных электрических сетях потери электроэнергии, не зависящие от нагрузки или «условно-постоянные» потери, составляют 24,7%. При этом в структуре потерь независимых от нагрузки, на потери холостого хода в трансформаторах приходится 67%, на собственные нужды подстанций – 11%, а прочие потери суммарно составляют 22%.

Потери электроэнергии, зависящие от величины, передаваемой по сети мощности или «нагрузочные» потери составляют 75,3% от общего значения потерь. В составе «нагрузочных» потерь 86% составляют потери в линиях электропередачи, а 14% - в трансформаторах.

На ПС РСК имеет место применение СИ неутвержденного типа, морально и физически устаревших со сроком службы, в 3 и более раза превышающем нормативный, что требует проведение поэтапной комплексной модернизации СИ.

2. Основные направления Единой технической политики в электросетевом комплексе

В разделе изложены перспективные технические решения, технологии, важнейшие характеристики основных видов оборудования, а также ограничения по применению устаревших технологий и оборудования.

2.1. Развитие электросетевого комплекса

Электрическая сеть ЕЭС России в соответствии с выполняемыми функциями подразделяются на объекты Единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) и объекты территориальной распределительной сети.

ЕНЭС формирует большую часть Единой энергетической системы России, осуществляет прием электрической энергии от электростанций и ее передачу до подстанций, являющихся центрами питания, объединяя на параллельную работу основные электростанции и узлы нагрузки, обеспечивает параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами других стран, включая экспорт и импорт электрической энергии.

Территориальная распределительная сеть обеспечивает передачу электроэнергии от подстанций ЕНЭС, объектов генерации и объектов других собственников до центров распределения - распределительных подстанций с доведением ее до конечных потребителей, а также обеспечивает передачу и распределение электроэнергии от электростанций, присоединенных к данному типу сети.

При развитии электрических сетей необходимо руководствоваться следующими основными критериями:

- *гибкость*: электрическая сеть должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и иметь резервы для адаптации к изменениям внешних условий (рост нагрузок и развитие электростанций, изменения направления и величины потоков мощности, осуществление межгосударственных договоров по поставке электроэнергии и др.);
- *доступность*: электрическая сеть должна обеспечивать всем субъектам оптового/розничного рынков электроэнергетики и мощности условия для беспрепятственной поставки на рынок своей продукции (электроэнергии и мощности) на конкурентной основе при наличии спроса на нее; обеспечивать всем субъектам оптового/розничного рынков возможности получения электроэнергии и мощности в необходимом объеме с требуемой надежностью и качеством, удовлетворяющим нормативным требованиям;
- *надежность*: электрическая сеть должна обеспечивать выдачу мощности электрических станций, транспорт электрической энергии и энергоснабжение потребителей для нормальной и основных ремонтных схем, при нормативных аварийных возмущениях;
- *экономичность*: развитие сети должно обеспечивать максимальную экономичность при условии обеспечения требуемого уровня надежности,

в том числе способствовать снижению затрат и потерь на передачу электроэнергии, а также на эксплуатацию оборудования;

- *эффективность*: развитие электрической сети должно осуществляться для достижения наилучших экономических показателей энергосистемы в целом при максимальной оптимизации использования имеющихся производственных активов независимо от форм собственности объектов электроэнергетики;
- *инновационность*: проектирование развития электрической сети должно осуществляться с учетом последних достижений науки и техники;
- *экологичность*: развитие электрической сети должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды, предусматривать внедрение инновационных решений, способствующих снижению негативного воздействия объектов электроэнергетики на окружающую среду, а также исключению случаев нанесения ущерба окружающей среде;
- *безопасность*: развитие электрической сети должно быть направлено на обеспечение энергобезопасности ЕЭС России.

2.1.1. Общие требования к разработке схем развития электросетевого комплекса и схем выдачи мощности объектов генерации

Задачей схем развития является разработка с учетом новых технологий и технико-экономическое обоснование решений, определяющих эффективное и надежное развитие энергосистем с целью обеспечения спроса на электрическую энергию и мощность, формирования стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики. Порядок разработки определяется (0).

Планирование развития энергосистем включает в себя разработку следующих документов:

- **Генеральная схема** размещения объектов электроэнергетики, которая формируется на 15 лет (с корректировкой не реже 1 раза в 3 года) с детализацией по ОЭС;
- **Схема и программа развития ЕЭС России**, разрабатываемая ежегодно с учетом Генеральной схемы и определяющая сбалансированные планы по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей на 7-летний период;
- **Схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации**, разрабатываемые на 5-летний период ежегодно с учетом схемы и программы развития ЕЭС России;
- **Схемы развития электрических сетей** на территориях субъектов Российской Федерации и муниципальных образований, в сельской местности, крупных городах, схемы выдачи мощности электростанций, схемы внешнего электроснабжения промышленных предприятий, перекачивающих станций нефте-, газо- и продуктопроводов, каналов, мелиоративных систем, электрифицируемых участков железных дорог, а также энергетические разделы схем районных планировок и генеральных планов городов.

Основными принципами выполнения работ по перспективному развитию энергосистем являются:

- скоординированность схем и программ перспективного развития электроэнергетики и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;
- скоординированное развитие схем ЕНЭС и территориальной распределительной электрической сети;
- технико-экономическое сопоставление вариантов развития;
- скоординированное развитие генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры: скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации генерирующих мощностей и объектов сетевой инфраструктуры;
- своевременное выявление «узких мест» в развитии электроэнергетики страны;
- обеспечение баланса между производством и потреблением, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;
- информационный обмен перспективными планами развития между организациями коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектами электроэнергетики, инвесторами;
- публичность и открытость государственных инвестиционных стратегий и решений.

В составе работ по развитию энергосистем и электрических сетей выполняется предварительное определение части параметров намечаемых к сооружению электростанций (электрическая часть), подстанций и линий электропередачи, уточняемых на последующих стадиях проектирования этих объектов:

- рекомендации по объемам нового строительства, реконструкции и техническому перевооружению сетевых объектов с оценкой физических и экономических параметров;
- технические мероприятия, направленные на увеличение пропускной способности сети и снижение расходов на ее обслуживание и ремонт;
- мероприятия по повышению надежности, управляемости и контроля параметров электрической сети и ее элементов;
- мероприятия по энергоэффективности и энергосбережению, включая рекомендации по снижению технических и коммерческих потерь;
- предложения по совершенствованию эксплуатации и применению передового оборудования, изделий, материалов, а также инновационных технологий при строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов.

2.1.2. Основные принципы развития электрических сетей

2.1.2.1. Планирование схемы развития ЕНЭС

Планирование схемы развития ЕНЭС должно основываться на Схеме и программе развития ЕЭС России, при этом:

- схема ЕНЭС должна обладать достаточной «гибкостью», позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие в направлении перехода к созданию интеллектуальной сети, обеспечивать возможность адаптации к изменениям направлений и величины перетоков мощности в условиях роста нагрузки и развития электростанций; обеспечивать готовность электрической сети, в т.ч. к выполнению условий межгосударственных договоров по поставке электроэнергии;
- системный подход, обеспечивающий максимальный положительный эффект от проводимых технических мероприятий;
- при разработке схем перспективного развития ЕНЭС, а также при комплексном техническом перевооружении и реконструкции ПС следует:
 - рассматривать возможность организации нескольких смежных центров питания ограниченной мощности с целью повышения надежности;
 - обеспечивать обоснованную фиксацию максимальных значений токов короткого замыкания в сетях различных классов напряжения с выработкой технических решений по их ограничению.
- пропускная способность ЕНЭС при ее развитии должна определяться исходя из условий обеспечения надежности и долгосрочных балансов электрической энергии и мощности отдельных частей ЕЭС России;
- увеличение пропускной способности ЕНЭС в процессе ее развития должно осуществляться с выполнением технико-экономического обоснования за счет:
 - повышения пропускной способности существующих объектов за счет применения современных источников реактивной мощности и перераспределения перетоков мощности между сетями различного класса напряжения, продольной компенсации, применения современных типов проводов ЛЭП;
 - постепенного расширения за счет строительства ЛЭП того же класса напряжения, вводов дополнительной трансформаторной мощности, при этом между двумя узлами сети по одной трассе должно сооружаться, как правило, не более двух ЛЭП одного класса напряжения;
 - при необходимости дополнительного повышения пропускной способности следует рассматривать строительство новых и/или перевод существующих объектов на более высокие классы напряжения;
 - внедрения современных систем и методов управления, мониторинга, расчета параметров электроэнергетического режима, современных устройств РЗА для повышения МДП и минимизации ущерба оборудованию и потребителям;
- должны предусматриваться системы мониторинга (автоматической диагностики) допустимой загрузки оборудования и ЛЭП в режиме реального времени;
- привязка ЛЭП должна осуществляться преимущественно к крупным узлам нагрузки, без создания прямых связей между электростанциями и с максимальным использованием существующих электрических сетей и электросетевой инфраструктуры;
- развитие ЕНЭС должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды;

- необходимо обеспечивать уровни надежности электроснабжения в соответствии с требованием государственных, отраслевых нормативных правовых актов и Стандартов организации;

- следует предусматривать технические и организационные мероприятия, направленные на обеспечение нормированных показателей качества электрической энергии;

- использование новых средств автоматизации и новых технологий обслуживания.

Напряжения объектов электрических сетей переменного тока выбираются в соответствии со шкалой номинальных напряжений согласно ГОСТ 721-77. При этом при перспективном развитии ЕНЭС, а также при комплексной реконструкции и техническом перевооружении объектов ЕНЭС необходимо обоснованно минимизировать количество энергообъектов, связывающих электрические сети, относящиеся к различным системам номинальных напряжений:

- 110-220-500-1150 кВ,

- 110(150)-330-750 кВ.

Схемы выдачи мощности электростанций установленной мощностью 50 МВт и выше должны обеспечивать:

- выдачу всей располагаемой мощности электростанции в нормальной и единичной ремонтной схеме;

- для электростанций с высшим классом напряжения распределительного устройства 330 кВ и выше и атомных электростанций - отсутствие управляющих воздействий на отключение генераторов или длительную разгрузку турбин (ограничение мощности) при любых нормативных возмущениях в нормальной схеме;

- для электростанций с высшим классом напряжения распределительного устройства 220 кВ и ниже, допустимость воздействия противоаварийной автоматики на отключение генераторов или длительную разгрузку турбин для обеспечения динамической устойчивости при возникновении одного нормативного возмущения группы III определяется при конкретном проектировании.

При необходимости передачи больших объемов электрической энергии на значительные расстояния, должен проводиться сравнительный технико-экономический анализ вариантов выполнения электропередачи как на переменном, так и на постоянном токе.

2.1.2.2. Территориальные распределительные электрические сети

Технические решения, реализуемые при развитии территориальных распределительных электрических сетей, должны обеспечивать:

- 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.

Места строительства трансформаторных подстанций 35-110 кВ (центров питания), их мощность и рабочее напряжение по высокой стороне выбираются в зависимости от размещения центров нагрузки, а также категорийности потребителей и технических параметров оборудования.

При этом длина отходящих ЛЭП 6-20 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):

- для ЛЭП 6кВ - 10-15км
- для ЛЭП 10кВ - 15-20км,
- для ЛЭП 20кВ - 25-30 км.

Центры питания с высшим напряжением 35-110 (220) кВ должны подключаться не менее чем к двум независимым источникам питания и, как правило, иметь не менее двух силовых трансформаторов на подстанции.

Подстанции 35 кВ, РП, ТП 6-20 кВ, снабжающие потребителей только третьей категории, могут иметь один трансформатор и один независимый источник питания. При этом должно обеспечиваться нормативное время замены трансформатора в случае его повреждения.

Подключение центров питания к существующей сети может производиться по одноцепным и двухцепным линиям, а также линиям электропередачи с большим количеством цепей с учетом требований по надежности электроснабжения и категорийности потребителей, подключенных к данной ПС.

При развитии сетей 110 кВ рекомендуется обеспечивать двухстороннее питание подстанций, присоединенных к одноцепной ВЛ 110 кВ. Длина такой ВЛ, как правило, не должна быть больше 120 км, а количество присоединяемых промежуточных подстанций не должно, как правило, быть больше трех.

Развитие сети 35 кВ и ниже должно осуществляться преимущественно с использованием магистральных схем. Длина ЛЭП 35 кВ, как правило, не должна превышать 50 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 секций шин РУ 6-20 кВ ПС 35-110 кВ до РП или РТП 6-20 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 ответвлений (отпаяк) рекомендуется, в целях повышения надёжности электроснабжения потребителей, секционировать магистрали управляемыми автоматическими выключателями (реклоузерами). Также, в зависимости от протяжённости ответвлений (отпаяк) и подключенной нагрузки, они могут быть оборудованы автоматическими отключающими коммутационными аппаратами, в том числе реклоузерами.

Для повышения пропускной способности сети и восприимчивости к изменениям электрических нагрузок без нарушения показателей качества поставляемой потребителю электроэнергии, допускается на магистралях

устанавливать вольтодобавочные трансформаторы и (или) средства компенсации реактивной мощности

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

Схемы развития территориальных распределительных электрических сетей 35-110 кВ должны разрабатываться на основе схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

Развитие распределительных электрических сетей напряжением 6-20 кВ и ниже должно осуществляться с учетом утвержденных Схем развития районов распределительных электрических сетей, территориально охватывающих, как правило, административные районы (административные образования) субъектов РФ, которые должны разрабатываться с учетом схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

Электрические сети 6-20 кВ с воздушными линиями также сооружаются преимущественно с использованием магистральных схем. При соответствующем технико-экономическом обосновании применяются радиальные схемы.

В сетях, с преобладанием кабельных линий передачи (городские сети) применение магистральных или радиальных схем определяется технико-экономическим обоснованием. Для питания ответственных потребителей преимущественно должны использоваться кабельные линии от двух независимых центров питания.

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;
- длина ВЛ (КЛ) 0,4 кВ не должна, как правило, превышать 0,5 км от центра питания до наиболее удаленной точки и 2 км суммарной длины ВЛ 0,4 кВ.

Сокращение общей протяженности распределительных сетей напряжением 0,4 кВ должно осуществляться, как правило, посредством применения столбовых

трансформаторных подстанций 6(10)/0,4 кВ на основе технико-экономического обоснования с учетом выполнения требований по электробезопасности.

2.1.3. Особенности развития электрических сетей мегаполисов

В мегаполисах должны преимущественно использоваться кабельные линии электропередачи различных классов напряжения, а проходящие по их территории воздушные линии электропередачи должны постепенно заменяться кабельными или газоизолированными линиями.

При построении основной сети мегаполисов необходимо рассматривать создание глубоких вводов на номинальном напряжении до 500 кВ включительно.

Необходимо рассматривать нормативные возмущения, обуславливающие наибольшую опасность развития аварии и потерю электроснабжения значительной части или мегаполиса в целом, в том числе:

- отключение электростанции (включая полную потерю всех распределительных устройств);
- отключение подстанции (включая полную потерю всех распределительных устройств);
- отключение кабельных линий электропередачи, расположенных в одном коллекторе.

Линии электропередачи, предназначенные в основном для освещения улиц, должны выполняться с использованием исключительно изолированных проводов с применением специальных устройств, обеспечивающих их подвеску и подключение или кабельными линиями.

Вновь сооружаемые подстанции 6-20 кВ должны выполняться в закрытом исполнении с применением компактного первичного электротехнического оборудования (преимущественно элегазового, вакуумного) и иметь минимальные размеры, обеспечивающие при этом надлежащий уровень безопасности, в том числе экологической, и удобство эксплуатации, а также вписываться в архитектурный облик ландшафта мегаполиса.

В мегаполисах подстанции напряжением 110 кВ и выше должны быть закрытого (в том числе подземного) исполнения.

Вновь сооружаемые в мегаполисах подстанции глубокого ввода высокого напряжения (220 кВ и выше), должны размещаться в центрах электрических нагрузок (в узлах потребления) и быть запитаны не менее чем от двух объектов внешнего электроснабжения мегаполиса или двух опорных подстанций линиями, проходящими по географически разнесенным трассам.

Для размещения электросетевого хозяйства должно активно осваиваться подземное пространство мегаполисов, сооружаться глубокие высоковольтные кабельные вводы, предусматриваться резервирование территории для строительства кабельных сооружений, связанное с проектами развития территорий, реконструкцией и строительством новых инфраструктурных объектов.

Схема электроснабжения в мегаполисах должна обеспечивать, минимальное время восстановления электроснабжения потребителей при возникновении аварийных режимов, посредством применения сетевого резервирования, секционирования сети, применения быстродействующих устройств АВР.

В послеаварийном режиме, восстановление электроснабжения потребителей должно производиться в последовательности, зависимой от важности объекта в системе функционирования и жизнеобеспечения города (системы теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения, метрополитен, высотные здания, больницы, детские учреждения, вокзалы, железные дороги и средства регулирования автомобильных дорог, связь, телевидение, радио и др.). Такие потребители должны дополнительно располагать собственной системой жизнеобеспечения, оснащенной автономным источником электроснабжения.

Система жизнеобеспечения потребителя в отсутствие электроснабжения от электрической сети общего назначения должна обеспечивать безопасное продолжение производственного процесса до его окончания (по полному или сокращенному циклу) либо выполнение всех технических и организационных мероприятий по безопасному и безаварийному прекращению производственного процесса.

Потребители должны самостоятельно определять требования к надежности собственной системы электроснабжения и соответственно к параметрам системы жизнеобеспечения.

Система жизнеобеспечения должна функционировать как при полном прекращении электроснабжения от электрической сети общего назначения, так и при изменениях электрических параметров сети, в том числе кратковременных, при которых продолжение обычной работы невозможно или связано с риском возникновения опасности. Потребители должны обеспечивать постоянную работоспособность системы жизнеобеспечения и ее готовность к запуску в любой момент времени.

Технологическое присоединение ответственных потребителей к электрической сети общего назначения должно включать контроль работоспособности системы жизнеобеспечения, а также постоянный мониторинг ее состояния. Для регламентирования данных требований исполнительными органами власти каждого мегаполиса должна быть разработана необходимая нормативная база.

В системах энергоснабжения мегаполисов требуется выполнять мероприятия, направленные на снижение уровня токов короткого замыкания посредством разукрупнения трансформаторных подстанций, секционирования электрических сетей, а также использования различных токоограничителей для связи секций шин РУ и РП.

Рекомендуется переход на более высокие классы напряжений в распределительной сети (с 6-10 кВ на 20-35 кВ). Выбор класса напряжения должен производиться с учётом технико-экономического обоснования, а для отдельных реконструируемых объектов - с учетом особенностей существующих объектов прилегающей сети.

Следует также рассматривать переход на распределительные сети 20-35 кВ, с производством и использованием специальных трансформаторов 20-35/0,4 кВ с расщепленными обмотками низкого напряжения.

В мегаполисах необходимо создавать, а где они существуют, усовершенствовать локальные комплексы противоаварийной автоматики (ПА), позволяющие исключать развитие аварийного процесса.

Данные комплексы ПА должны учитывать качественное изменение структуры электропотребления с тенденцией постепенного уменьшения доли

промышленной нагрузки и доминированием (более 70%) коммунально-бытовой нагрузки.

Локальные комплексы ПА должны строиться с учетом внедрения элементов интеллектуальных сетей локальные, должны быть избирательными, обладать необходимым быстродействием.

Необходимо выработать экономические принципы стимулирования потребителей к участию в процессе энергосбережения и управлению активной и реактивной нагрузкой, а также закладывать указанные принципы в правила технологического присоединения и в договоры на энергоснабжение.

Для мегаполисов должны быть разработаны и реализованы программы организационно-технических мероприятий по предотвращению выхода за критические границы режима электропотребления в наиболее сложные периоды аномально низких или высоких температур окружающей среды, совпадающих с периодами максимумов нагрузки и/или с ремонтными компаниями на электросетевых объектах.

При проектировании систем электроснабжения мегаполисов следует предусматривать резервирование электрической мощности (с учетом пропускной способности электрических сетей) в размере не менее 10% от максимальной нагрузки, предусмотренной имеющимися планами перспективного развития.

Для оценки балансов мощности и энергии необходимо учитывать значения минимальной расчетной температуры, характерные для каждого климатического района.

Следует также обеспечить техническую возможность более широкого использования передвижных электростанций и подстанций.

При отработке технологии сверхпроводящих кабелей и переходе к их промышленному производству, следует рассматривать применение данной продукции в распределительных сетях мегаполисов.

2.1.4. Требования по сетевому резервированию и применению автономных источников питания

Распределительная электрическая сеть должна формироваться с соблюдением условия однократного сетевого резервирования.

Электрическую сеть 35-110 (220) кВ должны составлять взаимно резервируемые линии электропередачи, подключенные к шинам разных трансформаторных подстанций или разных систем (секций) шин одной подстанции.

В сетях 6-20 кВ должны применяться два вида АВР – сетевой и местный.

Сетевой АВР должен выполняться в пункте АВР, соединяющем две линии электропередачи, отходящих от разных центров питания или различных секций шин РУ 6-20 кВ одного центра питания.

Местный АВР должен выполняться для включения резервного ввода на шины высшего напряжения ТП 6-20/0,4 кВ или РП 6-20 кВ после исчезновения напряжения на рабочем вводе. Местный АВР допускается выполнять на стороне 0,4 кВ двух трансформаторной ТП 6-20/0,4 кВ с двух сторонним питанием.

Для ответственных потребителей, не допускающих перерыва электроснабжения, вместе с сетевым резервированием должно применяться резервирование от автономного (резервного или аварийного) источника питания, в

качестве которого могут быть использованы дизельные, газопоршневые, газотурбинные электростанции или электростанции иного типа, а также источники бесперебойного питания.

Условия резервирования электроснабжения ответственных потребителей определяются в соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике.

Автономные (резервные или аварийные) источники электроснабжения должны подключаться на выделенные шины гарантированного питания.

Возможность параллельной работы автономных источников питания с распределительными сетями необходимо оговаривать при выдаче технических условий на технологическое присоединение.

2.1.5. Координация уровней токов короткого замыкания

В целях обеспечения соответствия коммутационной способности аппаратов фактическим уровням токов короткого замыкания (КЗ) и снижения уровней токов КЗ в сетях проводится расчет токов КЗ и выбор мероприятий по их ограничению с учетом развития сетей и генерирующих источников на перспективу до 10 лет от предполагаемого срока ввода электросетевого объекта в эксплуатацию. В условиях эксплуатации необходимо осуществлять проверку соответствия оборудования перспективным уровням токов КЗ. Расчеты токов КЗ должны выполняться постоянно (циклически) при изменении схемы сети и состава электросетевого и генерирующего оборудования.

В электрических сетях переменного тока должны реализовываться следующие методы и мероприятия ограничения токов КЗ:

- при проектировании развития сети применять более высокий класс напряжения, в том числе путем сооружения подстанций «глубокого ввода»;
- применение реакторно-резисторных установок в нейтралях трансформаторов и автотрансформаторов;
- оптимизация режима заземления нейтралей в электрических сетях;
- применение токоограничивающих устройств;
- применение трансформаторов с расщепленной вторичной обмоткой;
- перевод части электроустановок электрической сети на более высокий класс напряжения;
- автоматическое опережающее деление сети (как временное мероприятие);
- деление сети;
- при проектировании развития сети не размещать центры питания высокого напряжения на близком расстоянии.

Целесообразность методов и мероприятий ограничения токов КЗ определяется, исходя из технико-экономического обоснования.

В перспективе предполагается применение современных устройств с целью ограничений токов КЗ на основе силовой электроники и быстродействующих взрывных отключающих устройств в сетях всех классов напряжения.

Уровень токов КЗ, повышающийся в процессе развития современной электроэнергетики, должен иметь в своем росте ряд ограничений.

Протекание токов КЗ не должно приводить к недопустимому нагреву проводников и аппаратов, подвергать их электродинамическим усилиям выше

допустимых значений, определенных заводами-изготовителями данного оборудования и материалов.

Максимальный уровень токов КЗ для сетей 35 кВ и выше должен ограничиваться параметрами выключателей, трансформаторов, проводниковых материалов и другого оборудования.

В распределительных сетях 6-20 кВ максимальный уровень токов КЗ должен ограничиваться параметрами электрических коммутационных аппаратов, токопроводов, термической стойкостью кабелей, изолированных и защищенных проводов.

Стойкими при токах КЗ являются те аппараты и проводники, которые при расчетных условиях выдерживают воздействия данных токов, не подвергаясь электрическим, механическим и иным разрушениям или деформациям, препятствующим их дальнейшей нормальной эксплуатации.

2.2. Регулирование напряжения и потоков электроэнергии

Для повышения управляемости режимами работы электрических сетей в целях уменьшения количества сетевых ограничений, повышения качества и снижения потерь электроэнергии в сети при ее перспективном развитии, при разработке проектов нового строительства, комплексной реконструкции и технического перевооружения, а также в рамках реализации специальных программ следует:

- внедрять локальные средства автоматизации процессов управления напряжением и реактивной мощностью, допускающие возможность централизованной автоматической координации, с целью обеспечения качества электрической энергии, статической устойчивости и снижения потерь электроэнергии на ее транспорт;

- при наличии обоснования оснащать ВЛ устройствами продольной компенсации, в т.ч. управляемыми, а также ПС - фазоповоротными устройствами;

- в узлах сети с высокой суточной амплитудой колебаний напряжения, в целях исключения множественных коммутаций элементов сети рекомендуется применять управляемые средства компенсации реактивной мощности (при соответствующем обосновании);

- при наличии на ПС нескольких средств регулирования напряжения рекомендуется предусматривать установку автоматики группового регулирования;

- выбирать места установки средств компенсации реактивной мощности на основе принципа минимизации перетоков реактивной мощности между РУ разного класса напряжения и через границы балансовой принадлежности;

- при проектировании строительства ВЛ и КЛ 110 кВ и выше учитывать требования по компенсации зарядной мощности, исключающие возникновение недопустимых уровней напряжений при коммутации и уровней апериодической составляющей в токах включения ЛЭП оснащенных индуктивными средствами поперечной компенсации;

- осуществлять замену устройств РПН (авто)трансформаторов с приводом на базе асинхронных двигателей, выработавших свой ресурс, на современные высокоточные устройства РПН, в т.ч. с приводом на базе вентильного двигателя с постоянными магнитами, обеспечивающего непосредственное соединение с валом переключателя РПН (исключающего механические и электромеханические узлы

управления работой электродвигателя), оснащенного системой автоматического контроля, счетчиком числа переключений, системой выдачи сигналов для дистанционного контроля и управления РПН;

- при наличии обоснований применять современные регулируемые средства компенсации реактивной мощности (СТК, УШР, СТАТКОМ);

- осуществлять установку регулировочных и вольтодобавочных трансформаторов с автоматикой регулирования напряжения для обеспечения нормируемых отклонений напряжения в точках общего присоединения потребителей;

- внедрять технологии управления нагрузкой сети с учетом информации о фактических режимах работы оборудования (температуры проводов воздушных линий, температуры обмоток/масла (авто)трансформаторов и т.д.);

- при наличии обоснований оснащать ПС устройствами накопления электроэнергии для выравнивания графиков нагрузки электрических сетей.

Внедрение современных средств регулирования напряжения и реактивной мощности в электрических сетях должно сопровождаться совместной с ОАО «СО ЕЭС» (в части объектов диспетчеризации) разработкой принципов их комплексного использования, а также разработкой и внедрением локальных систем автоматического регулирования напряжения в электрических сетях.

Решения о применении устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, выбор их типов, параметров и мест установки должны основываться на результатах расчетов: установившихся режимов; статической устойчивости энергосистемы в контролируемых сечениях; динамической устойчивости генерирующего оборудования и двигательной нагрузки; режимов одностороннего включения ЛЭП; несимметричных установившихся режимов трехфазных сетей; электромагнитных переходных процессов при аварийных и плановых коммутациях в сетях; экономической эффективности применения устройств регулирования.

2.3. Подстанции и распределительные устройства

Ниже приведены основные требования, выполнение которых обязательно в проектной документации по новому строительству, техническому перевооружению и реконструкции ПС.

2.3.1. Схемы электрические принципиальные распределительных устройств ПС

Схемы электрические принципиальные РУ ПС должны обеспечивать:

- экономически обоснованную надежность функционирования конкретной ПС 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 т.ч., 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.

В том числе:

– схемы электрические принципиальные РУ ПС должны быть типовыми, при этом, как правило:

• при сооружении РУ в конструктивном исполнении КРУЭ, характеризующегося более высокими показателями надежности по сравнению с ОРУ, должны применяться простые схемы, обеспечивающие, в т.ч., оптимизацию размещения токопроводов КРУЭ;

• для РУ 330-750 кВ должны применяться схемы с коммутацией ЛЭП двумя и полутора выключателями (на первоначальных этапах строительства целесообразно применять схемы «треугольник» и «пятиугольник»);

• для РУ 35-220 кВ должны применяться схемы с одним выключателем на присоединение (при наличии соответствующих обоснований, допускается предусматривать наличие двух систем шин или обходной системы шин с возможностью перевода на нее наиболее ответственных или всех присоединений путем производства оперативных переключений); при наличии обоснованных требований для РУ 220 кВ допускается применение схем с коммутацией ЛЭП полутора выключателями;

– допускается применение обходных систем шин в ОРУ 35-220 кВ, с которых осуществляется плавка гололеда на проводах и грозозащитных тросах отходящих ВЛ;

– выбор количества и мощности (авто) трансформаторов 220кВ и ниже, а так же трансформаторов собственных нужд необходимо проводить с учетом их перегрузочной способности;

– на ПС ЕНЭС (напряжением 220-1150 кВ) питание сторонних потребителей 6-35 кВ рекомендуется осуществлять от отдельных трансформаторов 110 или 220 кВ;

– третичные обмотки (авто)трансформаторов 220-500 кВ следует выполнять на номинальное напряжение 20-35 кВ с целью минимизации объема основного оборудования, снижения значений токов короткого замыкания и повышения надежности питания собственных нужд ПС;

– применяемые схемы должны обеспечивать возможность расширения РУ в перспективе; при отсутствии исходных данных по количеству перспективных присоединений следует закладывать возможность расширения:

- для РУ 220 кВ и выше - не менее чем на два присоединения;
- для РУ 35-110 кВ - не менее чем на четыре присоединения;
- для РУ 6-20 кВ, питающих энергоустановки потребителей, - не менее чем на 8 присоединений.

При выборе режима заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ следует проводить ТЭО различных вариантов. В пределах селитебных территорий предпочтение следует отдавать режимам заземления нейтрали через низкоомное активное или индуктивное сопротивление.

2.3.2. Проектные и строительные решения при новом строительстве, техническом перевооружении, реконструкции ПС

При строительстве ПС (РП) рекомендуется руководствоваться следующими базовыми принципами:

- строительные конструкции зданий и инженерных сооружений электрических подстанций, закрытых ТП и РП должны обеспечивать требуемую надежность при их сроке эксплуатации не менее 50 лет;

- при строительстве ПС должны, как правило, применяться типовые решения, учитывающие влияние на строительные конструкции электроустановок (электросетевые конструкции) электромагнитных, тепловых и электродинамических воздействий в нормальных и аварийных режимах работы электрической сети;

- сокращение площадей ПС путем оптимизации схемно-компоновочных решений, при условии сохранения надежности и ремонтпригодности;

- в крупных городах с высокой плотностью застройки, при технико-экономическом обосновании, допускается строительство заглубленных или подземных подстанций;

- с целью повышения надежности функционирования ПС ЕНЭС и прилегающих энергоузлов за счет повышения готовности оборудования, минимизации влияния «человеческого фактора», исключения влияния внешних климатических факторов, а также с целью повышения безопасности оперативного и ремонтного персонала, минимизации влияния ПС на экологию, их компактизации и повышения эстетического вида, оптимизации эксплуатации, необходимо:

- вновь сооружаемые и реконструируемые РУ 6-35 кВ, с количеством питаемых присоединений 4 и более, а также РУ, от которых осуществляется питание СН ПС, выполнять закрытыми с применением традиционного оборудования или, при необходимости, оборудованием с главной элегазовой изоляцией;

- вновь сооружаемые и реконструируемые РУ 110-330 кВ – при соответствующем технико-экономическом обосновании, учитывающем затраты на весь жизненный цикл оборудования, выполнять с применением КРУЭ с учетом обеспечения надежной защиты оборудования КРУЭ от высокочастотных коммутационных перенапряжений и решения вопросов электромагнитной совместимости устройств РЗА, АСУ ТП и связи и т.д.;

- вновь сооружаемые и реконструируемые РУ 500 кВ ПС, расположенных в городах, в областях мегаполисов (застроенный пригород), в районах с абсолютным минимумом температур ниже минус 45°С, в национальных парках и заповедниках, в районах с IV СЗА и выше, в прибрежных районах, а также РУ электрических станций, не входящих в имущественный комплекс электростанций, должны выполняться закрытыми с применением оборудования КРУЭ;

- в зданиях КРУЭ предусматривать кабельные подвалы для заходов кабелей 110-550 кВ в КРУЭ при выполнении присоединений к ЗРУ кабельными линиями или вставками;

- на территории ПС для заходов ЛЭП 35-500 кВ переходные пункты выполнять открытого типа, а за территорией ПС - закрытого типа, или на опорах ЛЭП;
 - для прокладки кабелей 110-500 кВ по территории ПС применять эстакады, галереи, коллекторы, кабельные каналы.
- при новом строительстве и реконструкции ПС должна предусматриваться возможность их расширения в перспективе за счет:
 - увеличения (авто)трансформаторной мощности путем замены АТ/Т на АТ/Т следующей мощности (из ряда номинальных мощностей) или установки дополнительного АТ/Т (с соответствующим обоснованием);
 - увеличения количества присоединений путем резервирования места; а в случае, если расширение планируется ранее пяти лет с момента ввода ПС, - путем обеспечения готовности ячеек;
 - для отопления зданий ПС, при отсутствии подвода тепловых инженерных коммуникаций, рекомендуется использовать пожаробезопасные энергосберегающие электрообогреватели с терморегуляторами;
 - на ПС с закрытыми РУ 110 - 500 кВ рекомендуется предусматривать использование тепла АТ/Т для обогрева помещений, также допускается использовать тепло АТ/Т для обогрева прилегающих к территории ПС зданий городской (поселковой) застройки;
 - возможно применение системы утилизации тепла силовых трансформаторов для отопления зданий и сооружений подстанции в целях снижения электропотребления на собственные нужды;
 - для питания собственных нужд ПС, в том числе электроотопления, рекомендуется в том числе, рассматривать применение современных технологий гелиоэнергетики;
 - при строительстве ПС в черте городской застройки оборудование вентиляции, кондиционирования, солнечных батарей и нагревателей (в районах с достаточной солнечной активностью) целесообразно размещать на плоских кровлях в случае их использования;
 - для поддержания благоприятных климатических условий в помещениях крупногабаритных зданий ПС (в т.ч. СПЗ) рекомендуется использовать централизованные климатические установки;
 - реконструкция РУ 110-750 кВ ПС должна выполняться, как правило, на новом месте с организацией перезаводов в них присоединений; по-ячеечная реконструкция ОРУ допускается при наличии специальных обоснований;
 - при проектировании закрытых ПС трансформаторы (АТ, ШР) номинальным напряжением 110 кВ и выше устанавливаются на открытых площадках, при необходимости с противозумовым ограждением; установка трансформаторов (АТ, ШР) в зданиях допускается при специальном обосновании и разработке исчерпывающих противопожарных мероприятий;
 - в качестве фундаментов под оборудование следует применять облегченные предварительно-напряженные железобетонные стойки, железобетонные сваи, монолитные и сборно-монолитные фундаменты;
 - в качестве фундаментов под порталы следует применять монолитные и сборные, в т.ч. поверхностные и свайные железобетонные (бурабавивные, в т.ч. с уширением и без уширения) фундаменты;

- при новом строительстве, комплексном техническом перевооружении и реконструкции (авто)трансформаторы рекомендуется устанавливать на каретки при наличии рельсовых путей перекачки или подъездной железной дороги; при отсутствии путей перекачки и соответствующем обосновании допускается безрельсовая (бескареточная) установка с применением специальных подставок, для обеспечения возможности доступа к дну бака (авто)трансформатора;

- минимизация производства земляных работ за счёт применения различных типов сборных железобетонных и свайных фундаментов (призматические железобетонные сваи, винтовые сваи, сваи открытого профиля, сваи-оболочки, буронабивные и буроопускные сваи), малозаглубленных и поверхностных фундаментов, термосвай и винтовых свай в вечномёрзлых грунтах, стержневых заделок в скальных грунтах; применение высокоэффективных рабочих буровых органов для проходки скважин в крепких породах и скальных грунтах;

- при строительстве зданий ПС (ЗРУ, складских помещений, зданий резервуаров пожаротушения и др.) преимущественно применять каркасные или модульные конструкции зданий с облицовкой сэндвич-панелями; применение кирпича при строительстве крупногабаритных зданий допускается при специальном обосновании, в том числе по требованиям безопасности;

- при строительстве СПЗ или зданий ОПУ наряду с использованием кирпича, пенобетонных и шлакобетонных блоков с наружной отделкой зданий облицовочным кирпичом, керамогранитом или вентилируемым фасадом, навесными облицовочными панелями с корпоративной расцветкой, допускается применение каркасных или модульных конструкции зданий с облицовкой сэндвич-панелями, в частности в районах вечной мерзлоты;

- применение новых высокоэффективных материалов для защиты от коррозии строительных конструкций, коррозионностойких сталей повышенной прочности для изготовления металлоконструкций порталов и опорных конструкций под оборудование;

- для разводки кабелей вторичных систем в помещениях ОПУ и РЩ преимущественно использовать кабельные шахты и фальшполы, кабельные этажи допускаются при технико-экономическом обосновании;

- производственные и хозяйственные резервуары должны выполняться из монолитного железобетона с маркой по водонепроницаемости не менее W8 или из сборных бетонных блоков с гидроизоляцией посредством стальной рубашки, в качестве наружной и внутренней гидроизоляции резервуаров применять материалы проникающего действия, перекрытие резервуаров выполнять сборным железобетонным с оклеечной поверхностной гидроизоляцией;

- очистные сооружения могут сооружаться в металлическом каркасе с облицовкой сэндвич-панелями. Очистные сооружения в районах с абсолютным минимумом температур ниже -45°C рекомендуется выполнять в металлических резервуарах с утеплением из напыляемого пенополиуретана (ППУ), гидроизоляцией посредством стальной рубашки, с использованием электрообогрева очистных сооружений наружной установки, дренажных труб с автоматической регулировкой температуры;

- резервуары водяного пожаротушения могут выполняться:

- заглубленными на глубину ниже уровня промерзания грунта. Заглубленные резервуары выполняются из монолитного железобетона;

- наземными, в цистернах из стали, композитных или полимерных материалов. Резервуары в цистернах могут размещаться совместно с насосной пожаротушения в легком каркасном здании с обогревом и облицовкой сэндвич-панелями или открыто. При открытом размещении в районах с абсолютным минимумом температур ниже – 45°С рекомендуется использоваться встроенную систему электрообогрева резервуаров противопожарного водоснабжения с контролем уровня и температуры воды, а также передачей информации на пульт дежурного ПС;
- наружные сети хозяйственно-питьевого водопровода низкого давления следует предусматривать из раструбных напорных труб из поливинилхлорида (ПВХ) типа «Т» комплектно с резиновыми кольцами. Для районов с холодным климатом рекомендуется использовать систему гибких полиэтиленовых трубопроводов с ППУ со встроенной системой электрообогрева;
- наружные сети бытовой канализации - из безнапорных труб ПВХ комплектно с уплотнительными кольцами. Для районов с холодным климатом наружные сети бытовой канализации рекомендуется выполнять из труб, изготовленных из полиэтилена низкого давления (ПНД), со встроенной системой электрообогрева;
- при устройстве маслоприемных устройств маслonaполненного оборудования использовать метод заливного армированного бетона с использованием полимерных добавок для улучшения характеристик бетона;
- окраску бетонных поверхностей осуществлять маслостойкой краской для защиты поверхности от трансформаторного масла;
- применение новых эффективных материалов для ограждающих и кровельных конструкций, полов и отделки помещений зданий;
- в служебных и производственных помещениях, в зависимости от функционального назначения, использовать напольные покрытия, такие как коммерческий линолеум, керамическая плитка, плитка из керамогранита, а также наливные полы на основе полиуретана или эпоксидных смол, как самые прочные и износостойкие;
- наливные полы должны соответствовать следующим требованиям: незначительная истираемость; пылеобразование; химическая стойкость; высокая скорость проведения работ по монтажу (полы могут укладываться при плюсовых и отрицательных температурах); легкость обновления и ремонта;
- основанием для наливного пола должен быть бетонный пол (марка бетона 200-300), из кислотоупорной и керамической плитки, на поверхности не должно быть трещин и сколов, влажность основания не более 4-5%;
- при ремонте фасадов административных зданий, кроме традиционного использования фасадных красок, возможно использование технологии «вентилируемый фасад», эти работы допускается проводить только после комплексного обследования технического состояния строительных конструкций зданий и сооружений специализированной организацией;
- выполнение экологических мероприятий в соответствии с действующим природоохранным законодательством;
- объединение проектных решений в единый архитектурно-промышленный комплекс, применение единого корпоративного стиля оформления фасадов зданий

и сооружений с использованием элементов утвержденного корпоративного стиля (цветовые решения, эмблемы и т.п.).

Генеральный план и компоновочные решения подстанций, а также объемно-планировочные решения зданий и сооружений, расположенных на её территории, должны обеспечивать:

- удобство эксплуатации;
- возможность проведения регламентных и ремонтных работ, в том числе связанных с заменой крупногабаритного оборудования;
- условия для оперативной ликвидации чрезвычайных ситуаций.

При конкретном проектировании ПС необходимо индивидуально подходить к выбору схемы РУ, состава компонентов комбинированных коммутационных аппаратов с тем, чтобы обеспечить удобство эксплуатации, ремонтпригодность схемы, исключить возможность ошибочных действий при оперировании, вписаться в отведенную площадку строительства и, при этом, понести минимальные затраты в сравнении с другими возможными вариантами строительства (реконструкции) ПС путем проведения их технико-экономического сравнения.

На подстанциях 110 кВ и выше должна быть, как правило, предусмотрена система водоснабжения и канализации.

Подвеску ВЧ-заградителей и шлейфов осуществлять с применением технических решений, исключающих свистывание.

Здания и сооружения ПС с высшим напряжением 6-110 кВ (КРУ, ЗРУ, ОПУ)

При строительстве зданий и сооружений подстанций конструкция крыши должна быть двух (или более) скатной.

Здания и сооружения подстанций, без обслуживающего персонала, должны быть выполнены в блочно-модульном исполнении.

Здания подстанций с обслуживающим персоналом или при определенных требованиях уполномоченных организаций могут быть выполнены из кирпича с применением керамической черепицы в качестве кровельного материала.

Здания любого исполнения должны быть оборудованы отоплением, вентиляцией, пожарной сигнализацией в соответствии с действующей нормативно-технической документацией. Входные наружные двери всех помещений ПС следует выполнять металлическими с внутренними замками. Остекление зданий на территории ПС следует сокращать до минимума. В случае необходимости в естественном освещении окна первого этажа оборудуются решетками.

Выбор конструктивного решения пола необходимо осуществлять с учетом обеспечения:

- надежности и долговечности принятой конструкции;
- экономного расходования строительных материалов;
- наиболее полного использования физико-механических свойств применяемых материалов;
- оптимальных гигиенических условий для людей;
- пожаро- и взрывобезопасности.

Для своевременного выявления неисправностей в строительных конструкциях зданий КРУ, ЗРУ, ЗТП фасады допускается ремонтировать без укрытия стен каркасными фасадными материалами.

Для создания благоприятных условий эксплуатации зданий и сооружений необходимо контролировать, чтобы при строительстве новых и реконструкции старых зданий планировка и благоустройство территории, системы водоотвода атмосферных осадков и грунтовых вод были выполнены в соответствии с проектной документацией и в дальнейшем поддерживались в исправном состоянии в соответствии с требованиями типовой инструкции.

Фасадные части зданий и сооружений закрытых подстанций, ТП и РП, располагающихся в зоне городской застройки, должны вписываться в окружающий архитектурный ландшафт.

2.3.3. Основное оборудование

2.3.3.1. Силовые автотрансформаторы, трансформаторы и реакторы

- АТ/Т (в т.ч. линейно-регулируемые) 110 кВ и выше, шунтирующие управляемые и неуправляемые (УШР, ШР) и компенсационные реакторы, как правило, должны оснащаться:

- АТ/Т - устройствами РПН комплектно с регулятором напряжения с возможностью работы в автоматическом и ручном дистанционном режиме с удаленного пункта управления;
- датчиками контроля состояния изоляции вводов ВН, СН, температуры верхних слоев масла бака оборудования, температуры масла на входе и выходе охладителей, положения РПН, датчиками газо- и влагосодержания трансформаторного масла, а также выводом релейных сигналов технологических защит систем охлаждения, устройства РПН, релейных сигналов питания защит трансформатора и т.д. для АСУ ТП и систем автоматической диагностики (мониторинга).

- магнитопроводы со сниженными потерями за счет применения высококачественной электротехнической стали с уровнем удельных потерь 1,0 Вт/кг при индукции 1,5 Тл; применение сталей толщиной 0,23-0,3 мм; сборка магнитопроводов по технологии с косым стыком «Step Lap».

- обмотки из транспонированного провода со клейкой. Прессующая система из электрокартона, не подверженного усадке.

- иметь необходимую электродинамическую стойкость обмоток к токам короткого замыкания.

- вводы 110-500 кВ герметичные, без избыточного давления, без расширительного бачка, с твердой RIP изоляцией, наличие измерительного вывода ПИН.

- не менее четырех встроенных трансформаторов тока, кроме того один трансформатор тока для целей мониторинга.

- маслонасосы прямоточного типа.

- режимы управления комбинированными системами охлаждения М/Д и М/Д/ДЦ: ручной, автоматический.

- функции системы управления охлаждением:

- управление системой охлаждения по показателям нагрузочной способности и контроль состояния каждого электродвигателя системы охлаждения в отдельности;
- возможность плавного пуска и уменьшения пусковых токов;

- защита электродвигателей от перегрузки и короткого замыкания;
 - защита электродвигателей охладителей от исчезновения фазы и от асимметрии фаз;
 - индикация нагрузки электродвигателей;
 - обнаружение ненагруженного двигателя или работающего с повышенным моментом нагрузки.
- конструкция охлаждающих устройств (радиаторов) - пластинчатая (плоско-штампованные радиаторы, оцинкованные методом горячего погружения).
 - АТ с номинальным напряжением обмотки НН, как правило, 20-35 кВ в целях снижения значений токов короткого замыкания.
 - АТ со сниженной мощностью обмотки НН (за исключением случаев подключения к ней устройств компенсации реактивной мощности).
 - третичные обмотки (авто)трансформаторов, от которых осуществляется питание потребителей 6-35 кВ, должны иметь схему и группу соединения, соответствующие принятым в питаемых распределительных сетях.
 - пониженный уровень шума не более 75 дБ (для УШР – не более 90 дБ).
 - уровень вибраций для ШР не более 60 мкм.
 - шкафы автоматического управления охлаждением трансформатора должны быть оцинкованными или изготовлены из нержавеющей стали (степень защиты не ниже IP55 по ГОСТ 14254), обеспечивать автоматическое поддержание температуры внутри шкафа; должно быть обеспечено наличие контроля доступа в шкаф с сигнализацией, ручное управление каждым из установленных маслососов и вентиляторов обдува, плавный пуск и токовая защита электродвигателей маслососов и вентиляторов, контроль состояния (исправности) коммутационных аппаратов, управляющих двигателями, наличие панели дистанционного управления (устанавливаемой в ОПУ) для оперативного управления и визуализации состояния системы охлаждения, наличие канала связи для передачи в систему мониторинга или АСУ ТП информации о состоянии системы охлаждения самодиагностика шкафа.
 - требования к надежности:
 - срок службы - не менее 30 лет;
 - гарантийный срок - не менее 36 месяцев со дня ввода в эксплуатацию;
 - отсутствие необходимости капитального ремонта в течение всего срока службы;
 - отсутствие необходимости подпрессовки обмоток в течение всего срока службы;
 - достаточная устойчивость к железнодорожной транспортировке (обязательное наличие датчика ускорений);
 - уровень радиопомех не более 2500 мкВ.
 - взрывобезопасность за счет конструктивного исполнения баков трансформаторов, применения систем предотвращения разгерметизации корпуса при внутренних повреждениях (клапаны, системы предотвращения взрывов и пожаров).
 - наличие необслуживаемой системы воздухоосушения.

На распределительных ТП 6-35/0,4 кВ должны применяться силовые трансформаторы:

- маслосодержащие герметичные, литые или сухие с уменьшенными потерями (в том числе, за счет применения в трансформаторах магнитопроводов из

аморфной стали) и массогабаритными параметрами, а также специальные конструкции трансформаторов мощностью до 100 кВА, предназначенные для установки на опорах ВЛ;

- с симметрирующими устройствами;
- со схемой соединения обмоток Δ/Y_n или Y/Z_n (допускается использование схемы соединения обмоток силовых трансформаторов Y/Y_n при наличии соответствующего обоснования, например, замена вышедшего из строя трансформатора на двухтрансформаторной ТП).

В ТП, встроенных в здания, а также сооружаемых в условиях плотной городской застройки или в стесненных условиях должны, как правило, применяться малогабаритные трансформаторы с сухой изоляцией, с пониженным уровнем шума и вибрации:

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

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

Регулировочные трансформаторы допускается устанавливать:

- при наличии соответствующего обоснования - на АТ 500-750 кВ для регулирования потоков активной мощности;
- на подстанциях 35-220 кВ с трансформаторным оборудованием, оснащенным устройствами ПБВ, где регулирование напряжения не отвечает исходным требованиям при использовании ПБВ в соответствии с Нормами технологического проектирования подстанций.

Вольтодобавочные трансформаторы линейные допускается применять для адаптации распределительных электрических сетей напряжением 0,4-20 кВ к изменению (увеличению) электрических нагрузок и обеспечения требуемого качества электрической энергии, на основании технико-экономического обоснования в сравнении с другими вариантами обеспечения качества электроэнергии.

Местом установки вольтодобавочных трансформаторов могут быть точки критического падения напряжения (больше 5 процентов от номинального значения напряжения) линий электропередач или непосредственно шины потребителя.

Регулирование напряжения ВДТ должно осуществляться в автоматическом режиме.

При изменении направления мощности (при переходе на резервный источник питания), ВДТ не должен изменять режим работы по отношению к направлению потока мощности.

Уровень регулирования напряжения при использовании ВДТ должен составлять $\pm 10\%$ или $\pm 15\%$.

Необходимо рассматривать установку вольтодобавочных трансформаторов:

- на линиях электропередачи 6-20 кВ, которые не обеспечивают качество электрической энергии у потребителей, с регулированием напряжения $\pm 10\%$;
- на линиях электропередачи 6-20 кВ с целью увеличения пропускной способности линий, с регулированием напряжения $+10\%$;

- на подстанциях 35-110 кВ, оборудованными устройствами ПБВ, где регулирование напряжения не отвечает нормативным требованиям, с регулированием напряжения $\pm 15\%$;

- на распределительных пунктах и подстанциях напряжением 6-20 кВ, с регулированием напряжения $\pm 15\%$.

ВДТ должны оснащаться встроенными трансформаторами тока и напряжения, программируемыми блоками управления с возможностью регистрации процессов и режимов работы ВДТ.

В сетях 6-35 кВ следует применять сухие токоограничивающие реакторы с малыми потерями электроэнергии и достаточной электродинамической стойкостью к токам КЗ. Реакторы аналогичного типа следует применять для установки на вводах 6-20 кВ силовых трансформаторов или на присоединениях отходящих линий.

Для компенсации емкостных токов замыкания на «землю» и снижения перенапряжений при однофазных дуговых замыканиях на «землю» в сетях 6-35 кВ рекомендуется применять плавнорегулируемые ДГР с автоматическим регулятором настройки. В стеснённых условиях подстанций закрытого типа следует применять дугогасящие агрегаты (ДГР и трансформаторы для их подключения в одном корпусе, выполненные на едином магнитопроводе), в том числе, сухого исполнения.

2.3.3.2. Коммутационная аппаратура

Не должен требоваться капитальный ремонт за весь срок службы.

Срок службы - не менее 30 лет, с гарантийным сроком эксплуатации – не менее 36 месяцев с даты ввода в эксплуатацию.

В сетях 110 кВ и выше в качестве коммутационной аппаратуры следует применять:

- элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные (наличие клапанов сброса давления обязательно), преимущественно с пружинными приводами;- по мере развития технологий допускается также применение вакуумных выключателей, а также выключателей-разъединителей (комбинированных модульных аппаратов) в сетях 110-220 кВ;

- в цепи (У)ШР и конденсаторных батарей выключатели, предназначенные для коммутации тока реактора и конденсаторных батарей, соответственно. В случае необходимости при обосновании расчетами и подтверждении соответствующими протоколами типовых испытаний допускается применение выключателей с УПНКП;

- рекомендуется применение колонковых и баковых элегазовых выключателей с полимерной внешней изоляцией при эксплуатации в сложных климатических условиях и районах с повышенным загрязнением;

- вакуумные выключатели (в отдельных случаях - элегазовые) - в закрытых распределительных устройствах 6-35 кВ;

- разъединители 110 кВ и выше пантографного, полупантографного и горизонтально-поворотного типа, оснащённые электродвигательными приводами, в том числе и для заземляющих ножей, высокопрочными фарфоровыми или полимерными опорными изоляторами, высоконадежными переключающими устройствами для реализации схем электромагнитной блокировки;

- в сетях напряжением 6-35 кВ следует применять:
 - - элегазовые выключатели на присоединениях с большими токами или в стесненных условиях при соответствующем обосновании;
 - - вакуумные выключатели внутренней установки;
 - - вакуумные выключатели наружной установки (реклоузеры) на ВЛ;
 - - вакуумные выключатели нагрузки наружной установки на ВЛ;
 - - вакуумные выключатели нагрузки внутренней установки;
 - - предохранители-разъединители до 20 кВ.
- в распределительных сетях напряжением 6-20 кВ рекомендуется применять предохранители-разъединители и разъединители, отвечающие современным требованиям эксплуатации;
- обоснованная минимизация объемов технического обслуживания коммутационных аппаратов.

2.3.3.3. Комплектные распределительные устройства

Общие требования

- не должны требовать капитального ремонта за весь срок службы;
- гарантийный срок – не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- срок службы - не менее 30 лет;

Требования к КРУЭ:

- все модули КРУЭ должны быть малообслуживаемыми;
- КРУЭ должны быть укомплектованы системой мониторинга и диагностики (измерение плотности элегаза с возможностью визуального контроля, для КРУЭ 110 кВ и выше рекомендуется установка встроенных датчиков ЧР с системой непрерывной сигнализации и/или возможностью подключения портативных устройств для регистрации уровней ЧР и расшифровки характера неисправности элементов КРУЭ);
- конструкция КРУЭ должна предусматривать вывод в ремонт любого газового объема без полного отключения КРУЭ;
- для подключения присоединений в ячейки КРУЭ 110-500 кВ должны предусматриваться кабели 110-500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена; при соответствующем обосновании - элегазовые токопроводы напряжением 110-500 кВ;
- в случае закрытой установки силовых (авто)трансформаторов и шунтирующих реакторов преимущественно выполнять их подключение к КРУЭ с использованием вводов масло-элегаз;
- КРУЭ должны обеспечивать номинальные параметры при нижнем значении температуры окружающего воздуха до -5°C , элегазовые токопроводы наружной установки - при температуре окружающего воздуха до -60°C с учетом охлаждающего действия ветра;
- в конструкции элегазовых токопроводов должны быть предусмотрены компенсирующие устройства в границах перепада температур и в границе разделения фундаментов здания КРУЭ и наружных опор токопроводов температурными швами;

- конструкция КРУЭ должна предусматривать возможность доступа обслуживающего персонала к каждому коммутационному аппарату (в т.ч. должны предусматриваться передвижные либо стационарные площадки обслуживания);
- комбинированные коммутационные аппараты, совмещающие в себе функции выключателя, разъединителя(-ей), заземлителей (КРУЭН).

Требования к КРУ 6-35 кВ

Применять комплектные распределительные устройства 6-35 кВ с воздушной, в том числе комбинированной, изоляцией, при соответствующем технико-экономическом обосновании с элегазовой изоляцией.

Допускается для электросетевых объектов с высшим напряжением 6-35 кВ в обоснованных случаях применять камеры сборные одностороннего обслуживания, комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией с вакуумными выключателями или выключателями нагрузки, в том числе в исполнении «моноблок».

2.3.3.4. Токопроводы и ошиновка

С целью сокращения занимаемой площади и оптимизации компоновочных решений на ПС допускается применение жёсткой ошиновки на стороне 35-500 кВ, как неизолированной, так и в защищённом исполнении.

В блочно-комплектных ТП напряжением 6-20/0,4 кВ, с трансформаторами мощностью до 630 кВА, рекомендуется применять изолированную жесткую или изолированную гибкую ошиновку.

В распределительных сетях при мощности трансформаторов 1000 кВА и более на стороне 0,4 кВ должны применяться закрытые или изолированные (трёхфазные и однофазные) токопроводы. Допускается использование гибкой ошиновки при обосновании.

При воздушных вводах на участках линий от проходных изоляторов ячеек КРУ до первых опор ВЛ 6 (10) кВ, применять защищенный (изолированный) провод.

На подстанциях 110-500 кВ допускается применение газоизолированных токопроводов с изолирующей средой на основе элегаза при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Применение полых проводов для выполнения ошиновки допускается при реконструкции или расширении действующих электросетевых объектов.

2.3.3.5. Измерительные трансформаторы

- элегазовые и маслонаполненные трансформаторы тока;
- емкостные трансформаторы напряжения 110 кВ и выше;
- антирезонансные электромагнитные трансформаторы напряжения 6 – 35 кВ;
- для сетей 110 кВ и выше допускается применение электромагнитных ТН при соответствующем проектном обосновании, для установки на объектах расширения и реконструкции со значительной вторичной нагрузкой;
- трансформаторы тока, обеспечивающие повышенную надежность, взрыво- и пожаробезопасность;

- отсутствие необходимости ремонта в течение всего срока службы;
 - применение емкостных делителей с пониженным значением температурного коэффициента емкости;
 - сниженный объем масла;
 - применение литых коррозионностойких корпусов;
 - комбинированные трансформаторы тока и напряжения для установки в ячейках ВЛ 110-500 кВ в целях компактизации РУ;
 - измерительные трансформаторы должны иметь отдельную обмотку для целей учета электроэнергии;
 - трансформаторы тока 220 кВ и выше с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии (в том числе АИИС КУЭ) не хуже 0,2S, для целей АСУ ТП и измерений – не хуже 0,2;
 - трансформаторы тока для потребителей с присоединенной мощностью 100 МВт и выше с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии (в том числе АИИС КУЭ) - не хуже 0,2S, для целей АСУ ТП и измерений – не хуже 0,2;
 - трансформаторы тока для потребителей с присоединенной мощностью менее 100 МВт с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии - не хуже 0,5S, для целей АСУ ТП и измерений – не хуже 0,5;
 - для присоединений 0,4 кВ трансформаторы тока с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии, измерений и АСУ ТП - не хуже 0,5;
 - трансформаторы напряжения 220 кВ и выше с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии (в том числе АИИС КУЭ), АСУ ТП и измерений не хуже 0,2;
 - трансформаторы напряжения 35-110 кВ с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии (в том числе АИИС КУЭ), АСУ ТП и измерений не хуже 0,2 (при наличии присоединений с присоединенной мощностью 100 МВт и выше с учетом перспективы роста нагрузок), для остальных ТН с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии (в том числе АИИС КУЭ), АСУ ТП и измерений - не хуже 0,5;
 - фактические вторичные нагрузки измерительных ТТ и ТН должны соответствовать требованиям нормативных документов и обеспечивать работу ТТ и ТН в требуемом классе точности;
 - коэффициент трансформации обмоток АИИС КУЭ, АСУ ТП и измерений должен обеспечивать измерение рабочего тока с нормированной точностью в диапазоне его изменения от минимального до максимального значения, определяемых на основании расчетов электроэнергетических режимов;
 - необходимо применять схему измерения с тремя ТТ;
 - ~~— межповерочный интервал измерительных трансформаторов должен быть:~~
 - ~~— не менее 8 лет — при установке на объектах ЕНЭС;~~
 - ~~— не менее 6 лет — при установке на объектах распределительных сетей;~~
 - применяемые измерительные трансформаторы должны соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение».
- Рекомендации: применении гидрофобных покрытий или внешней полимерной изоляции для снижения эксплуатационных издержек и повышения взрывобезопасности;
- Измерительные трансформаторы тока и напряжения, применяемые в сетях напряжением 6-20 кВ должны иметь:
- литую изоляцию;

- не менее двух вторичных обмоток.

Следует применять трансформаторы тока 0,4 кВ для целей АИИС КУЭ, АСУ ТП и измерений в случаях, когда измеряемый ток превышает 60 А, а присоединяемая мощность – более 25 кВт.

2.3.3.6. 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 резисторов для всех классов напряжений, взрывобезопасных с достаточной энергоемкостью и защитным уровнем.

В случаях применения УПНКП выключателя, предназначенного для выполнения операции включения в момент максимума напряжения на контактах выключателя (например, включение реактора, трансформаторов), что соответствует максимальным перенапряжениям, необходимо оценивать повышенные нагрузки на ОПН и изоляцию основного оборудования ПС, ЛЭП.

2.3.3.7. Устройства компенсации реактивной мощности

- управляемые статические средства продольной и поперечной компенсации на базе современной силовой электроники:

- шунтирующие шинные и линейные реакторы 110-500 кВ, в т.ч. управляемые подмагничиванием или тиристорными вентилями с использованием трансформаторов с напряжением короткого замыкания, равным 100%;
- статические компенсаторы тиристорные (СТК) и транзисторные (СТАТКОМ);
- вакуумно-реакторные и тиристорно-реакторные группы, коммутируемые выключателями с повышенным коммутационным ресурсом, оснащенными устройством синхронной коммутации;
- батареи статических конденсаторов и фильтрокомпенсирующих устройств;
- управляемые устройства продольной компенсации.

- экологически безопасные конденсаторы, пропитанные жидким синтетическим диэлектриком, и сухие конденсаторы для фильтровых и шунтовых батарей, устройств продольной компенсации.

Применение конденсаторной установки допускается при условии исключения резонансных явлений при всех режимах работы электрической сети.

В распределительных сетях при невозможности размещения регулируемых конденсаторных батарей и при соответствующем обосновании допускается установка отдельных конденсаторов, рассчитанных только на компенсацию намагничивающего тока трансформатора в базисной части графика реактивной нагрузки.

2.3.4. Собственные нужды

При организации собственных нужд ПС необходимо:

- осуществлять питание электроприемников СН переменного тока ПС от двух независимых источников (для ПС 330 кВ и выше - от трех, при этом, ИБП может считаться третьим независимым источником);

- иметь на ПС 110 кВ и выше собственные источники электроэнергии, обеспечивающие автономную работу электроприемников собственных нужд, непосредственно участвующих в технологическом процессе не менее одного часа при полной потере внешнего питания СН и последующий пуск ПС «с нуля» (тип источника питания: ДГУ или ИБП, в том числе, на базе аккумуляторной батареи большой мощности, должен определяться на основании технико-экономического сравнения вариантов);

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

- обеспечивать раздельную работу секций 0,4 кВ собственных нужд с АВР, предусматривать раздельную 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 ТП и РП с переменным и выпрямленным оперативным током ТСН должны присоединяться через предохранители, со стороны питания, до вводного выключателя. Питание сети оперативного тока от шин собственных нужд должно осуществляться через стабилизаторы с напряжением 220 В на выходе.

Централизованная система с распределительным щитом и щитом управления для аварийного и эвакуационного освещения главного щита управления ПС с возможностью использования типовых осветительных установок для аварийного освещения и интеграцией в действующие АСУ ТП ПС, системы оповещения о пожаре, с автономным тестированием узлов и агрегатов, как самой системы, так и подключаемой к ней нагрузки (сетей освещения), с возможностью анализа контроля состояния сетей освещения.

2.3.5. Организация системы питания оперативного тока

2.3.5.1. Общая часть

Одним из основных условий надежного функционирования устройств РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, ССПИ на подстанциях является организация оптимальной структуры их оперативного питания.

Особенность организации оперативного питания этих систем определяется тем, что в настоящее время, на ПС внедряются новые системы и виды оборудования, требующие новых подходов по сравнению с существующими.

Источниками питания этих систем, являются системы переменного и постоянного оперативного тока.

Проектирование систем оперативного питания должно проводиться с учетом возможности работы ПС без постоянного присутствия оперативного персонала на ней.

Для питания систем связи, информационно-вычислительной инфраструктуры ПС и других систем должны предусматриваться индивидуальные источники бесперебойного питания (ИБП).

Индивидуальный ИБП должен отвечать следующим основным требованиям:

- обеспечение питания нагрузки от ИБП, как правило, не менее 4 часов при отключении СН ПС по любой причине;
- обеспечение требований к электромагнитной совместимости.

2.3.5.2. Оперативный ток на объектах ЕНЭС

Питание устройств РЗА, устройств управления коммутационным оборудованием, приводов вводных и секционных автоматов ЩСН, аварийного освещения ответственных помещений на подстанциях 110 кВ и выше должно осуществляться от систем оперативного постоянного тока (СОПТ).

СОПТ ПС должна отвечать следующим основным требованиям:

- расчетная длительность разряда аккумуляторной батареи (АБ) должна учитывать время прибытия персонала на ПС, выявления им неисправности в СОПТ и принятия мер по восстановлению нормального режима работы АБ и СОПТ в целом;
- должны применяться АБ со сроком службы не менее 20 лет и способностью обеспечивать максимальные расчетные толчковые токи после гарантированного не менее, чем двухчасового разряда током нагрузки в автономном режиме (при потере собственных нужд ПС) в течение всего срока службы;
- технологическая совместимость зарядных устройств (ЗУ) и АБ;
- ЗУ должны обеспечивать:
 1. возможность автоматического трехступенчатого режима заряда (ступень ограничения начального тока заряда, ступень ограничения напряжения, ступень термокомпенсированной стабилизации напряжения);
 2. в режиме поддерживающего заряда качество напряжения (уровень, пульсации, стабильность и термокомпенсация) техническим условиям на аккумуляторы конкретного типа;
 3. качество напряжения техническим условиям электроприемников постоянного оперативного тока (например, устройства РЗА) в режимах как поддерживающего заряда, так и уравнивающего заряда;
 4. электропитание устройств, находящихся постоянно под напряжением (в частности, устройств РЗА), соответствующее их техническим условиям при нарушении связи с аккумуляторной батареей по любой причине;
 5. автоматический полный заряд аккумуляторной батареи за минимально возможное время с учетом ограничений, определенных техническими условиями на аккумуляторную батарею;
 6. питание нагрузки при отключении АБ по любой причине.
- отключение КЗ в любой точке сети оперативного постоянного тока, сопровождающегося снижением напряжения на нагрузке ниже допустимого, с минимальным временем, исключаящим перезагрузку микропроцессорных терминалов устройств РЗА;

- обеспечение электромагнитной совместимости;
- автоматизированный поиск «земли» в сети постоянного оперативного тока без отключения присоединений, отходящих от щита постоянного тока;
- автоматическое выявление снижения изоляции каждого полюса и одновременного снижения изоляции на обоих полюсах СОПТ;
- выполнение защиты сети постоянного оперативного тока на верхних уровнях с использованием коммутационно-защитных аппаратов с плавкими предохранителями электробезопасного исполнения, на нижнем уровне допускается применение автоматических выключателей;
- для подстанций 220 кВ и выше и ПС 110 кВ с более чем тремя выключателями в РУ ВН применять две АБ и четыре ЗУ по два на каждую АБ. На остальных ПС 110 кВ и ПС 35 кВ применять одну АБ и два ЗУ.

Действующие типовые решения по организации СОПТ ориентированы на организацию централизованной системы.

Необходимо рассмотреть целесообразность организации децентрализованной СОПТ. В децентрализованной СОПТ АБ, щиты ПТ располагаются, как в здании ОПУ, так и в соответствующих зданиях РЩ распределительных устройств. При этом все элементы СОПТ интегрируются в единую систему с обеспечением соответствующей надежности.

В обоснованных вариантах организации оперативного питания ПС может быть предусмотрена установка дизель-генераторов необходимой мощности.

Основными задачами на ближайший период является:

1. Разработка требований к интегрированной децентрализованной системе оперативного питания, учитывающих наличие системы переменного и постоянного оперативного тока, а также централизованных и индивидуальных ИБП.
2. Разработка типовых схем организации оперативного питания (СОПТ, ТСН, ИБП, ДГУ) и типовых проектных решений с учетом решений различных производителей.
3. Использование современных методик расчета токов КЗ и выбора типов защитных аппаратов и параметров их срабатывания.
4. Проработка вопросов использования новых альтернативных источников постоянного тока взамен АБ.

2.3.5.3. Постоянный оперативный ток на объектах распределительного сетевого комплекса

На ПС напряжением 35 кВ и выше рекомендуется применять СОПТ напряжением 220 В. На реконструируемых объектах 35-110 кВ применение системы постоянного оперативного тока обосновывается необходимостью установки коммутационных аппаратов и современных систем РЗА. Применение выпрямленного и переменного оперативного тока на ПС 35-110 кВ допускается только на существующих объектах.

Для ПС 110 кВ с количеством присоединений по высокой стороне больше трёх рекомендуется применение стационарных АБ.

При реконструкции ПС 35-110 (220) кВ, связанной с установкой микропроцессорных защит допускается в дополнение к существующей СОПТ

устанавливать новую (дублирующую) СОПТ, для питания только реконструируемой части ПС.

СОПТ должна выполняться с трех или двухуровневой системой защиты.

В качестве защитных аппаратов в СОПТ должны применяться автоматические выключатели или предохранители.

Конструктивное исполнение защитных аппаратов должно обеспечивать их безопасное обслуживание.

Защита СОПТ должна обеспечивать селективность всех уровней во всем диапазоне токов короткого замыкания.

Присоединение АБ к защитным аппаратам первого уровня и между элементами должно осуществляться медными гибкими (многопроволочными) кабелями с кислотостойкой изоляцией.

Емкость источников постоянного оперативного тока должна быть определена с учетом времени прибытия персонала на ПС в случае аварии и времени, необходимого для ее ликвидации при потере цепей подзаряда аккумуляторных батарей, в том числе при снижении емкости АБ в конце срока службы.

Также рекомендуется:

- наличие устройства мониторинга СОПТ;
- наличие устройства контроля изоляции полюсов сети относительно земли;
- наличие системы автоматизированного поиска мест повреждения изоляции полюсов сети относительно земли без отключения присоединений (поиск «земли»);
- наличие устройства регистрации аварийных процессов и событий в СОПТ в составе АСУ ТП (по дополнительному требованию);
- наличие средства выдачи сигнала обобщенной неисправности в АСУ ТП;
- при применении на ПС одного ЗУ - использовать ЗУ с резервируемыми преобразователями.

2.3.5.4. Выпрямленный оперативный ток

Выпрямленный оперативный ток допускается применять в ПС 35/0,4кВ, РП и ТП 6-20 кВ.

Для организации выпрямленного оперативного тока должны использоваться стабилизированные блоки напряжения, подключенные к трансформаторам напряжения на стороне ВН подстанции и токовые блоки питания, подключаемые к отдельно стоящим трансформаторам тока на стороне ВН подстанции.

Для отыскания замыкания на землю без отключения присоединений в системах выпрямленного оперативного тока должны предусматриваться автоматические устройства или ручные средства поиска.

Для питания оперативных цепей защиты, управления и автоматики на подстанции все блоки питания тока и стабилизированного напряжения должны работать параллельно на шинки оперативного тока.

2.3.5.5. Переменный оперативный ток

Переменный оперативный ток рекомендуется применять на ПС 35кВ, РП и ТП 6-20 кВ.

Применение переменного оперативного тока на ПС с высшим напряжением 110 кВ допускается только при наличии дополнительных обоснований.

Система оперативного переменного тока подстанции должна выполняться с учетом питания шинок от двух секций СН 0,4 кВ через отдельные трансформаторы с АВР между линиями питания.

На шинках должны предусматриваться устройства контроля изоляции.

В качестве источников переменного оперативного тока для питания цепей защиты и управления должны использоваться трансформаторы тока и предварительно заряженные конденсаторы.

2.3.6. Безопасность и антитеррористическая защищенность объектов электросетевого комплекса

2.3.6.1. Общие положения

Обеспечение антитеррористической защищенности объектов ЭСК осуществляется в соответствии с **Ошибка! Источник ссылки не найден.-0**.

Организация физической охраны, оснащение объектов ЭСК инженерно-техническими средствами охраны определяются и реализуются в соответствии с требованиями Федерального законодательства, Приказов Министерства энергетики России, организационно распорядительной документации ОАО «Россети».

Меры по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов ЭСК осуществляются, исходя из результатов категорирования и присвоения объектам одной из трех категорий опасности: низкой, средней или высокой.

При реализации указанного комплекса мер в целях обеспечения бесперебойного и эффективного функционирования электросетевого комплекса должны использоваться передовые технологии безопасности.

Подробные требования, рекомендации по оборудованию, инженерно-технических средств охраны (ИТСО) и Комплексной автоматизированной системе управления безопасностью изложены в техническом проекте КАСУБ.

Проектирование и создание систем ИТСО (элементов КАСУБ) должно осуществляться на основании типовых технических решений.

При этом в состав ИТСО должны входить:

инженерно-технические средства защиты (в том числе, преграды, барьеры, инженерные конструкции);

технические средства охраны (система охранной сигнализации, система тревожной сигнализации, система охранная телевизионная, система контроля и управления доступом; система сбора и обработки информации);

вспомогательные системы (система оповещения, система охранного освещения, система электропитания).

2.3.6.2. Создание типовых интегрированных комплексов инженерно-технических средств охраны для обеспечения безопасности объектов распределительного сетевого комплекса

Типовые интегрированные комплексы инженерно-технических средств охраны (ТИК ИТСО) предназначены для обеспечения режима безопасного функционирования объектов распределительного электросетевого комплекса через выявление и снижение рисков криминального и террористического характера.

Основные функции ТИК ИТСО:

- обнаружение попыток несанкционированного проникновения на территорию объектов распределительного электросетевого комплекса, в здания, отдельные помещения, к технологическому оборудованию и установкам;
- подача сигнала «тревога» персоналом объекта в ручном режиме, при обнаружении нештатной ситуации;
- превентивное воздействие на потенциальных внешних нарушителей объектового режима (воздействие осуществляется с целью предупреждения нарушителя о статусе и опасности объекта). Должно предусматривать предупреждение в форме звукового оповещения об опасности исходящей от объекта, видео и аудио фиксацию нарушения.
- визуальный телевизионный контроль электросетевого объекта. Контролю должна подлежать зона периметра, входы / въезды на объект, территория, технологическое оборудование и установки, периметры и отдельные помещения зданий;
- контроль и управление доступом на объекты распределительных электрических сетей. Контролю подлежит доступ на территорию объекта, в его локальные зоны, здания, технологические установки;
- контроль критически важных, с точки зрения безопасности объекта, технологических параметров, параметров пожарной безопасности (осуществляется через мониторинг систем АСУТП и пожарной сигнализации);
- контроль за действиями персонала объекта и персонала охраны объекта;
- документирование событий;
- автоматическая передача тревожной информации с охраняемого объекта на пост централизованной охраны (ПЦО) местного отделения вневедомственной охраны (ОВО).
- удаленный мониторинг и управление объектовыми комплексами ИТСО соответствующего ЦУС (Центры мониторинга 1-го уровня). Связь между охраняемыми электросетевыми объектами и центрами мониторинга должна осуществляться с использованием основного и резервного каналов связи;
- мониторинг состояния среды безопасности объектов на уровне Центра мониторинга 2-го уровня, достигаемый за счет автоматической передачи информации о состоянии защищенности объектов из центров мониторинга 1-го уровня (ЦУС) в ДЗО (Центр мониторинга 2-го уровня);

- обеспечение возможности ведения аудио переговоров по каналам передачи данных системы между охраняемыми электросетевыми объектами и центрами мониторинга, включая переговоры операторов центров мониторинга 1-го уровня с посетителями и персоналом объектов. Возможность активации оператором центра мониторинга системы громкоговорящего речевого оповещения на охраняемом объекте;
- автоматический контроль каналов связи между охраняемыми распределительными электросетевыми объектами и центрами мониторинга 1-го и 2-го уровней.

2.3.7. Диагностирование и диагностический мониторинг оборудования ПС

2.3.7.1. Диагностический контроль технического состояния оборудования, должен быть проблемно-ориентированным, достоверным и обеспечивать соответствие требованиям НТД и ОРД, действующими в Обществе и отрасли по составу, объему и периодичности.

2.3.7.2. Приоритетная форма диагностирования – диагностический мониторинг. Диагностический мониторинг должен осуществлять оперативное диагностирование текущего технического состояния оборудования, своевременное выявление возникающих дефектов и прогнозирование сроков их развития.

Целью работы систем диагностического мониторинга является:

- предупреждение возникновения аварийных процессов из-за внутренних дефектов оборудования и принятие мер, исключающих неконтролируемое развитие дефектов;
- контроль ретроспективной информации о техническом состоянии оборудования;
- прогнозирование и моделирование нагрузочной способности и остаточного ресурса оборудования;
- повышение электробезопасности оперативного персонала, снижение человеческого фактора в процессе сбора обработки и формировании результатов диагностики.

2.3.7.3. На вновь строящихся и реконструируемых ПС должно применяться электрооборудование в конструктивном исполнении, обеспечивающем возможность организации диагностического мониторинга технического состояния под рабочим напряжением без его отключения при соответствующем технико-экономическом обосновании.

2.3.7.4. Применение средств и систем автоматического (on-line) диагностирования должно быть преимущественно реализовано с функцией удаленного доступа к оперативной (ретроспективной) информации о техническом состоянии оборудования, возможность передачи оперативной информации в АСУ ТП.

2.3.7.5. На оборудовании, не оснащено системами автоматического мониторинга, необходимо проводить периодическое комплексное диагностирование технического состояния по действующим программам и типовым техническим заданиям.

2.3.7.6. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы, отработавшие нормативный срок службы или находящиеся на учащенном контроле должны подвергаться комплексным обследованиям.

2.3.7.7. Под рабочим напряжением преимущественно должен быть обеспечен непрерывный (автоматический) контроль состояния:

- силовых (авто)трансформаторов и шунтирующих реакторов 110 кВ и выше по контролю:
 - параметров электроэнергии (токи, напряжения, активные, реактивные мощности, $\cos \varphi$) сторон ВН, СН, НН;
 - физико-химических характеристик трансформаторного масла (газо-влажностное содержание);
 - качества изоляции ($\text{tg} \delta$, емкости) вводов ВН, СН;
 - уровню частичных разрядов;
 - температуры верхних слоев масла на входе и выходе охладителей;
 - технологических защит и сигнализации, систем охлаждения, устройства РПН для (авто)трансформаторов;
 - влагосодержания трансформаторного масла;
 - объемных концентраций растворенных в масле газов разложения с сигнализацией о появлении их опасных концентраций;
- высоковольтных вводов 220 кВ и выше по изменению абсолютного значения угла диэлектрических потерь $\text{tg} \delta$ и емкости изоляции, интенсивности частичных разрядов, регистрируемых акустическим или электрическим методом.
- трансформаторов тока 330 кВ и выше по изменению абсолютного значения угла диэлектрических потерь $\text{tg} \delta$ и емкости изоляции;
- контроль межвитковых замыканий для трансформаторов напряжения (по уровню напряжения разомкнутого треугольника)
- выключателей и разъединителей по коммутационному ресурсу.

Опорная и подвесная изоляция.

Периодическое диагностирование:

- тепловизионное обследование фарфоровых и полимерных ОСИ;
- оптический контроль фарфоровых и полимерных ОСИ (УФ-диагностика);
- звуковой и ультразвуковой контроль микротрещин в фарфоровых ОСИ.

Ограничители перенапряжения нелинейные.

Мониторинг проводится под напряжением:

- измерение активной составляющей тока;
- тепловизионное обследование.

Для проведения диагностики ОПН предпочтение имеют средства дистанционной диагностики, беспроводные датчики, системы, позволяющие проводить измерения в on-line режиме.

Шинопроводы (закрытые, с литой изоляцией).

Периодическое диагностирование:

- акустический контроль;

- контроль по интенсивности частичных разрядов.

Периодическое диагностирование шин, высокочастотных заградителей, контактных соединений и аппаратных зажимов осуществляется тепловизионным и оптическим методами.

Силовые кабели (см. раздел 2.5.5 «Диагностирование и мониторинг КЛ»).

2.3.7.8. Системы мониторинга КРУЭ.

Эксплуатируемые и вновь вводимые КРУЭ должны оборудоваться системами мониторинга технического состояния под рабочим напряжением.

Система автоматической диагностики (мониторинга) КРУЭ применяется для сбора, обработки, отображения и хранения информации, характеризующее рабочее (текущее) состояние КРУЭ в процессе эксплуатации.

СМ КРУЭ предназначена для непрерывного мониторинга состояния изоляции КРУЭ на наличие частичных и искровых разрядов (ЧР).

Основными целями оснащения элегазовых комплектных распределительных устройств системами автоматической диагностики являются:

- выявление дефектов в изоляции КРУЭ на ранних стадиях их развития;
- повышение надежности электроснабжения за счет своевременного предотвращения аварийных ситуаций;
- повышение качества и эффективности ремонта КРУЭ на основании данных диагностической информации;
- снижение затрат за счет исключения необоснованных ремонтов КРУЭ;
- обеспечение достоверной оценки текущего технического состояния КРУЭ и возможности прогнозирования развития дефектов на основе базы данных по динамике развития разрядных процессов в изоляции.

СМ КРУЭ должна обеспечивать контроль следующих модулей КРУЭ:

- коммутационных аппаратов: выключателей и разъединителей;
- измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- ограничителей перенапряжений;
- соединительных элементов: сборных шин, кабельных вводов, проходных вводов, элегазовых токопроводов.

СМ КРУЭ должна соответствовать следующим требованиям:

- измерять интенсивность частичных разрядов в изоляции (в том числе в элегазовой среде) с чувствительностью, обеспечивающей определение дефекта на ранней стадии;
- обеспечивать локализацию места нахождения дефекта;
- формировать и обеспечивать визуализацию заключения о техническом состоянии контролируемых модулей КРУЭ.

СМ КРУЭ должна обеспечивать полную технологическую безопасность для оборудования и эксплуатационную безопасность для персонала.

СМ КРУЭ должна обеспечивать безопасную для оборудования и персонала передачу диагностических данных от первичных датчиков.

Для эффективной эксплуатации и поддержания работоспособного состояния систем мониторинга и контроля оборудования, необходимо организовать сервисное обслуживание систем.

2.3.7.9. Диагностирование заземляющего устройства РУ ПС (рабочего, защитного, грозозащитного), должно выполняться комплексно с учетом взаимного влияния и распределения токовой нагрузки по всей системе заземления.

Целями диагностирования заземляющего устройства является проверка эффективности выполнения им заданных функций. Диагностирование заземляющего устройства объекта проводится, как правило, в комплексе с проверкой эффективности его системы молниезащиты. Периодичность обследований устанавливается действующими нормативными документами.

Система заземления должна обеспечивать электромагнитную обстановку, при которой уровни электромагнитных воздействий всех видов не превышают допустимых значений для каждого конкретного устройства.

2.3.7.10. Метрологическое обеспечение системы мониторинга и диагностики, а также СИ, применяемых для мониторинга и диагностики состояния оборудования, должно соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение».

2.3.8. Электромагнитная совместимость и молниезащита

Вторичное электрооборудование, установленное на ПС, и кабели вторичной коммутации подвергаются электромагнитным воздействиям, возникающим при коротких замыканиях, переключениях первичного оборудования, ударах молнии, работе высокочастотной связи разного назначения и т.п.

На ПС должна быть обеспечена электромагнитная обстановка, при которой уровни электромагнитных воздействий всех видов не превышают допустимых значений для каждого конкретного устройства. При этом любые электромагнитные воздействия не должны приводить к повреждению и нарушениям в работе вторичного оборудования, систем защиты, управления и связи.

Устройства, подверженные электромагнитным воздействиям: устройства РЗА, АСУ ТП, ТМ, АИИС КУЭ, АСТУ, системы сбора и передачи информации, противопожарные системы, системы видеонаблюдения, охранной сигнализации, системы связи, системы оперативного тока.

Техническая политика в области создания требуемой электромагнитной обстановки на ПС обеспечивается выполнением комплекса организационных и технических мероприятий в соответствии с действующими нормативными документами:

- выполнение заземляющих устройств, обеспечивающих выравнивание потенциала на территории ПС и заземленном оборудовании;
- применение, как правило, коррозионностойких материалов со сниженным удельным сопротивлением для заземляющих устройств;
- выполнение молниезащиты, исключая перекрывание изоляции и проникновение перенапряжений в цепи вторичной коммутации;
- выбор компоновки ПС с учетом электромагнитного влияния первичных цепей и оборудования на цепи вторичной коммутации и отдельные устройства;
- выполнение обследований на электромагнитную совместимость для вновь строящихся и реконструируемых ПС силами специализированных организаций;

- выбор способа и трасс прокладки силовых кабелей и кабелей вторичной коммутации, гарантирующих уровни наводок, помех и других влияний, допустимых для применяемых устройств ПС;
- запрет прокладки в одном кабеле цепей постоянного оперативного и переменного тока;
- принятие, при необходимости, дополнительных мер по обеспечению ЭМС (применение экранированных кабелей, установка фильтров в цепях питания и др.);
- принятие мер по защите электроустановок от высокочастотных коммутационных перенапряжений;
- принятие мер по защите от статического электричества;
- принятие мер по защите от радиоизлучения;
- применение на ПС полностью диэлектрических волоконно-оптических кабелей, имеющих защиту от механических повреждений и грызунов;
- размещение кабельных лотков, как правило, ниже поверхности земли с организацией дренажа грунтовых и талых вод, в т.ч. в местах пересечений с коммуникациями и при вводах в здания.

Диагностическое обследование системы молниезащиты подстанций выполняется в процессе эксплуатации с целью:

- оценки эффективности существующей системы молниезащиты и ее соответствия нормативным техническим документам;
- обеспечения защиты электрооборудования от грозовых воздействий;
- проверки обеспечения ЭМС цепей РЗА, АСДУ, АСУ ТП, ССПИ и АСКУЭ.

Периодичность обследований устанавливается действующими нормативными документами.

2.3.9. Релейная защита и автоматика

2.3.9.1. Общие положения

Надежная работа систем релейной защиты и автоматики, в том числе противоаварийной автоматики (РЗА), обеспечивает сохранение устойчивой работы единой энергетической системы России (ЕЭС России), снижение ущербов при повреждении генерирующего, сетевого электрооборудования и от недоотпуска электроэнергии потребителям при возникновении технологических нарушений во всем электроэнергетическом комплексе.

Надежность работы системы РЗА определяется:

- техническими средствами РЗА;
- идеологией построения систем РЗА;
- системой эксплуатации устройств РЗА.

Техническая политика по обеспечению надежной работы технических средств РЗА направлена на решение следующих задач:

- поддержание в работоспособном состоянии существующих систем РЗА;
- обеспечение своевременной замены физически устаревших систем или отдельных устройств РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна;
- внедрение систем РЗА, отвечающих современным требованиям;
- повышение качества расчета параметров срабатывания.

Решение первой задачи определено действующими Правилами и нормами обслуживания устройств РЗА, в которых также отражены и условия продления срока службы эксплуатируемых устройств.

Решение второй задачи направлено на выявление реального состояния устройств РЗА на основе выявленных дефектов при проведении профилактических проверок и неправильной работе устройств, замену устаревших или дефектных устройств на новые, в основном микропроцессорные устройства.

Решение третьей задачи определено, в первую очередь, программами нового строительства и комплексного технического перевооружения и реконструкции и предусматривает выполнение следующих основных требований:

- снижение времени отключения коротких замыканий за счет повышения быстродействия устройств РЗ;

- выявление повреждений элементов сети на ранних стадиях их возникновения за счет повышения чувствительности и применения новых принципов построения систем РЗ;

- повышение надежности функционирования за счет встроенной в устройства непрерывной диагностики;

- возможность применения широкого ряда характеристик и алгоритмов в современных устройствах РЗА;

- снижение эксплуатационных трудозатрат за счет повышения производительности труда путем применения программно-аппаратных инструментальных средств и применения дистанционного управления режимами работы устройств РЗА.

- выполнение расчетов и выбор параметров срабатывания устройств РЗА, характеристик для настройки устройств РЗА, составление схем замещения (моделей) для расчета токов и напряжений при КЗ и других повреждениях во взаимодействии с ОАО «СО ЕЭС» в соответствии с «Регламентом взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» при выполнении расчетов параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики».

- сокращение времени принятия решений оперативным и диспетчерским персоналом в аварийных ситуациях за счет полноты информации и оперативности ее предоставления, в т.ч. за счет автоматически получаемых сообщений от устройств РЗА и РАСП;

- повышение адаптивных свойств противоаварийного управления на основе интеллектуальных алгоритмов, использующих математические модели энергосистемы с автоматически уточняемыми по данным синхронизированных измерений параметрами.

Выполнение перечисленных основных требований может быть обеспечено только путем внедрения современных устройств, выполненных на микропроцессорной элементной базе, информационно интегрированных в АСУ ТП объекта и позволяющих реализовать с АРМ РЗА на ПС или из ЦУС изменение состояния программных оперативных элементов систем РЗА, АСУ ТП (переключение групп уставок терминалов РЗА, оперативный ввод-вывод из работы, отключение-включение отдельных функций и др.). Концепция управления режимами работы устройств РЗА из ЦУС и (или) диспетчерских центров должна быть разработана совместно с ОАО «СО ЕЭС».

При внедрении современных устройств, выполненных на микропроцессорной элементной базе, информационно интегрированных в АСУ ТП объекта, требуется обеспечить:

- разработку типовых организационно-технических решений по обеспечению целостности (достоверности) и доступности информации как необходимых свойств информационной безопасности при применении микропроцессорных устройств РЗА различных производителей;
- разработку требований к поставщикам оборудования РЗА, отвечающих НТД по обеспечению информационной безопасности;
- разработку мероприятий, обеспечивающих оценку соответствия программно-технических комплексов требованиям по информационной безопасности, гарантирующих нормальное функционирование систем РЗА.

Техническая политика в области идеологии построения систем РЗА направлена на решение следующих задач:

- обеспечение резервирования РЗА. Резервирование отказа РЗА, обеспечивается дальним действием защит смежных элементов и со стороны противоположных объектов. Развитие ЭЭС, ввод в работу мощных электростанций ухудшают условия для дальнего резервирования. В ЭЭС имеются узлы, где дальнейшее резервирование не обеспечивается. В этих условиях необходимо развитие «ближнего» резервирования. Ближнее резервирование предполагает наличие нескольких комплектов РЗА для каждого элемента ЭЭС, каждый из которых полностью автономен;

- обеспечение функции резервирования отказов выключателей, в том числе УРОВ присоединений 6-35 кВ. При отсутствии мощной подпитки со стороны питания допускается выполнять УРОВ в виде действия защиты отходящих присоединений с дополнительной выдержкой времени на отключение вводов (питающих присоединений);

- создание масштабируемого, с открытой архитектурой, программно-технического комплекса (ПТК) по расчету параметров аварийного режима (токов КЗ, напряжения и т.д.), расчету и выбору параметров срабатывания устройств РЗА, характеристик для настройки устройств РЗА на базе трехфазной расчетной схемы модели сети. В этой модели должны производиться расчеты в фазных координатах и в симметричных составляющих. Модель должна учитывать все существующие и перспективные элементы сети (асинхронизированные синхронные генераторы и компенсаторы, интеллектуальные элементы активно-адаптивного действия: устройства FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System), СТК, управляемые шунтирующие реакторы, устройства продольной компенсации ЛЭП, вставки и передачи постоянного тока, токоограничивающие реакторы, накопители энергии и др.);

- построение системы РЗА, в которой неисправность отдельного элемента или устройства не приводит к ее отказу или неправильной работе. Необходимо провести исследования и разработать рекомендации по повышению надежности функционирования РЗА.

Техническая политика в области эксплуатации устройств РЗА направлена на решение следующих задач:

- внедрение систем РЗА, позволяющих снижать эксплуатационные затраты;

- переход от периодического технического обслуживания к техническому обслуживанию по состоянию;

- создание автоматизированных систем проверки и оценки состояния устройств РЗА;

- разработка стандартов, позволяющих применять технически эффективные подходы к проверке работоспособности устройств РЗА;

Внедрение микропроцессорных устройств РЗА требует комплексного решения следующих вопросов:

- разработка концепции развития систем РЗА, учитывающей все преимущества микропроцессорной техники;

- разработка типовых проектных решений по применению микропроцессорных устройств РЗА различных производителей;

- разработка методических указаний и специального программного обеспечения по расчету и выбору параметров срабатывания для систем РЗА различных производителей;

- разработка требований к поставщикам оборудования РЗА, отвечающих требованиям МЭК, эксплуатирующих организаций и накопленному ими опыту эксплуатации;

- разработка мероприятий, обеспечивающих создание электромагнитной обстановки на объекте, гарантирующей нормальное функционирование систем РЗА;

- разработка и создание системы оперативного постоянного тока, обеспечивающая устойчивую работу устройств РЗА при нарушениях в работе СОПТ;

- разработка инструкций, циркуляров, обеспечивающих эффективную эксплуатацию новой техники.

Техническая политика в области регистрации аварийных событий направлена на решение следующих задач:

- обеспечение регистрации событий и процессов, происходящих при авариях в ЭЭС в объеме, необходимом для их полноценного анализа;

- разработка и создание системы оперативного питания, обеспечивающей устойчивую работу системы регистрации при всех возможных режимах сети.

- обеспечение записи как электромагнитных переходных процессов (система регистрации аварийных режимов - РАС), так и электромеханических переходных процессов (система регистрации переходных режимов - СМПР);

- построение системы регистрации, обеспечивающей: запись, обработку, отображение и документирование технологической информации, диагностирование и контроль исправности аппаратуры и основного оборудования, передачу информации на верхние уровни управления;

- обеспечение возможности предоставления информации различным категориям пользователей, в том числе в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС»: для экспертной оценки случившейся аварии, для анализа функционирования устройств РЗА, для уточнения расчетных режимов ЭЭС.

Техническая политика в области определения мест повреждения на ЛЭП направлена на решение следующих задач:

- повышение точности расчета мест повреждения, включая режим однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в сети 6-35 кВ (определение места ОЗЗ в

сетях 6-35 кВ необходимо выполнять с использованием технических средств, исключающих метод поочередного отключения присоединений);

- сокращение времени определения места повреждения;
- сокращение издержек на поиск места повреждения.

2.3.9.2. Особенности РЗА в распределительном электросетевом комплексе

Распределительный комплекс является неотъемлемой частью единой энергетической системы России. Комплексы РЗА применяемые на современных подстанциях РСК должны максимально соответствовать всем требованиям и задачам предъявляемыми к устройствам РЗА в целом для надежного и бесперебойного снабжения электроэнергией потребителей и интеграции в распределительную сеть распределенной генерации..

В виду особенностей функционирования распределительного сетевого комплекса применение микропроцессорных устройств РЗА может быть не всегда оправдано экономически, поэтому допускается применение современных устройств РЗА с высоконадежными электромеханическими измерительными реле в следующих случаях:

- при неполной реконструкции и техническом перевооружении объектов РСК, если это не снижает надежность работы РЗА и обосновано с точки зрения унификации и организации эксплуатации объекта;
- на действующих объектах – для замены реле, вышедших из строя или выработавших указанный заводом-изготовителем срок эксплуатации.

При выборе микропроцессорных устройств РЗА в пределах одного филиала (ДЗО) РСК для унификации оборудования, позволяющей в дальнейшем сократить трудозатраты по обслуживанию устройств РЗА и уменьшить объем закупаемого ЗИП, рекомендуется, как правило, использовать оборудование, обеспечивающее совместимость и унификацию.. Приоритет при выборе изготовителей оборудования РЗА, как микропроцессорных так и электромеханических, следует отдавать компаниям, владеющим производственными мощностями на территории России, а также имеющим опыт работы в электроэнергетике и положительные отзывы энергокомпаний. Выбираемое оборудование РЗА и прилагаемое программное обеспечение должно быть аттестовано для применения на объектах электросетевого комплекса.

2.3.9.3. Противоаварийная автоматика (ПА) в электросетевом комплексе

Сохранение устойчивой работы ЕЭС России, локализация и предотвращение развития системных аварий, обеспечение синхронной работы отдельных частей ЕЭС России в послеаварийных режимах, в значительной степени определяется надежной работой устройств и комплексов противоаварийной автоматики (ПА).

Эксплуатируемые в настоящее время комплексы ПА в основном физически и морально устарели и не отвечают современным требованиям, что ведет к увеличению трудозатрат на их обслуживание.

Поддержание в работоспособном состоянии существующих устройств и комплексов ПА определено действующими Правилами и нормами

обслуживания устройств ПА, в которых также отражены и условия продления срока службы эксплуатируемых устройств.

Решение задачи своевременной замены физически устаревших комплексов (отдельных устройств) ПА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна направлено на выявление реального состояния устройств ПА на основе выявленных дефектов при проведении профилактических проверок и неправильных действий. Устаревшие морально и физически устройства ПА, находящиеся в эксплуатации на ПС, должны заменяться технически более совершенными современными устройствами отечественного или зарубежного производства с сохранением или с изменением выполняемых ими функций в соответствии с разработанной проектной документацией по реконструкции и техническому перевооружению ПА. При модернизации (замене) устройств РЗА ЛЭП, трансформаторов и других элементов ЭЭС, оснащенных устройствами локальной противоаварийной автоматики (ЛПА), проектом следует предусматривать модернизацию (замену) и этих устройств.

Внедрение современных устройств ПА должно обеспечивать во взаимодействии с релейной защитой, системами регулирования и управления:

- надежность функционирования и живучесть ЭЭС при отказах оборудования, природных воздействиях и воздействиях техногенного характера;
- максимальный уровень эффективности использования основного оборудования ЭЭС, который может быть достигнут на данном этапе развития электроэнергетики;
- эффективность противоаварийного управления за счет внедрения интеллектуальных программируемых комплексов ПА энергоузлов и локальных устройств ПА.

Для достижения этих целей ПА решаются следующие основные задачи:

- предотвращение нарушения устойчивости и недопустимой перегрузки оборудования;
- прекращение асинхронного хода (если не удалось сохранить устойчивость);
- предотвращение выхода за допустимые пределы параметров электроэнергетического режима ЭЭС (частоты, перетоков в контролируемых сечениях, напряжения);
- выделение на сбалансированную нагрузку отдельных энергоблоков и электростанций для обеспечения условий последующего скорейшего восстановления режима ЭЭС.

Техническая политика в области эксплуатации устройств ПА направлена на обеспечение постоянной готовности систем ПА к действию путем:

- применения устройств ПА, способных к самодиагностике, а также к контролю состояния вторичных цепей от измерительных трансформаторов и других устройств;
- периодической проверки состояния и характеристик устройств ПА в соответствии с утвержденными методиками и графиками.

Необходимо предусматривать оснащение ПС 500 кВ и выше регистраторами системы мониторинга переходных режимов (СМНР) для:

- контроля эффективности противоаварийного управления;
- проверки адекватности используемых при проектировании и эксплуатации ПА расчетных моделей энергосистем;

- повышения достоверности оценивания режима;
- организации противоаварийного управления на базе синхронизированных измерений параметров режима энергосистем.

2.3.9.4. Развитие систем РЗА

Современное развитие новых информационных технологий и средств вычислительной техники, а также новейшие достижения отечественных и зарубежных компаний в области разработки техники релейной защиты и измерительных трансформаторов тока и напряжения позволяют пересмотреть подходы к реализации функций релейной защиты и автоматики на электрических подстанциях. Появились высоковольтные цифровые трансформаторы тока и напряжения; разрабатывается первичное и вторичное электросетевое оборудование со встроенными коммуникационными портами; производятся микропроцессорные контроллеры, совершенствуется международный стандарт МЭК 61850, регламентирующий представление данных о ПС как объекте автоматизации, а также протоколы цифрового обмена данными между микропроцессорными интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ, IED) ПС.

Переход к передаче сигналов в цифровом виде на всех уровнях автоматизации и управления ПС позволит получить целый ряд преимуществ, в том числе:

- существенно сократить затраты на кабельные вторичные цепи и каналы их прокладки, приблизив источники цифровых сигналов к первичному оборудованию;
- повысить помехозащищенность современного вторичного оборудования – вторичных цепей благодаря переходу на оптические каналы связи;
- упростить и, в конечном итоге, удешевить конструкцию микропроцессорных интеллектуальных электронных устройств за счет исключения трактов ввода аналоговых сигналов;
- унифицировать интерфейсы устройств IED, существенно упростить взаимозаменяемость этих устройств (в том числе замену устройств одного производителя на устройства другого производителя);
- сокращение возможности появления дефектов типа «земля в сети постоянного тока» (сокращение размерности СОПТ ввиду использования цифровых оптических связей),
- упрощение эксплуатации и обслуживания (постоянная расширенная диагностика в режиме реального времени, в т.ч. – метрологических характеристик; сбор и отображение исчерпывающей информации о состоянии и функционировании ПС);
- унифицировать процессы проектирования, внедрения и эксплуатации подстанции и др.

Получить описанные выше преимущества в рамках подстанции можно при условии создания «шины данных процесса» (согласно МЭК 61850-9.2), которая фактически представляет собой единое информационное пространство, содержащее мгновенные значения всех измеряемых величин тока и напряжения, также значения информационных и управляющих сигналов. Данные технологии получили названия «цифровая подстанция».

Задача состоит в том, чтобы обеспечить постепенный переход на построение систем РЗА в соответствии с унифицированной концепцией, основанной на использовании МЭК 61850. Данная концепция должна внедряться с учетом результатов соответствующих НИОКР, накопления опыта эксплуатации пилотных объектов, развития рынка устройств и средств программного обеспечения.

Следующий этап развития систем РЗА состоит в использовании новых устройств и средств вычислительной техники для реализации функций РЗА. Примером таких устройств являются высокопроизводительные многопроцессорные вычислительные системы, позволяющие обрабатывать большие объемы информации и реализовывать алгоритмы релейной защиты в темпе протекания процессов при коротких замыканиях и других аварийных ситуациях. Использование таких высокопроизводительных комплексов требует нового подхода к выполнению алгоритмов РЗА – централизации функций РЗА, т.к. это позволяет получить принципиально новые возможности для их реализации.

2.3.10. Автоматизированная система управления технологическими процессами

2.3.10.1. АСУ ТП на ПС 220-750 кВ

Техническая политика направлена на обеспечение максимальной эффективности решения производственных задач по обеспечению транспорта электроэнергии в электросетевом комплексе, повышения надежности за счет снижения ошибок персонала, а также переход к использованию подстанций без постоянного обслуживающего персонала. С целью реализации этих задач на ПС создаются Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) - комплексы программных и технических средств, предназначенные для автоматизации управления технологическим оборудованием и производственными процессами на подстанциях ЭСК.

Техническая политика в области автоматизации ПС 220-750 кВ ориентирована на создание современных интегрированных АСУ ТП на базе микропроцессорных устройств и развитой информационно-вычислительной инфраструктуры.

Задачи, решаемые с помощью АСУ ТП ПС 220-750 кВ, реализуемых на базе микропроцессорных устройств и развитой информационно-вычислительной инфраструктуры:

- повышение наблюдаемости электрической сети: отображение состояния присоединений сети в режиме реального времени, обеспечение поддержки принятия решений оперативным персоналом;
- повышение общей надежности функционирования электрической сети за счет мониторинга текущего состояния работы оборудования и режимов его работы;
- предотвращение возникновения технологических нарушений, в том числе вызванного ошибками персонала, и снижение ущерба;
- повышение производительности труда и снижение численности оперативного и эксплуатационного персонала;
- автоматизированное управление основным и вспомогательным оборудованием ПС, в том числе управление оперативными переключениями с удаленных пунктов управления;

- оптимизация ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования ПС, обеспечение перехода от календарного планирования к ремонту на основе учета технического состояния оборудования.

АСУ ТП ПС должно обеспечивать выполнение следующих функций:

Технологические:

- измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования;
- контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы;
- представление текущей и архивной информации оперативному персоналу (контроль и визуализация состояния оборудования ПС, регистрация предупредительных и аварийных сигналов, фильтрация, обработка);
- автоматизированное управление оборудованием ПС, в том числе коммутационной аппаратурой ПС (выключатели, разъединители, заземляющие ножи, привод РПН, технологическое оборудование: насосы, задвижки и др.), выполнение функций автоматического управления, аналогичной типовым бланкам переключений для обеспечения возможности последующего перевода управления на удаленный уровень ЦУС либо диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»;
- изменение состояния программных оперативных элементов систем РЗА, АСУ ТП (переключение групп уставок терминалов РЗА, оперативный ввод-вывод из работы, отключение-включение отдельных функций и др.) с АРМ РЗА на ПС или из ЦУС;
- программные блокировки управления коммутационной аппаратурой (оперативная логическая блокировка);
- регистрация событий собственными средствами или посредством информационного обмена с автономными системами РЗА, РАСП, а также фиксация и отображение результатов определения места повреждения на ВЛ (ОМП);
- информационное взаимодействие с имеющимися на ПС автономными цифровыми системами (РЗА, АИИС КУЭ, КСТСБ и т.п.) по стандартным протоколам, контроль состояния и дистанционное управление локальными системами автоматического управления (при их наличии);
- обмен оперативной технологической информацией с ЦУС, диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС»;
- обмен неоперативной технологической информацией с ЦУС МЭС, ПМЭС; диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС»;
- мониторинг работы первичного оборудования, выполнение функций мониторинга элегазовой схемы КРУЭ. Учет ресурса коммутационного оборудования.

Общесистемные:

- организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций, обработка и передача информации на смежные и вышестоящие уровни;
- тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов ПТК, в том числе каналов ввода-вывода и передачи информации;
- синхронизация компонентов ПТК и интегрируемых в АСУ ТП автономных

- цифровых систем по сигналам системы единого времени;
- архивирование и хранение информации в заданных форматах и за заданные интервалы времени;
- защита от несанкционированного доступа, информационная безопасность и разграничение прав (уровней) доступа к системе и функциям;
- документирование, формирование и печать отчетов, рапортов и протоколов в заданной форме, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала;
- автоматизированное конфигурирование и параметрирование.

АСУ ТП ПС 220-750 кВ должна строиться с учетом следующих требований и технических решений:

- интеграции РЗА, систем мониторинга, управления и диагностики оборудования, инженерных систем (на информационном уровне);
- модульного принципа построения технических и программных средств;
- открытой масштабируемой архитектуры с приоритетом решений на основе стандартов МЭК, максимально полное применение МЭК-61850, с возможностью информационного обмена с ОАО «СО ЕЭС» по протоколам МЭК 60870-5-10x, - только при новом строительстве и комплексной реконструкции;
- типизация принципов построения системы отображения на АРМ;
- оптимизация вывода аварийной и предупредительной сигнализации (фильтрация сигналов, разбиение на классы, необходимое для эргономичного восприятия оператором);
- развитие аналитических и экспертных функций в АСУ ТП, позволяющих выделить в первичной информации сущность произошедшего события и оказать поддержку персоналу в нештатных ситуациях;
- предоставление необходимой и достаточной информации для различных категорий персонала (оперативного и неоперативного) на отдельных рабочих местах;
- сохранения функций контроля и управления отдельной единицей оборудования ПС, в минимальной степени зависящей от состояния (в т.ч. отказов) других компонентов системы;
- обеспечение единства и требуемой точности измерений параметров;
- метрологическое обеспечение АСУ ТП должно соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение»;
- обеспечение возможности интеграции технологической информации от смежных подстанций более низких классов напряжения для создания на базе ПТК АСУ ТП ПС 220-750 кВ ПТК центра управления группой подстанций;
- обеспечение резервного электропитания АСУ ТП ПС в аварийных режимах с расчетной продолжительностью достаточной для прибытия на ПС персонала, выявления им неисправности и принятия мер по восстановлению основных источников электропитания АСУ ТП;
- применение цифровых УСО с оптическим интерфейсом и протоколом МЭК 61850-8-1, максимально приближенных к объекту управления, для управления коммутационными аппаратами (за исключением выключателей) и получения дискретной информации от присоединения и других методов оптимизации кабельных проводок для улучшения электромагнитной обстановки на ПС.

2.3.10.2. АСУ ТП на ПС 35 и 110 кВ

АСУ ТП также создаются на особо важных ПС 110 кВ, на которых присутствует постоянный оперативный персонал, для тех же целей, что и на ПС 220 - 750 кВ.

Техническая политика в области автоматизации таких ПС 110 кВ, задачи и функции АСУ ТП изложены в п. 2.3.10.1.

На отпаечных и тупиковых ПС 35, 110 кВ должны применяться упрощенные и оптимизированные АСУ ТП - Автоматизированные комплексы управления и сбора данных с возможностью удаленного управления (телеуправления).

Основные отличительные характеристики по сравнению с АСУ ТП:

- отсутствие стационарных АРМов (как правило), применение мобильных АРМ;
- упрощение требований к архитектуре в части резервирования для ПС 35 кВ при обосновании технологической и экономической целесообразности;
- применение архивных серверов верхнего уровня только на ПС 110 кВ;
- на ПС 35 кВ построение АСУ ТП с применением МЭК-61850 должно выполняться при обосновании технологической и экономической целесообразности;
- на ПС 35 кВ архивная информация должна сохраняться в устройствах нижнего и среднего уровня.

На подстанциях 6-20 кВ должны создаваться ССПИ с функциями управления (см. п. 2.3.11)

2.3.11. Системы сбора и передачи информации

Техническая политика в области систем сбора и передачи информации ПС направлена на модернизацию существующих и создание новых систем на основе применения микропроцессорных устройств и систем, обеспечивающих увеличение наблюдаемости ПС 220-750 кВ и распределительного комплекса и поддержку задач оперативно-технологического и оперативно-диспетчерского управления, удовлетворяющих требованиям ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС».

Средства сбора и передачи информации обеспечивают функционал по сбору и передаче в центры управления сетями и диспетчерские центры технологической информации: оперативной (on-line) - ССПИ ПС, неоперативной (off-line) - ССПТИ ПС.

ССПИ ПС

ССПИ ПС 35-750 кВ должна обеспечивать:

- измерение и сбор первичной информации о параметрах режима и состоянии оборудования;
- передачу собранной информации в направлении центров управления сетями ОАО «ФСК ЕЭС», РСК и диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС»;

- обработку, хранение и представление собранной информации персоналу ПС.

ССПИ ПС 6-20 кВ распределительного комплекса или системы телемеханики, помимо перечисленных требований, должны также обеспечивать возможность телеуправления присоединениями и обмена информацией со смежными системами автоматизации по стандартным протоколам (при технической возможности смежных подсистем).

ССПИ ПС должна строиться с учетом следующих требований:

- использования современных микропроцессорных (МП) систем телемеханики с непосредственным подключением к вторичным цепям ТТ и ТН или к многофункциональным измерительным преобразователям;
- повышения объема и расширения номенклатуры передаваемой технологической информации;
- модульного принципа построения технических и программных средств;
- поддержки международных протоколов передачи данных (МЭК 60870-5-10х) для передачи данных в центры управления сетями и диспетчерские центры;
- метрологическое обеспечение ССПИ должно соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение».
- возможности масштабирования и интеграции МП систем телемеханики в АСУ ТП ПС для подстанций 220-750 кВ и особо значимых подстанций 110 кВ.

При наличии на подстанции автоматизированной системы технологического управления (АСУ ТП ПС) ССПИ является функциональной подсистемой данной системы.

ССПТИ

Система сбора и передачи неоперативной технологической информации (ССПТИ) включает средства сбора информации подстанционного уровня (ССПТИ ПС) и комплексы хранения, обработки и представления неоперативной информации, располагаемые на региональном, окружном и центральном уровнях иерархии управления сетями.

ССПТИ ПС должна создаваться на объектах 220-750 кВ и объектах распределительных сетей класса напряжения 110 кВ и выше.

ССПТИ ПС должна обеспечивать:

- сбор неоперативной технологической информации от систем автоматизации и мониторинга ПС;
- локальное хранение, буферизацию и первичную обработку собранной информации;
- передачу собранной информации в комплекс ССПТИ верхнего уровня.

Комплексы ССПТИ верхнего уровня должны обеспечивать:

- долговременное хранение, аналитическую обработку и представление неоперативной технологической информации;
- интеграцию со смежными системами АСТУ и КИСУ в части обмена технологическими данными;
- интеграцию со смежными системами АСТУ и КИСУ в части поддержки единой информационной модели электроэнергетики;

- передачу неоперативной технологической информации диспетчерским центрам Системного оператора.

ССПТИ должна строиться с учетом следующих требований:

- создание распределенной иерархической системы, поддерживающей как вертикальный, так и горизонтальный (на каждом уровне иерархии) информационный обмен;
- поддержка широкой номенклатуры разнородной технологической информации, согласно утвержденному перечню;
- поддержка единой информационной модели электроэнергетики (Common Information Model – CIM).

При наличии на подстанции автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП ПС) ССПТИ является функциональной подсистемой данной системы.

Деятельность ОАО «ФСК ЕЭС» в области систем сбора и передачи информации должна реализовываться путем внедрения программно-технических комплексов систем сбора и передачи оперативной и неоперативной информации (ПТК ССПИ и ПТК ССПТИ), обеспечивающих контроль параметров режима и состояния основного оборудования, передачу данных в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС», ЦУС ОАО «ФСК ЕЭС» и РСК.

ПТК ССПИ создаются в соответствии с техническими требованиями на ПТК ССПИ, утвержденными ОАО «ФСК ЕЭС» в 2009 году, требованиями ОАО «СО ЕЭС», а также Положением об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией.

ПТК ССПИ и ПТК ССПТИ создаются:

- при частичной реконструкции ПС, когда объем реконструкции первичного и вторичного оборудования составляет до 30% от общего количества. ПТК ССПИ могут создаваться и при меньшем объеме реконструкции ПС при невозможности расширения существующей телемеханики и существующей необходимости ввода и передачи дополнительных данных. Вновь создаваемые ПТК ССПИ должны быть построены как часть (отдельные фрагменты) в составе перспективного проекта полнофункциональной АСУ ТП. При увеличении объемов реконструкции первичного оборудования элементы ПТК ССПИ должны полноценно интегрироваться в АСУ ТП;

- в рамках утвержденной «Программы повышения надежности и наблюдаемости ЕНЭС».

2. Реализация проекта создания ССПТИ, включающего построение комплексов ССПТИ верхнего уровня и ССПТИ ПС, внедряемых на подстанциях с уже имеющимися комплексами ССПИ или АСУ ТП.

3. Реализация функциональности ССПИ и ССПТИ в составе АСУ ТП ПС при комплексной автоматизации ПС (см. раздел 2.3.10).

2.3.12. Система учета электрической энергии

Целью Единой технической политики в области автоматизации учета электроэнергии (мощности) является формирование единых подходов к созданию систем коммерческого (контрольного) и технического учета электроэнергии

оптового рынка в электросетевом комплексе (автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии - далее АИИС КУЭ) и созданию систем коммерческого (контрольного) и технического учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных розничного рынка в распределительном электросетевом комплексе.

Системы учета электроэнергии предназначены для:

✓ Своевременного и надежного обеспечения всех участников рынка электроэнергии достоверной и легитимной информацией о фактическом движении товарной продукции (электроэнергии и мощности), необходимой для функционирования оптового и розничного рынков электроэнергии.

✓ 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.

АИИС КУЭ на присоединениях, входящих в состав сечений поставки на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) должна соответствовать действующим требованиям к АИИС КУЭ ОРЭМ предъявляемым НП «Совет

рынка» и другим НТД и НПА, действующим в сфере регулирования коммерческого учета на ОРЭМ.

Системы учета электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе (розничный рынок) должны соответствовать правилам функционирования розничных рынков электрической энергии, требованиям НТД и НПА.

Основные принципы организации учета электроэнергии в электросетевом комплексе:

Система учета электроэнергии представляет собой совокупность – измерительно-информационных комплексов (ИИК) учета электроэнергии, состоящих 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 с ИИК могут применяться информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ) - УСПД или промконтроллеры, технические средства приёма – передачи данных - (каналообразующая аппаратура), информационно-вычислительные комплексы (ИВК), система обеспечения единого времени (СОЕВ). 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 ИВКЭ 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 ПС 6-10/0,4 кВ, зарегистрированных на ОРЭМ, при условии, что измеряемый ток на присоединении не превышает 60 А, а присоединяемая мощность – не более 25 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 ПС должна иметь возможность интеграции с АСУ ТП подстанции в части получения из АСУ ТП положения состояния выключателей и разъединителей (при использовании данной информации для расчета учетных показателей), передачи в АСУ ТП информации о неисправности элементов АИИС КУЭ (АРМ, УСПД, приборов учета электрической энергии,

каналообразующей аппаратуры), иметь возможность интеграции с другими системами Общества, необходимыми для его функционирования. Система должна обладать средствами защиты от несанкционированного доступа на программном и аппаратном уровне. Эксплуатационная документация на компоненты системы и все оборудование в т.ч. 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 6-10/0,4 кВ

Система учета электроэнергии, на уровне ТП 6,10 кВ, формируется из ИИК, оснащаемых средствами передачи данных (посредством сети мобильной связи, организации радиоканала, PLC-технологий, RS-485 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 (ГБП) на стороне высокого напряжения ТП потребителя для организации учета рекомендуется применять высоковольтные пункты учета.

Система учета на ВЛ 6-10 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 РП, 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 ПС, ТП, 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 юр. 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 изолированным 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 необходимо организовать на ПС 35, 110 кВ на вводах среднего и низшего напряжений силовых трансформаторов, на каждой отходящей линии электропередачи 6 кВ и выше. Кроме того, в зависимости от топологии сети, с целью балансирования участков распределительной сети необходимо организовать учет на присоединениях ТП, РТП, РП и т.д.

Трансформаторы собственных нужд

На трансформаторах собственных нужд (ТСН) устанавливаются средства учета электроэнергии, соответствующие требованиям, предъявляемым к коммерческому учету электрической энергии.

Учет должен быть организован со стороны ВН ТСН. В случае отсутствия технической возможности и (или) экономической целесообразности установки средств измерения на ВН ТСН, допускается их установка со стороны НН ТСН с применением функции дорасчета технических потерь электрической энергии.

2.3.13. Мониторинг и управление качеством электроэнергии

2.3.13.1. Мониторинг и управление качеством электроэнергии в ЕНЭС

Техническая политика в области управления качеством электроэнергии (КЭ) в электрических сетях ориентирована:

- на обеспечение потребителей электрической энергией, качество которой соответствует установленным требованиям;
- на обеспечение автоматизированного информационного обмена с потребителями услуги по передаче электрической энергии в части КЭ;
- на учет влияния параметров КЭ на работу электрических сетей субъектов электроэнергетики и потребителей.

Управление КЭ приведет к повышению надежности электроснабжения потребителей, снижению количества повреждений оборудования у потребителей и в электрических сетях, а также уменьшению ущерба потребителей вследствие низкого КЭ, получаемой из сети. Для управления КЭ в электрической сети необходимо:

- сформировать информационную базу о состоянии КЭ в ЕНЭС;
- создать программно-технический комплекс для автоматизированного формирования отчетности о КЭ в ЕНЭС, а также для автоматизированного анализа КЭ в сети в целях определения возможных причин пониженного 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 стандартов, направленных на поддержание КЭ в электрических сетях в установленных пределах;
- разработать и ввести в действие нормативно-правовые акты, обеспечивающие механизмы взаимодействия между субъектами рынка электроэнергии для поддержания КЭ в электрических сетях в установленных пределах, в том числе с учетом разграничения степени влияния и ответственности, в том числе и финансовой, субъектов рынка за влияние на показатели качества электроэнергии (ПКЭ);
- определить договорные обязательства в части КЭ между ОАО «ФСК ЕЭС» и субъектами рынка, чьи энергопринимающие устройства присоединены к электрическим сетям ЕНЭС;
- сформировать и регламентировать в ОАО «ФСК ЕЭС» бизнес-процессы по управлению КЭ в электрических сетях, формирующие целостную систему управления КЭ в ОАО «ФСК ЕЭС».

Для выполнения перечисленных задач необходимо создание системы мониторинга и управления качеством электроэнергии (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 показателей качества электроэнергии (ПКЭ) в электрических сетях различных классов напряжения на соответствие требованиям нормативно-правовых актов, стандартов, договоров оказания услуги по передаче электроэнергии, а также дополнительных характеристик КЭ;
- информационную поддержку персонала ОАО «ФСК ЕЭС» при анализе КЭ и разработке мероприятий по поддержанию требуемых уровней ПКЭ в электрических сетях.

Технологические функции СМиУКЭ:

- непрерывные измерения ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ в электрической сети различных классов напряжения, в том числе при осуществлении межгосударственных перетоков, посредством стационарных средств измерения (СИ) ПКЭ, установленных на ПС электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС»;
- автоматические сбор, передачу с уровня ПС на уровни филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» и хранение результатов измерений ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ;
- обработку результатов измерений ПКЭ и автоматизированным формированием стандартизированной отчетности о КЭ в сети;

- обеспечение автоматизированного анализа КЭ в сети в целях определения возможных причин и расположения источников пониженного КЭ в сети;
- визуализация текущих и архивных результатов измерений ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ;
- обеспечение информационного обмена с прочими программно-техническими комплексами ОАО «ФСК ЕЭС» (АСУ ТП ПС, АСТУ и пр.);
- обеспечение автоматизированного информационного обмена с потребителями в части КЭ.
- метрологическое обеспечение контроля КЭ.

СМиУКЭ должна строиться как иерархическая информационная система с учетом следующих требований:

- обеспечение наблюдаемости магистральной электрической сети на напряжениях 110 кВ и выше по ПКЭ, установленным стандартами, на основе специализированных СИ ПКЭ, устанавливаемых стационарно на ПС ОАО «ФСК ЕЭС»;
- обеспечение контроля КЭ на всех границах балансовой принадлежности ОАО «ФСК ЕЭС» с потребителями на основе применения многофункциональных измерительных систем с функциями коммерческого учета электроэнергии и контроля ПКЭ (в долгосрочной перспективе);
- применение общепринятых стандартных протоколов информационного обмена при автоматическом контроле параметров КЭ;
- возможность масштабирования системы путем интеграции в нее большого количества СИ ПКЭ;
- измерение полного набора параметров КЭ, необходимого для определения возможных причин и расположения источников пониженного КЭ в сети;
- использование существующей информационной инфраструктуры ОАО «ФСК ЕЭС»;
- создание метрологического обеспечения контроля КЭ.

При переходе к цифровой архитектуре ПС функции СМиУКЭ должны быть реализованы на новых технических средствах цифровой подстанции.

2.3.13.2. Мониторинг и управление качеством электроэнергии в сетях РСК

Техническая политика в области контроля качества электроэнергии (КЭ) в сетях РСК направлена на обеспечение потребителей электрической энергией, качество которой соответствует установленным требованиям, повышение общей надежности электроснабжения потребителей, снижение повреждения оборудования потребителей и электрических сетей РСК, а также уменьшение ущерба у потребителей электрической энергии, обусловленного недостаточным КЭ.

Кроме того Техническая политика в области контроля качества электроэнергии (КЭ) в сетях РСК ориентирована:

- на обеспечение информационного обмена с потребителями услуги по передаче электрической энергии в части КЭ;

- на учет влияния параметров КЭ на работу электрических сетей и электрооборудования смежных собственников;

- на своевременное выявление и устранение причин передачи электрической энергии, качество которой не соответствует техническим требованиям.

Для реализации технической политики предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- 1) организация постоянного мониторинга КЭ в РСК;
- 2) выполнение требований по обязательной сертификации электрической энергии, в соответствии с законодательством РФ;;
- 3) использование счетчиков коммерческого учета с сертифицированными функциями измерения показателей качества электроэнергии;
- 4) установка приборов контроля КЭ на ответственных присоединениях, в местах регулярных отклонений ПКЭ от установленных значений, для контроля потребителей, являющихся источником нарушений КЭ;
- 5) проведение мероприятий по улучшению качества электроэнергии на ПС, разработка мер для уменьшения провалов и всплесков напряжения, установка компенсирующих устройств для уменьшения локальных реактивностей и резонансов сети;
- 6) сохранение надежности электроснабжения и КЭ для потребителей и смежных сетевых организаций при развитии и расширении сети.
- 7) оснащение приборами контроля качества объектов реконструкции и нового строительства объектов РСК;
- 8) доработка существующих стандартов, направленных на поддержание КЭ в электрических сетях в установленных пределах, с целью установления нормированных пределов ПКЭ для всех уровней напряжения РСК;
- 9) доработка нормативно-правовой базы в части определения необходимых и достаточных требований для разграничения степени влияния и ответственности, в т.ч. и финансовой, субъектов электроэнергетики за влияние на ПКЭ;
- 10) определение договорных обязательств в части КЭ между РСК и контрагентом.

Для реализации непрерывного контроля КЭ техническая политика направлена на создание системы мониторинга и управления качеством электрической энергии в РСК, которая позволит решить следующие задачи:

- обеспечения информационной поддержки и взаимодействия с потребителями на основе достоверных и легитимных результатов измерений;
- создание и ведение единой базы данных по качеству электроэнергии в сетях РСК

Технологические функции системы мониторинга:

- непрерывные измерения ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ в электрической сети различных классов напряжения, посредством стационарных средств измерения (СИ) ПКЭ, установленных на ПС РСК;
- сбор, передача с уровня ПС 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 пониженного КЭ в сети;
- визуализация текущих и архивных результатов измерений ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ, в том числе сигнализацию нарушений установленных пределов ПКЭ (договорных и др.); обеспечение автоматизированного информационного обмена со смежными собственниками электросетевого оборудования в части КЭ;

Система мониторинга и управления КЭ должна строиться с учетом следующих требований:

- измерение всего набора параметров качества электроэнергии, необходимого для определения вероятного виновника или направления на источник нарушения ПКЭ;
- создание метрологического обеспечения контроля КЭ;
- возможность масштабирования системы.

В рамках построения информационного ресурса в области контроля качества электроэнергии в региональных сетевых предприятиях необходимо создать Базы данных системы контроля качества электроэнергии. База данных должна содержать:

- информацию о распределительных сетях, в т.ч. схемы распределительных сетей, параметры основного оборудования, а также характер и величину нагрузок потребителей;
- результаты сезонных расчетов потерь напряжения в распределительных сетях;
- результаты контроля качества электроэнергии.

При построении активно-адаптивной сети в РСК контроль качества электроэнергии и мониторинг должны быть обеспечены техническими средствами, реализующими эту сеть.

Для выполнения Положения о Технической политике в области качества электроэнергии должны разрабатываться и утверждаться программы конкретных мероприятий и обеспечиваться структурная поддержка реализации и эксплуатации необходимых систем.

2.4. Воздушные линии электропередачи

Основными направлениями технической политики при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации воздушных ЛЭП (ВЛ) являются:

- обеспечение надежности и эффективности работы;
- снижение стоимости строительства и эксплуатации;
- сокращение влияния ВЛ на экологию, включая минимизацию ширины лесных просек за счет применения высотных опор и опор с вертикальной подвеской проводов, создания компактных ВЛ) снижение потерь электроэнергии в ВЛ;
- 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 опор ВЛ, создание компактных ВЛ при соответствующем экономическом обосновании;
- 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 6-110 кВ высокоточными системами для определения мест повреждения в линиях.
- комплексное обеспечение аварийного резерва оборудования и материалов, его оптимальное размещение и разработка маршрутов его доставки;
-
- использование систем автоматизированного проектирования (САПР ВЛ) при разработке и технико-экономическом обосновании проектов ВЛ
- внедрение геоинформационных систем на основе систем спутникового позиционирования (GPS, ГЛОНАСС).

2.4.1. Методические подходы при проектировании, обеспечивающие надёжность, долговечность, эффективность ВЛ и минимизацию воздействия на окружающую среду

- для ВЛ 35-220 кВ следует, как правило, применять унифицированные конструкции опор и фундаментов, модифицированные и адаптированные в соответствии с требованиями действующих нормативных документов (ПУЭ 7-го издания, актуализированных редакций соответствующих НТД);
- при проектировании ВЛ 35-220 кВ, проходящих в сложных климатических условиях, в особых условиях (горная, болотистая местность, вечномёрзлые грунты, солончаки, районы Крайнего Севера), а также ВЛ 330 кВ и выше 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 плохопроводящими грунтами;
- учёт опасности атмосферной и грунтовой коррозии к элементам ВЛ следует производить по результатам инженерных изысканий;
- при проектировании ВЛ 110 кВ и выше, не имеющих круглогодичного доступа для проведения их технического обслуживания и ремонтов, в особых условиях, следует применять технические решения, обеспечивающие их повышенную надёжность и долговечность;
- при проектировании пересечений вновь сооружаемых и реконструируемых ВЛ 220 - 500 кВ с автомобильными дорогами всех категорий минимальные габаритные расстояния по вертикали от фазных проводов ВЛ до полотна пересекаемых автомобильных дорог следует принимать не менее 12 м для расчетных условий, предусмотренных соответствующим разделом действующей редакции ПУЭ;

- при проектировании ЛЭП 110 кВ и выше, проходящих в местности, характеризующейся частой и интенсивной «пляской» проводов следует рассматривать применение одноцепных ВЛ с горизонтальным расположением фаз и ОПН вместо грозотроса, пониженное (до 25% от разрывного усилия) тяжение проводов и тросов, с одновременным уменьшением длин пролетов ВЛ;
- для ВЛ 110 кВ и выше, 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 ВЛ 0,4-35 кВ (деревянные, 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;
- для ВЛ 6-35 кВ при прохождении линии в стесненных условиях, по населенной местности, по лесным массивам рекомендуется применение проводов с защитной изолирующей оболочкой;
- применение конструкций опор в населенной местности, характеризующихся повышенной надёжностью, долговечностью, защищённостью от воздействия третьих лиц;
- для ВЛ от 6 до 110 кВ включительно, проходящих в местности, характеризующейся интенсивным гололёдообразованием, налипанием снега, частой и интенсивной пляской проводов с целью снижения ущерба от «каскадных» повреждений рассматривать применение уменьшенных длин анкерных пролётов (до 1 км) и использование конструкций опор в том числе и изготовленных из композитных материалов, проводов, грозозащитных тросов и линейной арматуры с повышенной механической прочностью.
- ВЛ 0,4 кВ следует выполнять только с использованием самонесущих изолированных проводов.

При проектировании ЛЭП 110 кВ и выше, оснащенных средствами поперечной компенсации реактивной мощности, должны выполняться расчеты режимов работы при отключении ЛЭП после неуспешного ТАПВ или неуспешного включения ЛЭП от ключа управления. Цель расчетов- определение возможности возникновения апериодической составляющей тока в неповрежденных фазах при несимметричных КЗ. В случае возникновения апериодической составляющей - оценка ее доли в суммарном токе холостого хода линии и в случае необходимости разработка системных технических решений по ее минимизации или исключению, а также требований к выключателям для обеспечения успешного отключения ЛЭП..

2.4.2. Технологии производства строительного-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции ВЛ

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

- устройство и очистка просеки с применением современных технических средства: высокопроизводительных валочных комплексов, мульчеров и пр.;
- применение технологий устройства фундаментов опор, обеспечивающих сокращение затрат времени на монтаж и сведение к минимуму объёма 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.
- в условиях труднодоступной местности или в стесненных условиях применение вертолётной техники или монтаж опор методом наращивания;
- монтаж проводов и грозозащитных тросов под тяжением без опускания провода на землю, позволяющий обеспечить отсутствие механических повреждений и загрязнения провода или троса;
- при необходимости увеличения пропускной способности без строительства новой ВЛ - замена сталеалюминевых проводов на провода с повышенной пропускной способностью, в том числе и высокотемпературные;
- применение, как правило, защиты опор от коррозии методом горячего цинкования. Для промышленных и приморских районов дополнительно к горячему цинкованию следует применять стойкие лакокрасочные покрытия; применение быстромонтируемой арматуры, в том числе, – спиральной и клиносочленённой.

На магистралях электрических сетей 6-20 кВ и ниже:

- с ответвлениями - должна применяться как правило штыревая изоляция;
- без ответвлений - должна применяться как правило подвесная изоляция.

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

- воздушные сети должны выполняться только с применением самонесущих изолированных проводов одного сечения по всей длине линии;
- при проектировании и строительстве ВЛ 0,4 кВ рекомендуется использовать опоры линий электропередачи напряжением 6-20 кВ для совместной подвески с СИП на напряжении 0,4 кВ.

2.4.3. Опоры

На ВЛ 220-750 кВ должны применяться опоры необходимой высоты и прочности, соответствующие действующим нормативным документам; одноцепные, двухцепные и многоцепные стальные опоры многогранных и решетчатых конструкций;

- на ВЛ 220-500 кВ, проходящих в городах и в районах с высоким риском вандализма, в качестве промежуточных, рекомендуется применять стальные свободностоящие многогранные опоры;
- на ВЛ 220-500 кВ, проходящих по землям сельскохозяйственного назначения, следует применять стальные свободностоящие опоры;
- для анкерно-угловых опор ВЛ 220-750 кВ, при отсутствии обоснований, должны применяться стальные свободностоящие опоры жесткой конструкции;
- проектные размеры и масса промежуточных опор, их расстановка должны быть оптимизированы для конкретных ВЛ, в т.ч., за счет более широкого применения сталей повышенной механической прочности и коррозионной стойкости при соответствующем технико-экономическом обосновании;
- конструкции опор для ВЛ 220 кВ и выше должны обеспечивать: возможность технического обслуживания и ремонта ВЛ под напряжением, максимальную эффективность монтажа проводов и тросов, отсутствие необходимости получения специального разрешения при транспортировке по автодорогам;
- стальные опоры, а так же стальные детали железобетонных опор и конструкций, металлоконструкции фундаментов, U-образные болты, крепежные изделия, как правило, защищаются от коррозии на заводах-изготовителях методом горячего или термодиффузионного цинкования. Для промышленных и приморских районов дополнительно к горячему цинкованию следует применять стойкие лакокрасочные покрытия.;
- расчетные климатические нагрузки на строительную часть - опоры и фундаменты - должны определяться в соответствии с действующими ПУЭ и актуализированными рекомендациям СНиП;
- применение высотных опор, монтируемых методом наращивания, обеспечивающих прохождение ВЛ через лесные участки с минимально возможной шириной просеки;
- 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 опор лакокрасочными покрытиями с длительным сроком службы, а также применять опоры индивидуального проектирования, разработанные с учетом повышенных эстетических требований.

Срок эксплуатации опор ВЛ 220 и выше должен составлять не менее 50 лет.

Воздушные линии электропередачи 110 кВ и ниже

- На ВЛ 35-110 кВ опоры должны обеспечивать надёжность и безопасность эксплуатации (подъём на опору, работу на траверсах и т.д.).
- На ВЛ 0,4-20 кВ допускается применять сертифицированные деревянные опоры, обработанные специальными консервантами и антисептиками, обеспечивающими срок службы ВЛ не менее 40 лет. В исключительных случаях, при наличии технико-экономического обоснования, допускается применение деревянных опор для ВЛ 35-110 кВ. В местах возможных низовых пожаров применение деревянных опор не рекомендуется.

- На ВЛ 35-110 кВ при соответствующем технико-экономическом обосновании возможно применение стальных многогранных и решётчатых опор. Допускается применение железобетонных опор, если это обосновано проектом.

- На ВЛ 6-110 кВ допускается применение композитных опор и траверс при условии обоснования проектом надёжности, безопасности, эффективности их применения и конструктивного обеспечения устойчивости к внешним воздействиям.

- На магистралях ВЛ 6-20 кВ - железобетонные опоры из вибрированных или центрифугированных стоек, в том числе, при необходимости, и в габаритах 35-110 кВ. При обосновании допускается применение стальных многогранных опор.

- На ответвлениях ВЛ 6-20 кВ и ВЛ 0,4 кВ рекомендуется применять деревянные или железобетонные опоры из вибрированных стоек.

- Срок эксплуатации опор ВЛ 0,4-20 кВ должен составлять не менее 40 лет. Срок эксплуатации опор ВЛ 35-110 кВ должен составлять не менее 50 лет.

2.4.4. Фундаменты

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

Должны применяться:

- унифицированные сборные железобетонные фундаменты;
- монолитные железобетонные фундаменты (заглубленные, малозаглубленные и поверхностные);
- свайные железобетонные и металлические фундаменты (фундаменты из железобетонных свай с металлическими ростверками, винтовые сваи, сваи открытого профиля, сваи-оболочки, буронабивные и буропускные сваи);
- закрепления в грунте нижней части секции стальной многогранной опоры, устанавливаемой непосредственно в пробуренный котлован.

Следует обеспечивать внедрение на ВЛ:

- промышленных способов производства работ в полевых условиях;
- полимерных покрытий для защиты железобетонных и металлических конструкций от коррозии;
- современных коррозионностойких материалов, в соответствии с действующими нормами, для металлоконструкций фундаментов, находящихся непосредственно в контакте с грунтом;
- узлов крепления U-образных болтов к фундаментам, расположенным над поверхностью земли, для среднеагрессивных и сильноагрессивных грунтов по СНиП 2.03.11-85, а так же если на ВЛ предусмотрена плавка гололёда с использованием земли в схеме плавки;
- конструкции фундаментов, не разрушающие структуры грунтов в особо сложных геокриологических условиях.

Способ закрепления в грунте опор ВЛ 0,4-20 кВ необходимо выбирать в соответствии с рекомендациями унифицированных типовых проектных решений.

2.4.5. Провода, грозозащитные тросы

На ВЛ 220 кВ и выше, как правило, следует применять стандартные сталеалюминевые провода. В обоснованных случаях допускается применение современных конструкций проводов, позволяющих существенно увеличить пропускную способность без увеличения нагрузки на опоры, или превосходящие стандартные провода по техническим характеристикам:

- при новом строительстве - провода с сердечником из стальных и алюминиевых сплавов, композитных немагнитных материалов обладающие: повышенной пропускной способностью, с цилиндрической поверхностью из проволок трапецеидальной или z - образной формы с меньшими коэффициентами аэродинамического сопротивления, повышенной коррозионной стойкостью и повышенной стойкостью к гололедно-ветровым воздействиям, лучшей деформационной способностью, большей крутильной жесткостью;

- при реконструкции ВЛ с целью повышения пропускной способности при сохранении (или снижении) нагрузки на опоры, а также при строительстве больших переходов применять провода с длительно допустимыми температурами до 240°C с токопроводящими повивами из термостойких и сверхтермостойких алюминиевых сплавов, с коррозионностойким сердечником, в т.ч. изготовленном из стали, алюминиевых сплавов, или с композитным сердечником, с целью снижения нагрузки на опоры и фундаменты;

- при достаточном технико-экономическом обосновании – провода со встроенным оптическим кабелем (ОКФП).

В качестве грозозащитных тросов должны применяться:

- канаты и провода из стальных оцинкованных по группе ОЖ или лакированных алюминиям проволок, грозозащитные тросы из низколегированной стали, обладающие высокой молниестойкостью, механической прочностью, коррозионной стойкостью при новом строительстве, реконструкции и ремонте ВЛ 35 кВ и выше;

- грозозащитные тросы со встроенным оптико-волоконным кабелем, в т.ч. с термостойким оптическим волокном.

Срок службы проводов и грозозащитных тросов на ВЛ не менее 50 лет.

Воздушные линии электропередачи 110 кВ и ниже

На ВЛ 35-110 кВ, как правило, должны применяться как правило стандартные сталеалюминевые провода.

В районах с интенсивными ветровыми и гололедными нагрузками, а также на больших переходах ВЛ 35-110 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 (противодействия налипанию снега и гололедообразованию).

При наличии технико-экономического обоснования в соответствии с требованиями ПУЭ на больших переходах через водные и другие естественные преграды, при обосновании, в качестве проводов допускается применять стальные канаты из оцинкованных проволок. Срок службы проводов и грозозащитных тросов на ВЛ напряжением 35-110 кВ должен быть не менее 50 лет.

На магистралях ВЛ 6-20 кВ следует применять неизолированный провод типа АС или защищенный провод сечением не менее 70 мм². На отпайках от магистралей рекомендуется применение проводов типа АС или защищенных проводов сечением не менее 35 мм².

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;
- при совместной подвеске с ВЛ 0,4 кВ с СИП.

При новом строительстве и реконструкции ВЛ 0,4 кВ должны применяться аттестованные самонесущие изолированные провода.

Монтаж проводов линий электропередачи, выполненных СИП с изолированной нулевой жилой, может осуществляться, как на опорах, так и по стенам зданий и сооружениям, с учетом п.2.1.2.2.

ВЛ 0,4 кВ с распределенной нагрузкой по длине линии должны выполняться с использованием самонесущих изолированных проводов сечением не менее 70мм². Для подключения отдельных потребителей, в т.ч. ответвления от линии, может использоваться СИП меньшего сечения, но не менее 16 мм².

Срок службы проводов СИП должен быть не менее 40 лет.

2.4.6. Изоляторы и линейная арматура

Изоляторы:

Количество и тип изоляторов в гирляндах разного назначения на ВЛ должны выбираться в соответствии с действующими нормами, а также с учетом местных условий, в т.ч. наличия обновленных карт загрязнения изоляции.

Следует применять:

- на ВЛ 220 кВ и выше, как правило, стеклянные изоляторы со сниженным уровнем радиопомех;
- на ВЛ 220 кВ, круглогодично доступных для обслуживания, проходящих в районах с СЗА I-III (за исключением ВЛ, проходящих в III и выше районах по ветру/гололеду) при наличии обоснования - полимерные изоляторы цельнолитые с кремнийорганической защитной оболочкой и наличием индикатора перекрытия;
- на ВЛ 110 кВ и выше на высотных опорах применять длинностержневые фарфоровые изоляторы (при обосновании);
- для ВЛ 220 кВ и выше гирлянды изоляторов должны быть снабжены защитной арматурой;
- полимерные консольные изолирующие траверсы - для ВЛ до 220 кВ включительно, проходящих в стесненных условиях, имеющих возможность

подъезда автовышки к опорам для проведения технического обслуживания и ремонтов арматуры и изоляторов;

- на больших переходах ВЛ 110 кВ и выше – стеклянные изоляторы.

Линейная арматура:

- сцепная, поддерживающая, натяжная, защитная и соединительная арматура, не требующая обслуживания, ремонта и замены в период всего расчетного срока службы ВЛ;
- как правило, спиральная и клиносочлененная арматура, при соответствующих обоснованиях: прессуемая, болтовая;
- многочастотные гасители вибрации;
- на переходных промежуточных опорах больших переходов - поддерживающие роликовые подвесы, допускающие сезонные перемещения провода.

Воздушные линии электропередачи 110 кВ и ниже

На ВЛ 35-110 кВ рекомендуется применять полимерные и стеклянные изоляторы.

На ВЛ 6-20 кВ рекомендуется применять:

- подвесные полимерные, стеклянные изоляторы;
- полимерные изолирующие распорки;
- полимерные изолирующие траверсы;
- штыревые стеклянные и фарфоровые изоляторы с проушиной, с применением спиральной вязки для проводов СИП-3 и АС.

На ВЛ напряжением до 1 кВ рекомендуется применять линейную арматуру для самонесущего изолированного провода .

Соединения и ответвления проводов на ВЛ 0,4 кВ допускается выполнять только с применением специальных зажимов, соответствующих типу самонесущего провода.

Соединения ответвлений к вводам ВЛ с внутренней проводкой должно осуществляться с применением ответвительных одноразовых, прокалывающих, герметичных зажимов со срывной головкой без возможности их демонтажа.

Линейная арматура должна быть необслуживаемая и соответствовать сроку службы ВЛ.

2.4.7. Защита от грозových перенапряжений

ВЛ 110 кВ и выше, как правило, должны быть защищены по всей длине от грозových перенапряжений и прямых попаданий молний грозозащитными тросами.

Для защиты изоляции ВЛ напряжением 35 кВ и выше при прохождении в районах с высоким удельным сопротивлением грунтов, на больших переходах, в особых гололёдных районах взамен или в дополнение к грозозащитному тросу допускается применение ОПН.

Применение на ВЛ 6-35 кВ средств ограничения перенапряжений должно обеспечивать защиту:

- проводов от перегрева и пережога;
- подходов к распределительным устройствам подстанции;
- изоляции ВЛ в районах с высокой грозовой активностью;
- коммутационного оборудования;

- кабельных муфт;
- мест пересечения ВЛ с инженерными сооружениями;
- столбовых и мачтовых подстанций, электрооборудования подстанций, распределительных и трансформаторных пунктов.

2.4.8. Линейное коммутационное оборудование 0,4-35 кВ

Для оптимизации режимов работы, повышения надёжности электроснабжения потребителей, сокращения затрат на эксплуатацию и ремонтно-восстановительные работы, необходимо автоматизировать сети 6-20 кВ посредством:

- автоматического ввода резерва;
- секционирования ВЛ;
- организации систем автоматического повторного включения как на линейных выключателях центров питания, так и на секционирующих пунктах ВЛ;
- отключения ответвлений ВЛ;
- оснащения устройствами определения мест повреждения ВЛ, в том числе индикаторами неисправности;
- организации мониторинга за текущим состоянием проводов, в том числе их температуры нагрева.

Пункты секционирования с вакуумными выключателями и пункты автоматического включения резерва необходимо устанавливать на магистральных линиях 6-20 кВ, а также на протяженных ответвлениях ВЛ при наличии технико-экономического обоснования.

Присоединения ВЛ напряжением 6-20 кВ должны быть оснащены устройствами однократного или двухкратного АПВ на головном выключателе линии и на секционирующих пунктах.

Пункты АВР и секционирующие пункты должны быть оснащены вакуумными выключателями и микропроцессорными устройствами РЗА.

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.

Для отключения ответвлений от магистрали, длина которых составляет более 1,5 км, рекомендуется устанавливать современное коммутационное оборудование в голове этих ответвлений.

С целью повышения управляемости и контролируемости за работой электрической сети, все системы автоматизации должны работать с возможностью передачи информации на диспетчерский пункт о текущем состоянии оборудования, а также обеспечивать возможность телеуправления данным оборудованием.

2.4.9. Защита ВЛ от гололедно-ветровых воздействий

Вновь сооружаемые, реконструируемые и эксплуатируемые ВЛ, проходящие в районах с толщиной стенки гололеда 25 мм и выше (IV район по гололеду и выше), а также с частыми образованиями гололеда и изморозевых отложений в сочетании с сильными ветрами, в районах с частой и интенсивной пляской

проводов, необходимо оснащать (преимущественно) управляемыми установками плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах постоянным током. Допускается отказ от плавки гололеда и сооружение ВЛ в гололедоупорном исполнении при соответствующем обосновании. Рекомендуется рассматривать вопросы защиты ВЛ от гололедно-ветровых воздействий комплексно с вопросами грозозащиты таких ВЛ.

Управляемые установки плавки гололеда должны иметь возможность самотестирования с выдачей информации в АСУ ТП подстанций.

Реализация плавки гололеда таким образом, чтобы в каждой схеме, она обеспечивалась за время, не превышающее одного часа.

Применение автоматизированных систем раннего обнаружения гололедообразования (АИСКГН) и распределенного контроля температуры оптического волокна при плавке гололеда на грозозащитном тросе со встроенным оптико-волоконным кабелем (СРКТОВ) и непосредственного контроля температуры провода при плавке гололеда.

На ВЛ или участках ВЛ, проходящих в особых районах по гололеду:

- должны применяться стеклянные изолирующие подвески; при соответствующих обоснованиях допускается установка двойных параллельных гирлянд;

- должны применяться провода современных конструкций (п. 2.4.5.), обладающие повышенной стойкостью к гололедно-ветровым воздействиям.

- грозозащита должна выполняться линейными ОПН (при отсутствии грозозащитного троса со встроенным оптико-волоконным кабелем);

- должны применяться, как правило, полимерные междуфазные распорки;

- рекомендуемое применение устройств, предотвращающих закручивания проводов, а также устройства для защиты проводов от налипания мокрого снега.

Для ВЛ 6-110 кВ:

- в районах с частым образованием гололёда в особых гололёдных районах, а также с высокими ветровыми нагрузками необходимо рассматривать альтернативную возможность строительства кабельных линий;

- для предотвращения «каскадных» разрушений сокращать длину анкерных пролётов и делать участки ВЛ с опорами из композитных материалов;

- применять опоры и провода с повышенной механической прочностью;

- применять специальные типы проводов с высокими анти-гололёдными характеристиками;

- применять плавку гололёда при соответствующем технико-экономическом обосновании;

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

2.4.10. Диагностирование и мониторинг ВЛ

Диагностика и мониторинг ВЛ должны быть проблемно-ориентированы и достоверны.

Надёжность систем мониторинга, устанавливаемых на опорах и проводах ВЛ, должна быть выше надёжности диагностируемого оборудования ВЛ.

Диагностика должна быть периодической, плановой и аварийной.

Диагностика и мониторинг должны быть на всех стадиях технологического развития оборудования ВЛ (проектирования, строительства, реконструкции, модернизации и реновации).

Комплексная диагностика ВЛ включает следующие основные виды диагностических работ:

- магнитометрический контроль состояния металлических конструкций опор;
- контроль внешней изоляции ВЛ;
- измерение расстояний по вертикали от проводов (грозозащитных тросов) до поверхности земли вдоль трассы ВЛ;
- ультразвуковой контроль анкерных креплений фундаментов;
- сейсмоакустический контроль состояния фундаментов и ж/б конструкций;
- дефектоскопия оттяжек промежуточных опор;
- тепловизионный контроль соединений проводов, арматуры и изоляции;
- мониторинг температуры проводов для ВЛ, оснащенных установками плавки гололеда и при наличии специальных обоснований для ВЛ, которые систематически работают с нагрузкой близкой к длительно-допустимой;
- контроль проявлений высоковольтного пробоя;
- определение типоразмеров анкерных плит;
- измерение сопротивления контура заземления;
- измерение удельного сопротивления грунта.

Средства измерений, применяемые для мониторинга и диагностики состояния оборудования, должны соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение».

2.5. Кабельные линии электропередачи

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;
- использование кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена для замены маслонаполненных кабелей и кабелей с пропитанной бумажной изоляцией;
- применение КЛ постоянного тока;
- применение кабелей 110-500 кВ, прошедших «Предквалификационное испытание кабельной системы» на надежность по ГОСТ Р МЭК 62067-2011;
- 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.

2.5.1. Технологии проектирования и производства строительного-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции КЛ

- внедрение комплексной механизации работ при прокладке КЛ с использованием высокопроизводительных комплексов машин и оборудования;
- сокращение производства земляных работ, в том числе за счёт применения бестраншейных способов прокладки КЛ - горизонтально-направленного бурения (ГНБ) или коллекторов в целях защиты природоохранных зон и благоустроенных участков городов;
- применение способа прокладки КЛ по территории ПС в заглубленных кабельных каналах (лотках), на эстакадах или в коллекторах, а также, при обосновании, в грунте;
- выбор трассы для КЛ рекомендуется осуществлять за пределами охранных зон автомобильных дорог, ж/д путей, инженерных коммуникаций и зон зелёных насаждений;
- 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;
- соединение КЛ с ВЛ напряжением 110-500 кВ в городской черте должно осуществляться в переходных пунктах закрытого типа. Допускается переход КЛ в ВЛ на специальных переходных опорах (порталах) при достаточном технико-экономическом обосновании;
- с момента начала прокладки первой строительной длины КЛ должен быть обеспечен необходимый технический надзор представителями эксплуатирующей организации;
- обеспечение возможности легкого и быстрого монтажа КЛ с максимальным качеством работ;
- использование существующих конструкций мостов и совместное сооружение мостовых и кабельных переходов через водные препятствия, большие автомагистрали т.д. при обязательной координации проектной документации;
- выбор параметров кабелей с различными условиями охлаждения выполнять по участку с наихудшими условиями охлаждения в соответствии с требованиями ПУЭ.

В районах жилой застройки, рекомендуется выполнять прокладку КЛ 35 кВ и выше в инженерных сооружениях или методом горизонтального направленного бурения (ГНБ).

Для КЛ 0,4-20 кВ способ прокладки должен определяться с учетом первоначальных капитальных и эксплуатационно-ремонтных затрат, а так же удобства и экономичности обслуживания.

При прокладке кабелей 110-500 кВ с применением технологии ГНБ длиной более 100 м решение о прокладке резервной фазы в трубе на каждую цепь осуществлять на основе ТЭО.

В кабельных сооружениях рекомендуется предусматривать прокладку КЛ целыми строительными длинами с указанием допустимых условий эксплуатации для ремонтных соединительных муфт в инженерных спецсооружениях.

При подводной прокладке КЛ 110-500 кВ переменного и постоянного тока с изоляцией из сшитого полиэтилена или различных модификаций бумажной изоляции, в том числе пропитанной нестекающими составами, руководствоваться, помимо прочего, результатами расчётов изготовителей кабельной продукции длительно допустимых токовых нагрузок.

При подводной прокладке однофазных кабелей 110-500 кВ должен быть предусмотрен резерв: для одной КЛ - одна фаза, для двух КЛ - две фазы, для трёх и более - по проекту, но не менее двух фаз. Резервные фазы должны быть проложены так, чтобы они могли быть использованы взамен любой из действующих рабочих фаз.

При невозможности прокладки КЛ напряжением 6-35 кВ в земле или в кабельных сооружениях, рекомендуется применение универсального воздушного кабеля, подвешиваемого на стальном тросе с обязательным выполнением соответствующего ТЭО.

2.5.2. Кабели

- для КЛ классов напряжений 110 кВ и выше, как правило, должны применяться кабели со встроенным оптоволоконном для мониторинга температуры кабеля, с изоляцией из сшитого полиэтилена и сечениями токопроводящих жил до 3000 мм², в т.ч. нового поколения полностью из герметизированных конструкций,

- для КЛ всех классов напряжений рекомендуется применять кабели:
 - с усиленной наружной полиэтиленовой оболочкой для прокладки в земле,

- с наружным полупроводящим слоем, в том числе в составе огнезащитного покрытия, наносимого при прокладке кабеля на его оболочку, выполненную из материалов пониженной горючести, в т.ч. поливинилхлоридных (ПВХ) композиций с низким дымо- и газовыделением или из безгалогенных композиций с высоким кислородным индексом для прокладки в инженерных сооружениях;

- для подводной прокладки - бронированные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена или различных модификаций бумажной изоляции, в том числе пропитанной нестекающими составами, обеспечивающие работу в течение ресурсного срока службы в условиях гидростатического давления.

- для прокладки в горной местности применять бронированные кабели и прокладывать их в специальных инженерных сооружениях.

- для прокладки в зонах сейсмической активности применять кабели бронированные. Способ прокладки определять проектом, с применением специальных мер защиты.

2.5.3. Арматура кабелей высокого напряжения

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:

110-500 кВ

- «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;

- соединительная арматура, не требующая технического обслуживания;

- арматура, конструкция которой обеспечивает защиту от механических повреждений, проникновения воды и пыли;

- концевая арматура, имеющая специальные адаптеры для периодического контроля уровней ЧР с помощью передвижных измерительных установок.

1-35 кВ

- арматура на основе термоусаживаемых трекингоустойких, негорючих, не распространяющих горение трубок и изделий;

- кабельная арматура холодной усадки и на основе предварительно изготовленных на предприятиях-изготовителях эластомерных элементов.

2.5.4. Требования к применению экранов кабелей

- в однофазных кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ или XLPE) до 500 кВ включительно необходимо обращать повышенное внимание к выбору сечения, способам соединения и заземления экранов;

- выбор конструкции, сечения экрана и способ его заземления должен осуществляться по условиям допустимого нагрева КЛ в нормальном режиме работы, а также по условиям его термической стойкости, в том числе в режиме протекания токов КЗ, с обеспечением электробезопасности обслуживания коробок транспозиции согласно действующим требованиям 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 тока короткого замыкания;

- выбор способа обустройства экранов (частичное разземление или применение систем транспозиция) должен решаться при проектировании в каждом отдельном случае с учетом конкретных условий в зависимости, прежде всего, от

значений токов короткого замыкания и условий безопасного проведения работ при эксплуатации КЛ и их ТОиР;

- транспозиционные колодцы должны быть обслуживаемыми, с обязательным наличием внешней гидроизоляции и иметь защиту от доступа посторонних лиц.

2.5.5. Диагностирование и мониторинг КЛ

Диагностирование КЛ проводится

- перед включением КЛ;
- в процессе эксплуатации КЛ;
- после ремонта КЛ;
- в соответствии с рекомендациями завода – изготовителя;
- с учётом требований ГОСТ Р МЭК 62067 – 2011.

Объём, нормы и методика диагностирования КЛ приводятся в действующей нормативной документации.

Мониторинг КЛ:

- нагрузочного режима;
- аварийных событий;
- интенсивности частичных разрядов.

Система автоматического диагностирования (мониторинга) КЛ применяется для сбора, обработки, отображения и хранения информации, характеризующее рабочее (текущее) состояние основной изоляции, концевых и соединительных муфт КЛ в процессе эксплуатации.

Система мониторинга КЛ предназначена для непрерывного мониторинга состояния изоляции концевых муфт КЛ на наличие частичных и искровых разрядов (ЧР).

Система мониторинга КЛ регистрирует следующие параметры:

- параметры возникающих частичных разрядов, в том числе в кабельных муфтах;
- температуру муфт, токопроводящих жил и экранов КЛ.

Основной целью оснащения КЛ системами автоматической диагностики (мониторинга) является обеспечение достоверной оценки текущего технического состояния КЛ, в том числе муфт КЛ, и возможности прогнозирования развития дефектов на основе базы данных по динамике развития разрядных процессов в изоляции, выявление дефектов в изоляции на ранних стадиях их развития.

Экспресс-диагностика концевых кабельных муфт должна осуществляться с применением радиочастотной и акустической аппаратуры.

Метрологическое обеспечение СИ, применяемых для мониторинга и диагностики состояния оборудования, должно соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение».

2.6. Ограничения по применению оборудования, технологий и материалов

Запрещается применять при строительстве и реконструкции объектов 35 кВ и выше:

- силовые трансформаторы, автотрансформаторы и реакторы с расчетным сроком службы менее 30 лет;
- бетонные токоограничивающие реакторы;
- вращающиеся электрические машины для компенсации реактивной мощности, кроме асинхронизированных компенсаторов при наличии специальных обоснований;
- воздушные, масляные выключатели 110-750 кВ;
- автогазовые выключатели 6-10 кВ;
- маломасляные выключатели 6-220 кВ;
- выключатели 110 кВ и выше с пневматическими и электромагнитными приводами;
- трансформаторы тока и напряжения с классами точности обмоток для целей АИИС КУЭ, АСУ ТП и измерений, несоответствующие требованиям раздела 2.3.3.5;
- все виды СИ (в т.ч. измерительные трансформаторы, а также встроенные СИ, применяемые для мониторинга состояния основного оборудования) неутвержденного типа, то есть не зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, и не обеспеченных поверкой/ калибровкой;
- разъединители вертикально-рубящего типа напряжением 110-750 кВ;
- разъединители напряжением 35 кВ и выше без двигательного привода;
- засыпку гравием маслоприемников (авто)трансформаторов и шунтирующих реакторов;
- маслonaполненные короба для присоединения (авто)трансформаторов к КРУЭ;
- кабельные маслonaполненные короба для подключения кабелей 110-500 кВ к силовым (авто)трансформаторам;
- вентильные разрядники;
- схемы электроснабжения без автоматического ввода резерва (АВР);
- кабели с бумажно-масляной изоляцией и маслonaполненные;
- силовые кабели, не отвечающие действующим требованиям по пожарной безопасности и выделяющие большие концентрации токсичных продуктов при горении;
- аккумуляторные батареи с гелеобразным электролитом;
- аккумуляторные батареи со сроком эксплуатации менее 15 лет;
- оборудование (в том числе БСК), в котором применяется трихлордифенил (ТХД);
- опоры со штыревыми изоляторами в местах гнездования крупных птиц.

Запрещается оснащение строящихся и реконструируемых объектов:

- электрозащитными средствами, выполненными с применением бумажно-бакелитовой изоляции;
- указателями высокого напряжения, для работоспособности которых требуется заземление рабочей части указателя;
- указателями напряжения с применением газоразрядных ламп.
- указателями высокого напряжения без звуковой сигнализации;
- плакатами и знаками безопасности, выполненными из гигроскопичных материалов.

При проведении комплексной реконструкции, расширении и новом строительстве не рекомендуется:

- применять под оборудование ПС железобетонные стойки типа УСО.

Запрещаются к применению при реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве распределительных электросетевых объектов:

На ПС 35-220 кВ:

- схемы первичных соединений ПС 35-110 (220) кВ с отделителями и короткозамыкателями;
- схемы первичных соединений ПС 35-110 (220) кВ с беспортальным приемом ВЛ;
- аккумуляторные батареи открытого исполнения;
- гибкие изолированные проводники для присоединения автоматических выключателей отходящих линий к шинам 0,4 кВ на щитах СН подстанций;
- открытые шкафы собственных нужд, в которых не обеспечена защита персонала от поражения электрическим током.

На ТП 6-20/0,4 кВ, РП 6-20 кВ:

- комплектные трансформаторные подстанции 6-20/0,4 кВ шкафного типа с вертикальным расположением оборудования;
- воздушные выключатели и малообъемные масляные выключатели;
- негерметичные силовые трансформаторы марки ТМ;
- распределительные пункты, выполненные из отдельных ячеек КРУН;
- вентильные разрядники серии РВО.

На воздушных линиях 35-220 кВ:

- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой из полиолефиновой композиции;
- полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;
- стальные грозозащитные тросы без антикоррозионного покрытия;
- вентильные и трубчатые разрядники;
- гасители вибрации одночастотные типа ГВН.

На воздушных линиях 0,4-20 кВ:

- при реконструкции и новом строительстве неизолированные провода на ВЛ напряжением 0,4 кВ;
- неизолированные провода марки А (алюминий);
- подвесные тарельчатые изоляторы типов ПФ6-А и ПФ6-Б;
- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой из полиолефиновой композиции;
- полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;
- технологии пропитки деревянных опор, не обеспечивающие срок службы опоры - 40 лет;

- устройства защиты от повреждений при воздействии электрической дуги и искровые промежутки на ВЛЗ 6-20 кВ (за исключением длинно-искровых разрядников);
- трубчатые разрядники 6-10 кВ.

2.7. Экологическая безопасность, охрана труда, пожарная и промышленная безопасность, безопасность дорожного движения

2.7.1. 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 и воспроизводство природных ресурсов, защиту растительного и животного мира.

2.7.1.1. 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 и эксплуатации электросетевых объектов;
- ограничение ведения производственной и строительной деятельности на территориях, имеющих особое природоохранное значение;
- принятие управленческих и инвестиционных решений с учетом оценки экологических последствий, разработки мер по уменьшению и предотвращению неблагоприятных воздействий на окружающую среду;
- использование в производственном процессе наилучших существующих доступных технологий, обеспечивающих соблюдение природоохранных требований и минимизацию негативного воздействия на окружающую среду;
- сокращение объемов образования отходов и безопасное обращение с ними, хранение всех видов отходов и демонтированного оборудования в соответствии с санитарно-гигиеническими нормами.

2.7.1.2. Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований 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 (например, сухих реакторов, трансформаторов и конденсаторов и др.);
- поэтапная утилизация оборудования, содержащего трихлордифенил;
- обустройство системы маслоприемных устройств ПС с использованием современных технологий (в том числе полимерных покрытий маслоприемников);

- строительство и реконструкция систем канализации, очистных сооружений с целью минимизации воздействия на водные объекты и водосборные площади;
- обеспечение нормативных величин акустического воздействия на зоны жилой застройки (сооружение шумозащитных экранов и др.);
- применение самонесущих изолированных и защищенных проводов, позволяющих снизить негативное воздействие на окружающую среду путем уменьшения ширины вырубаемой просеки в лесных массивах, позволяющих исключить гибель птиц;
- применение высотных опор с расположением проводов над кронами лесных массивов ценных пород деревьев;
- выполнение на электросетевых объектах мероприятий по защите животного мира (оснащение опор ВЛ специальными устройствами, препятствующими гнездованию птиц на конструктивных элементах опор, использование отпугивающих и птицепрозрачных устройств и др.);
- обеспечение надлежащего технического состояния автопарка в целях снижения выбросов в атмосферу CO, CO₂ и CH₄, а также загрязнения почвы автомобильными маслами и технологическими жидкостями.

2.7.2. Охрана труда

Техническая политика в области охраны труда направлена на повышение уровня безопасности производства с применением прогрессивных решений, обеспечивающих минимальный уровень риска травмирования персонала.

2.7.2.1. Основными целями в области охраны труда являются:

- исключение случаев производственного травматизма и профессиональных заболеваний;
- формирование у работников безопасного поведения на производстве и навыков предупреждения опасных ситуаций;
- постоянное улучшение условий труда.

2.7.2.2. Для достижения поставленных целей при осуществлении всех видов деятельности следует обеспечивать приоритет сохранения жизни и здоровья работников перед результатами производственной деятельности, а также реализовывать следующие мероприятия:

- разработка и внедрение систем менеджмента безопасности труда и охраны здоровья (СМБТиОЗ) в соответствии с ГОСТ Р 54934 – 2012/OHSAS 18001:2007 «Системы менеджмента безопасности труда и охраны здоровья. Требования»;
- обеспечение обучения работников охране труда в т.ч. приемам безопасного выполнения работ с последующей проверкой знаний требований охраны труда;
- обеспечение работников необходимой современной и эргономичной специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты, смывающими и (или) обезвреживающими средствами, исправным инструментом, приспособлениями, инструкциями и т.д.;
- осуществление контроля за соблюдением требований охраны труда на электросетевых объектах, при эксплуатации транспортных средств;
- обеспечение реализации системы мотивации, стимулирующей работников

к безусловному соблюдению требований охраны труда;

- обеспечение соблюдение требований законодательных и иных нормативно-правовых актов Российской Федерации в области охраны труда;

- обеспечение выявления, оценки и снижения рисков в области охраны труда;

- обеспечение внедрения и использования технологий, обеспечивающих безопасные условия труда на рабочих местах;

- обеспечение эффективного функционирования и непрерывного совершенствования системы управления охраной труда;

- организация работы по предупреждению случаев производственного травматизма и профзаболеваний, в т.ч. проведение работы с персоналом (инструктажи, стажировки, тренировки, обучение и т.д.) и своевременному информированию работников о передовых разработках в области охраны труда;

- проведение аттестации рабочих мест по условиям труда для обеспечения нормальных и безопасных условий труда на рабочих местах;

- обеспечение допуска к осуществлению производственной деятельности работников, состояние здоровья которых соответствует характеру выполняемых ими работ.

2.7.2.3. Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований охраны труда и безопасности персонала:

- принятие при проектировании электросетевых объектов, зданий и сооружений прогрессивных технических решений, направленных на обеспечение требуемого уровня безопасности;

- снижение доли ручного труда, тяжести труда и повышение производительности труда за счет повышения уровня автоматизации;

- оснащение оборудования автоматикой безопасности и системами дистанционного управления, в том числе исключение нахождения человека непосредственно вблизи коммутационного аппарата при переключениях;

- оснащение специальными механизмами авто- и спецтехникой (гидроподъемниками, телескопическими вышками, передвижными лабораториями, бурильно-крановыми машинами и др.), а также современным вспомогательным оборудованием для обеспечения механизации работ по ТООР, в первую очередь, наиболее трудоемких;

- использование при верхолазных работах (работах на высоте) амортизирующих тормозных устройств, блокирующих и стопорных устройств;

- применение изолированных токопроводов, шинопроводов, шлейфов в местах возможного прохода людей. Применение при реконструкции и новом строительстве изолированного провода в качестве шлейфов для присоединения ТП наружной установки к разъединителю 6-20 кВ, шлейфов присоединения трансформаторов собственных нужд 6-20 кВ к шинам ПС, а также в других случаях при соответствующем обосновании;

- применение встроенных в оборудование (включая ТП 6-20 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, подъёмники (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 подъёмники и т.п.);
- обеспечение персонала современными санитарно-бытовыми условиями;
- использование современных приспособлений для безопасного ведения работ (стеклопластиковые лестницы, устройства для раскрепления опор на базе бурильно-крановых машин, подъемные приспособления и др.);
- применение для работы на ВЛ 0,4-20 кВ комплектов средств защиты и приспособлений, обеспечивающих возможность установки переносных заземлений, выполнения отдельных видов работ (обрезка веток, снятие набросов и пр.) без подъёма на опоры и отключения ВЛ;
- внедрение технологии ремонтов воздушных линий 0,4 кВ под напряжением (без отключения);
- ограничение (где это возможно по технологии) контакта рабочих с вредными веществами, таких как асбест, битум, кислоты и др.

2.7.3. Пожарная безопасность

Техническая политика в области пожарной безопасности электросетевых объектов направлена на совершенствование системы обеспечения пожарной безопасности и предупреждение аварийных отключений, связанных с пожарами.

2.7.3.1. Основными принципами технической политики в области пожарной безопасности являются:

- обеспечение пожарной безопасности электросетевых объектов в соответствии с требованиями Федерального законодательства;
- использование в производственном процессе наиболее эффективных существующих доступных технологий, обеспечивающих повышение уровня пожарной безопасности;
- 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 вторичных проявлений;
- сохранение и защита имущества при пожаре;
- предупреждение возникновения пожара;
- недопущение распространения пожара на имущество третьих лиц.

2.7.3.2. Система обеспечения пожарной безопасности объекта включает комплекс мероприятий, направленных на:

- предотвращение и локализацию пожара;
- обеспечение противопожарной защиты (в т.ч. применение систем пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения), в соответствии с нормативно-правовыми актами и нормативно-техническими документами;
- обеспечение установленных требований в части пожарной безопасности, в том числе исключение превышения допустимого пожарного риска.

2.7.3.2.1. Система предотвращения и локализации пожара обеспечивается:

– Максимально возможным по условиям технологии и строительства ограничением массы или объема горючих веществ, материалов:

- применением при строительстве зданий и сооружений негорючих и трудногорючих веществ и материалов с нормируемым пределом огнестойкости и классом пожарной опасности;

- заменой маслonaполненного оборудования на оборудование с негорючим диэлектриком (вакуум, элегаз, с твёрдой изоляцией);

- заменой силовых маслonaполненных кабелей 110-220 кВ на силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Применением основных строительных конструкций и материалов, в том числе используемых для облицовок конструкций, с нормированными показателями пожарной опасности; негорючие (НГ) и умеренно горючие не выше (Г2); умеренно воспламеняемые не выше (В2), слабо распространяющие пламя не выше (РП2), с умеренной дымообразующей способностью не выше (Д2), умеренно опасные по токсичности продуктов горения не выше (Т2) вещества и материалы.

2.7.3.2.2. Система противопожарной защиты обеспечивается:

– Применением автоматических установок пожарной сигнализации в помещениях с постоянным нахождением персонала на рабочих местах, в том числе организацией с помощью автоматических технических средств своевременного оповещения и эвакуации людей при пожарах в зданиях и сооружениях и при необходимости управлением движения людей по эвакуационным путям (световые указатели, звуковое и речевое оповещение и т. п.);

– Применением автоматических установок пожаротушения подстанционного оборудования в соответствии с нормативными требованиями;

– Соблюдением минимальных расстояний от насосной пожаротушения или камеры переключения задвижек до защищаемого оборудования или помещения;

– Применением пропитки конструкций объектов антипиренами и нанесением на их поверхности огнезащитных красок (составов), имеющих сертификат пожарной безопасности, в том числе применением для защиты кабельных линий с горючей изоляцией огнезащитных составов со сроком службы огнезащитного покрытия не менее 25 лет;

– Ограничением распространения пожара за пределы очага пожара:

- применением для прокладки кабельных линий в кабельных сооружениях силовых кабелей с оболочкой, не распространяющей горение, низким выделением токсичных газов и дыма;

- 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.

2.7.3.3. Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований пожарной безопасности и предупреждение аварийных отключений, связанных с пожарами:

- применение на электросетевых объектах силовых и сигнальных, в том числе оптических, кабелей с оболочкой типа нг-LS, в том числе учитывать это требование для кабелей, поставляемых производителями в составе силовых автотрансформаторов, трансформаторов и шунтирующих реакторов. Кабельные линии систем противопожарной защиты должны выполняться огнестойкими кабелями с медными жилами и в оболочках из полимерных материалов, обеспечивающих требования по нераспространению горения при групповой прокладке по категории А по ГОСТ Р МЭК 60332-3-22 с низким дымо- и газовыделением (нг-FRLS), или полимерных композиций, не содержащих галогенов (нг-FRHF);

- применение на электросетевых объектах, являющихся источниками сильных электромагнитных помех (далее - ЭМП), систем автоматической пожарной сигнализации, имеющих степень жесткости (устойчивости) к ЭМП не ниже III;

- применение в системах автоматической пожарной сигнализации (АПС) зданий:

- цифровых установок пожарной сигнализации с распределенной архитектурой и передачей сигналов состояния элементов системы от приемно-контрольных приборов (ПКП) к общему пульту контроля (ПКУ) и управления по проводному цифровому интерфейсу связи;

- волоконно-оптических каналов передачи цифровой информации от ПКП к ПКУ (при высоком уровне ЭМП в местах прохождения цифрового интерфейса связи);

- точечных дымовых извещателей с цифровой микропроцессорной обработкой сигнала;

- линейных оптических дымовых извещателей для помещений большой площади и высотой более 4 м (например, в залах КРУЭ);

- применение полов самотушения для покрытия маслоприемников в закрытых камерах силовых трансформаторов;

- применение огнепреградителей в системах отвода масла;

- применение наряду с традиционными дренчерными установками водяного пожаротушения автотрансформаторов и реакторов лафетных стволов с регулируемым факелом подачи воды и пятном орошения;

- использование для пожаротушения маслonaполненного оборудования наружной установки водяных установок автоматического пожаротушения. Для тушения оборудования, установленного в закрытых помещениях (камерах) наряду с водяными допускается использовать газовые установки пожаротушения, как вспомогательные. При соответствующем обосновании допускается применять установки пенного пожаротушения;

- использование установок газового пожаротушения для пожаротушения помещений связи и вычислительной техники (рекомендуется);

- оснащение пожарной сигнализацией всех помещений, за исключением помещений, относящихся к категории Д, венткамер (кроме приточно-вытяжных обслуживающих помещения категории А), насосных водоснабжения, бойлерных и других помещений для инженерного оборудования здания, в которых отсутствуют

горючие материалы, лестничных клеток. Сигнал о пожаре от АУПС должен выводиться на пульт ГЩУ и в помещение охраны подстанции;

- применение для отделки эвакуационных путей материалов следующих категорий пожарной опасности:

- Г1, В1, Д2, Т2 - для отделки стен, потолков и заполнения подвесных потолков в вестибюлях, лестничных клетках;

- Г2, В2, Д3, Т3 или Г2, В3, Д2, Т2 - для отделки стен, потолков и заполнения подвесных потолков в общих коридорах, холлах и фойе;

- Г2, РП2, Д2, Т2 - для покрытий пола в вестибюлях, лестничных клетках, лифтовых холлах;

- В2, РП2, Д3, Т2 - для покрытий пола в общих коридорах, холлах и фойе;

- использование негорючих материалов для устройства каркасов подвесных потолков в помещениях и на путях эвакуации;

- оснащение систем вентиляции и кондиционирования воздуха помещений АСУ ТП устройствами, обеспечивающими их отключение при пожаре, как по месту их установки, так и со щита управления (ГЩУ);

- устройство противопожарных перегородок, из огнезащитных материалов в местах прохода кабелей из кабельных сооружений в лотки, 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 инновационные огнезащитные материалы, имеющие общероссийские сертификаты пожарной безопасности;

- устройство маслосборника силовых масляных трансформаторов, за пределами здания на подстанциях, оснащенных КРУЭ;

- 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;

- сооружение сетей противопожарного водопровода:

- на подстанциях 110-330 кВ (при условии защиты масляных силовых трансформаторов и реакторов автоматической установкой водяного пожаротушения), 500 кВ и выше должен предусматриваться противопожарный водопровод высокого давления из стальных труб;

- на подстанциях 220 и 330 кВ должен предусматриваться наружный противопожарный водопровод низкого давления с двумя противопожарными резервуарами;

- на подстанциях 110 кВ и ниже должны предусматриваться противопожарные резервуары и пожарные мотопомпы;

- обеспечение контроля наличия противопожарного запаса воды в резервуарах со щита управления;

- применение высоких опор для предупреждения технологических нарушений по причине пожаров в охранной зоне ВЛ в пожароопасных районах (рекомендовано).

2.7.4. Промышленная безопасность

Основным принципом Технической политики в области промышленной безопасности является обеспечение уровня защищенности от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий в соответствии с требованиями Федерального закона Российской Федерации от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

2.7.4.1. Для реализации требований промышленной безопасности в необходимо выполнение следующих ключевых мероприятий:

- организация и осуществление производственного контроля на опасных производственных объектах за соблюдением требований промышленной безопасности;

- обеспечение получения лицензий на осуществление конкретного вида деятельности в области промышленной безопасности, подлежащего лицензированию в соответствии с законодательством Российской Федерации ;

- обеспечение проведения экспертиз промышленной безопасности зданий, а также проведение диагностики, испытаний, освидетельствований сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, в установленные сроки;

- обеспечение получения положительного заключения экспертизы промышленной безопасности проектной документации на расширение, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасного производственного объекта;

- осуществление мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте;

- обеспечение заключения договоров страхования риска ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасного производственного объекта;

- обеспечение проведения подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности.

2.7.4.2. Основопологающим направлением реализации Технической политики в области промышленной безопасности в части реконструкции и технического перевооружения является замена воздушных выключателей на элегазовые, включающая ликвидацию и вывод из эксплуатации опасного производственного объекта и, соответственно, повышение уровня промышленной безопасности подстанций.

2.7.5. Безопасность дорожного движения

Основной целью работы по обеспечению безопасности дорожного движения является сокращение дорожно-транспортного травматизма, а также предупреждение дорожно-транспортных происшествий и снижение тяжести их последствий, путем реализации планомерной системы мероприятий.

Для достижения основной цели должны решаться следующие задачи:

- повышение надежности водительского состава;

- обеспечение эксплуатации транспортных средств в технически исправном состоянии;

- реализация системы организации перевозок, исключая возможные опасные действия водителей;

- обеспечение безопасных условий работы водителей на линии;

- снижение тяжести последствий дорожно-транспортных происшествий;

- организация управления деятельностью по обеспечению безопасности перевозок.

2.8. Оперативно - технологическое управление

В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» «оперативно-технологическое управление» включено в комплекс организационно и технологически 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 (далее – ОТУ ЭСК) понимается комплекс мер по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого хозяйства, осуществляемых соответствующими подразделениями ОТУ сетевых организаций.

Целями оперативно-технологического управления в электросетевом комплексе являются:

- обеспечение надежности электроснабжения и качества электрической 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.

ОТУ ЭСК осуществляется посредством выполнения операционных и неоперационных функций. Операционные функции направлены непосредственно на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта электросетевого хозяйства, тогда как 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 ПС и т.п.

Согласно действующему в электроэнергетике порядку управление технологическими режимами работы объектов электросетевого хозяйства осуществляется в соответствии с распределением таких объектов по способу управления (диспетчерское управление/ведение и (или) технологическое управление/ведение).

В настоящее время в магистральном и распределительном электросетевых комплексах действуют самостоятельные системы ОТУ.

Одной из основных задач в части организации производственной деятельности является развитие и совершенствование системы ОТУ ЭСК. В рамках исполнения указанной задачи:

- должна быть создана единая система ОТУ ЭСК;

- должно быть завершено формирование Центров управления сетями (ЦУС).

Главной целью создания ЦУС в ЭСК является формирование центров ответственности, в которых сосредоточены функции по оперативно-технологическому управлению электрической сетью, а также организация эффективного взаимодействия с внешними контрагентами в области оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления (системный оператор, другие субъекты электроэнергетики, потребители электрической энергии и т.п.).

Структура оперативно-технологического управления ЭСК является многоуровневой. На каждом уровне ОТУ формируется организационная структура системы ОТУ ЭСК, включающая соответствующие подразделения ОТУ, и разрабатывается организационно-распорядительная документация: положения о структурном подразделении, должностные инструкции на соответствующий персонал подразделений ОТУ и т.п.

Для каждого уровня системы ОТУ должно быть организовано тесное взаимодействие с системой Ситуационно-аналитического управления.

Ситуационно-аналитическое управление (ОСЦ, САЦ) предназначено для обеспечения сбора технологической информации с объектов электросетевого хозяйства, ее анализа и информирования руководства, внешних контрагентов (МЧС России, Минэнерго России и др.), мониторинга технологических нарушений, чрезвычайных ситуаций и хода выполнения мероприятий по их устранению.

Технологическое оснащение структурных подразделений ОТУ ЭСК

Для осуществления функций по оперативно-технологическому управлению ЭСК диспетчерские пункты всех уровней ОТУ ЭСК должны быть оснащены автоматизированными системами технологического управления (АСТУ), включающими в себя каналы связи и передачи телеметрической информации с объектами управления, программно-техническими комплексами.

Для построения системы ОТУ техническая политика электросетевых компаний должна быть направлена на решение следующих вопросов:

- повышение уровня наблюдаемости подстанций;
- оснащение ЦУС автоматизированными системами технологического управления (АСТУ), включающими в себя системы сбора и передачи оперативно-технологической информации, программно-технические комплексы SCADA/OMS/DMS/EMS/NMS;
- организация управления коммутационными аппаратами ПС с автоматизированного рабочего места (АРМ) оперативного персонала ПС или ЦУС;
- создание подстанций без постоянного дежурства оперативного персонала, с возможностью управления из ЦУС;
- внедрение средств оперативной и логической блокировки от неправильных действий при производстве переключений;
- анализ произошедшего отключения с помощью средств программного обеспечения;
- использование в работе расчетно-аналитических систем по схемным и режимным вопросам;
- моделирование режимов работы;
- внедрение систем видео и тепловизионного наблюдения за оборудованием объектов;
- использование геоинформационных технологий, осуществляющих пространственно-технический мониторинг объектов с использованием

современных аэрокосмических методов съемки, включая мониторинг пожарной и гидрометеорологической обстановки;

- использование программно-технических комплексов мониторинга режимов оборудования и ЛЭП, мониторинга пропускной способности сети по данным телеметрической информации и систем диагностики;

- возможность дистанционного мониторинга состояния оборудования с АРМ ПС или ПТК ЦУС.

Более конкретизированные требования к оснащению автоматизированными системами технологического управления представлены в разделе 2.9 Технической политики.

2.9. Автоматизированные системы управления

2.9.1. Корпоративная информационная система управления

2.9.1.1. Общие положения

Корпоративная информационная система управления (далее – КИСУ) предназначена для обеспечения пользователей бизнес-приложениями и сервисами автоматизирующими основные группы бизнес-процессов Общества, ДЗО и филиалов.

2.9.1.2. Цели и задачи КИСУ

Основной целью КИСУ является обеспечение высокого уровня надежности и эффективности ЕНЭС посредством своевременного и качественного решения задач Общества с помощью бизнес-приложений и сервисов.

Для достижения указанной цели необходимо реализовать следующие задачи:

- создание единого информационного пространства Общества;
- автоматизация бизнес-процессов Общества с учетом унификации и горизонтальной интеграции процессов;
- поддержка унифицированных бизнес-процессов Общества с заданным показателем надежности;
- обеспечение необходимого уровня безопасности КИСУ.

2.9.1.3. Базовые принципы построения КИСУ

Для достижения целей и задач необходимо учитывать следующие базовые принципы построения КИСУ:

- Минимизация общего числа используемых приложений – архитектура с наибольшим количеством процессов, охваченных одним приложением, будет иметь приоритет перед архитектурой, предполагающей использование набора лучших в своем классе решений. Таким образом, при выборе решения для автоматизации каждого нового процесса в первую очередь должна рассматриваться возможность автоматизации в существующих приложениях и лишь затем – проводиться поиск дополнительных решений.
- Минимизация количества используемых платформ – при определении

приложения или технологической системы для автоматизации определенной процессной области предпочтение следует отдавать решениям вендоров, чьи продукты уже имеются в архитектуре, а при первичном планировании архитектуры – тем вендорам, решения которых в совокупности охватывают большую часть процессных областей, нуждающихся в автоматизации.

- Использование централизованных ИТ-решений – при выборе решения для автоматизации сквозных вертикальных бизнес-процессов предпочтение следует отдавать централизованным решениям, охватывающим весь процесс (от ИА до ПС).

- Разработка единой архитектуры технологических систем и бизнес-приложений – архитектура приложений разрабатывается с учетом развития технологических систем, требований к интерфейсам взаимодействия и типам получаемых и обрабатываемых данных, предъявляемых технологическими системами.

- Использование минимально коробочных продуктов – при проектировании будущих ИТ-решений для нужд Общества следует минимизировать реализацию функционала, отличающегося от стандартного в данном решении, осуществлять кастомизацию системы и интерфейсов взаимодействия с другими системами только при необходимости.

- Замена унаследованных систем - приложения и технологические системы, являющиеся технологически и морально устаревшими должны выводиться из эксплуатации и при необходимости заменяться на современные решения как можно раньше, не дожидаясь отказа системы или окончания расчетного срока службы системы.

- Максимальное использование собственных решений - при наличии вариантов использования готовых решений по подписке на стороне вендора (SaaS - Software as a Service) в виду требований конфиденциальности предпочтение должно отдаваться реализации необходимой функциональности в решениях, находящихся в собственности Общества.

2.9.1.4. Основные бизнес-приложения и сервисы КИСУ

В целях обеспечения высокого уровня надежности и эффективности ЕНЭС посредством своевременного и качественного решения задач Общества КИСУ должна включать все необходимые бизнес-приложения и сервисы (рис. 2.1).

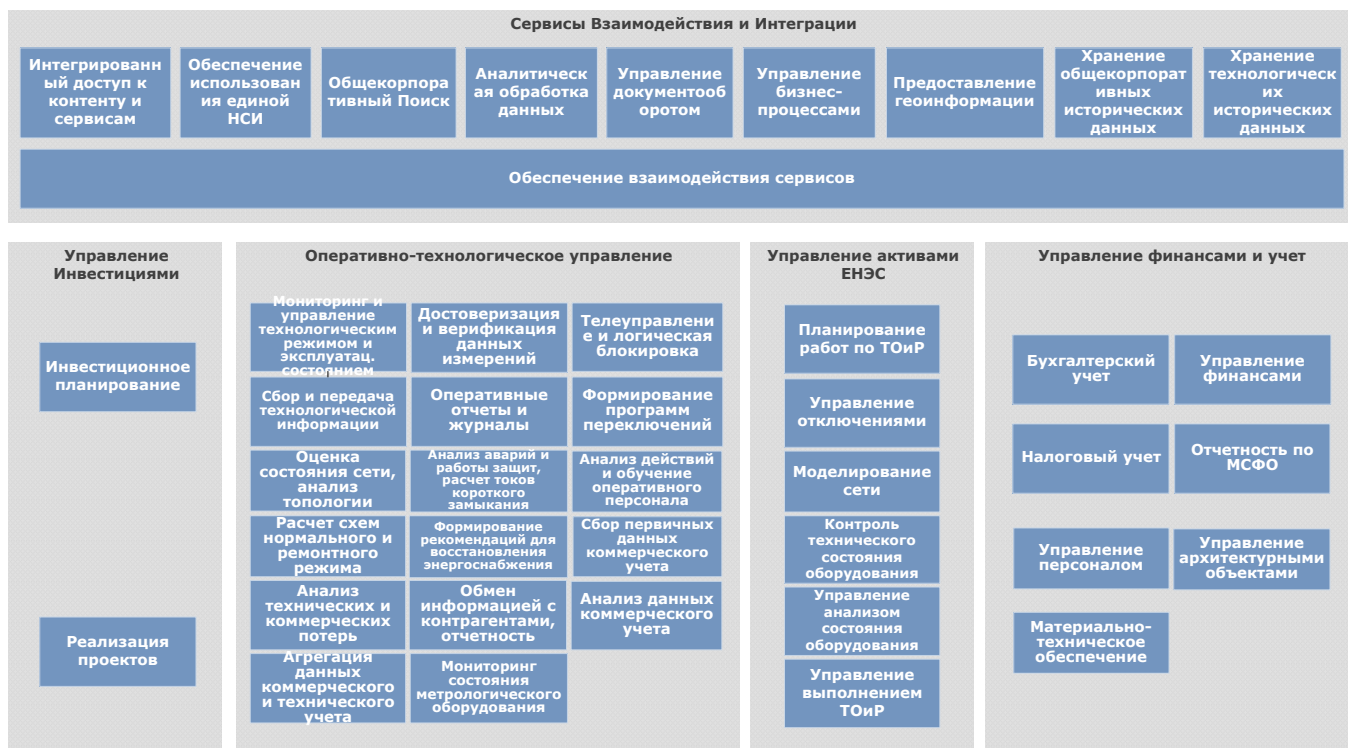


Рис.2.1. Автоматизированная система технологического управления

2.9.1.5. Общая характеристика и назначение АСТУ

Автоматизированная система технологического управления (АСТУ) - комплекс средств автоматизации задач производственно-технического и оперативно-технологического управления сетевыми объектами, обеспечивающий решение задач автоматизации процессов сбора и передачи технологической информации с уровня подстанции, ее обработки и хранения, оперативного управления переключениями коммутационных аппаратов и проведением работ по техническому обслуживанию и ремонтам, анализа технического состояния оборудования на базе современных программно-технических средств автоматизации, вычислительной техники и информационных технологий.

Среди всех бизнес процессов ЭСК АСТУ охватывает подмножество процессов, непосредственно относящихся к сбору, обработке, анализу и использованию информации о режимах и состоянии электрических сетей. В этом смысле АСТУ – часть единой корпоративной информационной системы управления (КИСУ) в целом, в рамках которой интегрируются все средства поддержки основных бизнес процессов компании, в том числе информационно-технологические и управляющие системы. Место АСТУ в составе КИСУ иллюстрируется рис. 2.2.

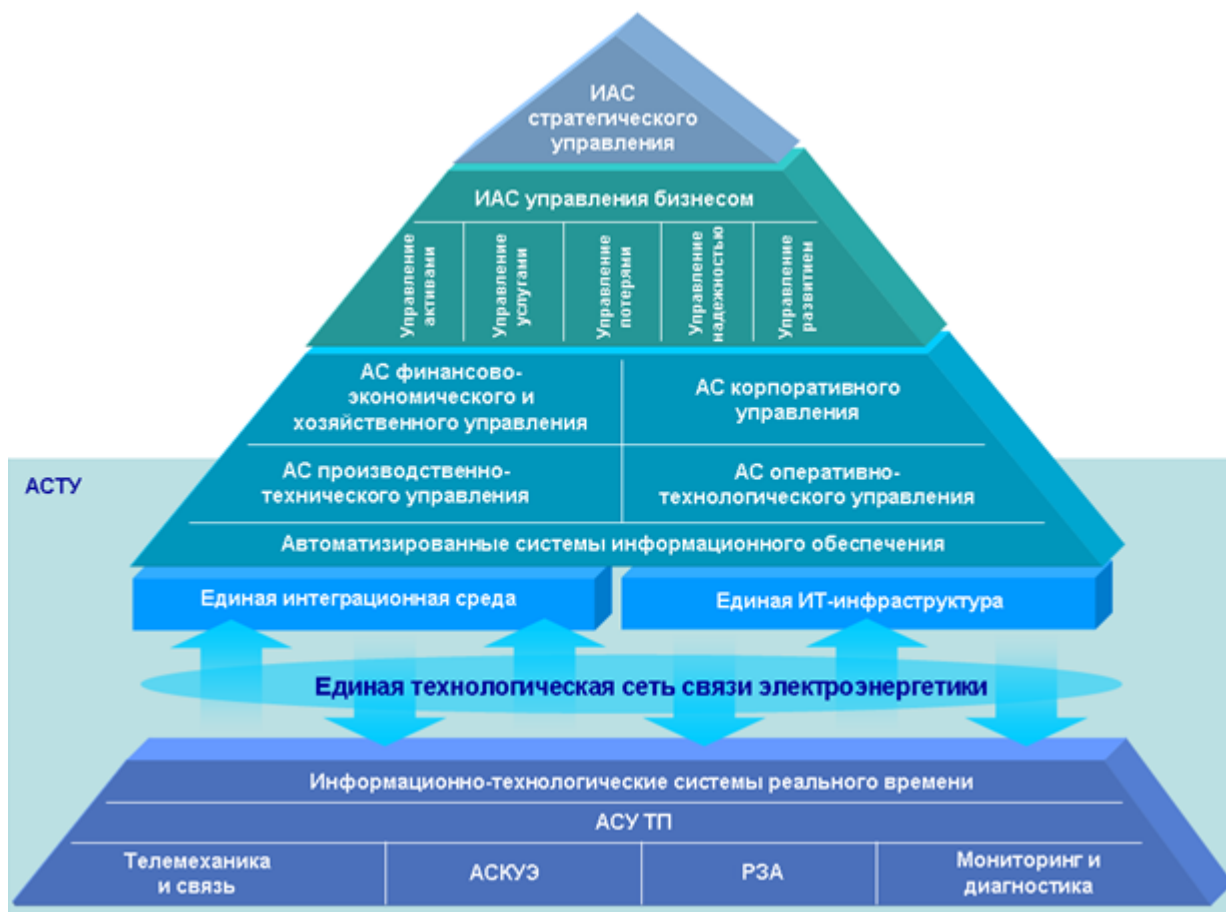


Рис.2.2. АСТУ в корпоративной информационной системе.

Целями технической политики в области создания и развития АСТУ являются:

- комплексная автоматизация основных бизнес-процессов: оперативно-технологического, производственно-технического, хозяйственно-экономического характера;
- повышение эффективности оперативно-технологического управления ЭСК совместно с подразделениями ОАО «СО ЕЭС»;
- повышение управляемости ЭСК за счёт централизации и систематизации всей имеющейся технологической информации, а также предоставления оперативного доступа к ней;
- снижение затрат за счёт более рационального расходования средств благодаря автоматизации (закупочной деятельности, управления ТОиР, управления производственными активами и др.).

АСТУ строится как единая распределённая иерархическая система, обеспечивающая автоматизацию основных вертикалей технологического управления ЭСК:

- вертикали управления процессами функционирования (режимами функционирования) электрических сетей и
- вертикали управления процессами эксплуатационного обслуживания, ремонта и развития электрических сетей.

Как система управления *процессами функционирования* АСТУ интегрирует средства и подсистемы существующих, самостоятельно развивающихся и создаваемых автоматических и автоматизированных систем (АСУ ТП (ССПИ)

энергообъектов; релейной защиты и автоматики – РЗА; коммерческого и технического учёта электроэнергии - АИИС КУЭ; программно-технического комплекса центров управления сетями (ПТК ЦУС); систем связи), обеспечивая необходимые интерфейсы систем друг с другом и с автоматизированными системами управления СО ЕЭС, АТС, генерирующих и сетевых компаний.

Как система управления *процессами эксплуатации и развития АСТУ* объединяет средства и системы автоматизации оперативно-технологической и производственно-технической деятельности служб электросетевых компаний по организации процессов эксплуатации, ремонта и развития магистральных электрических сетей - в части задач, требующих для своего решения существенного использования различной технологической информации. Указанная вертикаль должна интегрироваться с корпоративными автоматизированными системами, в том числе системами: коммерческого и технического учёта электроэнергии - АИИС КУЭ; управления пространственно-распределёнными ресурсами – КСУПР; ситуационно-аналитического центра – САЦ, управления техническим обслуживанием и ремонтами – АСУ ТОиР и др.

В рамках АСТУ ставится задача комплексного управления сетевым комплексом как самостоятельным объектом технологического управления.

2.9.1.6. Функциональная архитектура АСТУ

Формирование функциональной структуры АСТУ осуществляется путем декомпозиции общесистемных задач технологического управления на ряд частных задач со своими функциями, моделями и ограничениями.

Множество задач, решаемых АСТУ, разделяется на следующие основные классы:

- оперативно-технологическое управление функционированием электрических сетей;
- производственно-техническое управление эксплуатацией и ремонтом электрических сетей;
- технологическое обеспечение управления развитием электрических сетей;
- технологическое обеспечение работы с клиентами (генерирующими компаниями и потребителями) и рынком электроэнергии и мощности.

2.9.1.6.1. АСТУ ЕНЭС

Создаваемая АСТУ строится как распределённая иерархическая система, обеспечивающая согласованное функционирование средств автоматизации, связи и вычислительной техники на следующих уровнях:

- высший (центральный) уровень - уровень Департаментов (Служб) Исполнительного Аппарата ОАО «ФСК ЕЭС» (ИА ФСК);
- уровень служб МЭС / Головного ЦУС МЭС (ГЦУС);
- региональный уровень - уровень ПМЭС / ЦУС ПМЭС с соответствующими службами;
- объектный уровень – ПС напряжением 220–750 кВ, а также соответствующие линии электропередачи (ЛЭП) ЕНЭС.

Роль подсистем нижнего уровня АСТУ играют системы сбора, обработки и передачи технологической информации о режимах, состоянии оборудования ПС и прилегающих ЛЭП и технологических событиях (как оперативной – ССПИ, так и неоперативной – ССПТИ). При создании на подстанциях ЕНЭС АСУТП функции ССПИ и ССПТИ выполняются средствами, входящими в их состав; кроме того, в составе АСУТП подстанций ЕНЭС обеспечивается возможность непосредственного управления оборудованием ПС, как с АРМ оперативного персонала ПС, так и из соответствующего ЦУС ПМЭС, в операционную зону которого входит данная ПС и соответствующего диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» (при переходе к эксплуатации подстанции без постоянного дежурства на ней оперативного персонала).

На вышестоящих уровнях АСТУ осуществляется поддержка процессов управления функционированием и эксплуатацией сетей и обеспечивается автоматизация основных функций оперативно-технологической и производственно-технической деятельности служб на основе технологической информации, получаемой от подстанций.

В части *оперативно-технологического управления функционированием электрических сетей* решаются задачи мониторинга, анализа режимов и состояния сетей, управления, обеспечивающие как операционные и не операционные функции оперативно-технологического управления сетями.

Данная функциональность обеспечивается созданием программно-технических комплексов оперативно-технологического управления, реализуемых в составе центров управления сетями на уровнях МЭС и ПМЭС и включающих следующие основные подсистемы:

- Система управления и сбора данных (SCADA-система);
- Подсистема мониторинга текущего состояния электрической сети (EMS/DMS);
- Подсистема управления производством переключений (NMS);
- Подсистема управления работами по ремонтам (OMS);
- Тренажер оперативного персонала (OPS).

Для создания, верификации и ведения (сопровождения) информационных моделей подведомственных электрических сетей (СИМ – представлений) и гармонизированной с ними ЕСКК, а также расчётных моделей, используемых для целей ОТУ, предусматривается дальнейшее развитие системного программно-технического комплекса АСТУ (СПТК АСТУ).

В части *технологического управления эксплуатацией электрических сетей* решаются задачи мониторинга и диагностики состояния оборудования подстанций, мониторинга и диагностики состояния оборудования ЛЭП, обеспечивается поддержка процессов планирования, управления и контроля качества ТОиР и управления аварийным резервом оборудования.

В части *технологического обеспечения управления развитием электрических сетей* средствами АСТУ обеспечивается поддержка следующих производственных процессов:

- разработка Схемы развития ЕЭС, включая ЕНЭС;
- разработка региональных схем развития;
- разработка схем внешнего электроснабжения (СВЭ) потребителей;
- разработка схем выдачи мощности (СВМ) объектов генерации.

В части *технологического обеспечения работы с клиентами (генерирующими компаниями и потребителями) и рынком электроэнергии и мощности* обеспечивается поддержка следующих производственных процессов:

- организация и осуществление технологического присоединения к электрическим сетям ЕНЭС;
- обеспечение услуг по передаче электроэнергии потребителям.

2.9.1.6.2. АСТУ РСК

Требования и основные принципы реализации подсистем АСТУ РСК приведены в соответствующих разделах настоящего Положения и совпадают с требованиями аналогичных подсистем АСТУ ЕНЭС, если иное не оговорено отдельно.

2.9.1.7. Общие принципы построения АСТУ

Создание АСТУ базируется на следующих основополагающих принципах:

2.9.1.7.1. Единство системы нормативной документации на основе открытых международных стандартов и используемых информационных моделей

При создании АСТУ за основу принимаются открытые стандарты Международной электротехнической комиссии (МЭК), а также методически и технически связанные с ними стандарты других международных организаций.

При построении АСТУ важнейшим инструментом является единство информационных, в том числе расчётных, моделей электрических сетей. В качестве основы для создания указанных моделей применяется стандартизованная МЭК (МЭК 61968, 61970) Общая Информационная Модель (СІМ) электроэнергетики, которая призвана решать следующие основные задачи:

- объектное описание ЭСК - обеспечение общей семантики при организации доступа к данным и при обмене информацией между системами (между подсистемами в составе АСТУ; между АСТУ и другими корпоративными системами в составе КИСУ; между АСТУ и автоматизированными системами внешних организаций (СО, АТС, предприятий электрической генерации и потребителей);
- описание логической структуры, содержащей полную и непротиворечивую информацию об объектах электрических сетей ЭСК и энергосистем в целом, включая их объектное, графическое и топологическое представление.

2.9.1.7.2. Единая система классификации, кодирования и идентификации (ЕСКК)

Единая система классификации и кодирования (ЕСКК) призвана обеспечить информационную совместимость смежных подсистем и систем и, тем самым, - создание единого информационного пространства, не зависящего от способов и средств реализации автоматизированных процедур.

Удовлетворяющая требованиям подсистем АСТУ система классификации, кодирования и идентификации информации должна охватывать не только все

электросетевые объекты ЭСК и их оборудование (основное и вспомогательное), но и программно-технические средства подсистем, используемые на всех уровнях иерархии управления, а также соответствующие информационные потоки.

Используемая в АСТУ система классификации и кодирования гармонизируется с адаптированной к условиям и особенностям ЭСК общей информационной моделью (СИМ-профилем ЭСК).

2.9.1.7.3. Единство подходов к интеграции

Единство подходов к интеграции компонентов (технических и программных средств и их комплексов, подсистем) АСТУ должно обеспечивать возможность обмена данными между многочисленными приложениями максимально гибким и экономичным образом. С этой точки зрения принципиальной особенностью АСТУ является подход к интеграции на основе сервисно-ориентированной архитектуры (SOA), предусматривающей использование таких принципов, как исключение дублирования функциональности и обеспечение ее многократного применения в различных приложениях, унификация процедур информационного взаимодействия на базе стандартных протоколов МЭК, многоплатформенность, создание общей структуры (системных шин) обмена данными, построенной в соответствии со стандартами МЭК 61970 и 61968.

2.9.1.7.4. Обеспечение информационной безопасности

Все информационные объекты в АСТУ должны быть защищены с помощью единых средств и систем безопасности.

Доступ к получению информации, изменению информации, введению управляющих команд и т.д. реализуется системными средствами разграничения полномочий пользователя.

Изменение уровня доступа и полномочий пользователя должно выполняться администраторами системы по указанию соответствующих руководящих лиц. Действия по редактированию доступа должны подтверждаться личными электронными подписями участников процесса.

Изменение уставок и параметров работы подсистем должно подтверждаться электронной подписью пользователя, вносящего изменения.

Система безопасности должна протоколировать действия администраторов и пользователей.

2.9.1.8. Взаимодействие АСТУ со смежными информационными системами

В составе АСТУ объединяются различные средства и подсистемы, участвующие в решении задач технологического управления. Указанное объединение может быть различным по статусу, значению для соответствующих бизнес процессов и объёму вовлеченных ресурсов: от полного вхождения в состав АСТУ до организации взаимного информационного обмена, осуществляемого по единым протоколам стандартов МЭК между функциональными подсистемами в составе АСТУ и соответствующими смежными системами.

При этом обязательное условие организации информационного взаимодействия подсистем АСТУ со смежными системами заключается в том, что

они играют роль систем – источников технологической информации для АСТУ (прежде всего, АСУТП / ССПИ, ССПТИ подстанций, АИИС КУЭ, КСУПР и др.) или систем – пользователей технологической информации (как исходной, получаемой от объектов средствами АСТУ, так и результатов ее обработки подсистемами АСТУ), оставаясь самостоятельными системами, обладающими возможностью независимого (вне рамок АСТУ) эффективного функционирования.

2.10. Единая технологическая сеть связи электроэнергетики

2.10.1. Общие положения

Единая технологическая сеть связи электроэнергетики (далее - ЕТССЭ) представляет собой совокупность средств, узлов и линий связи, объединенных общей структурой, общими техническими, технологическими и организационными принципами.

ЕТССЭ предназначена для обеспечения управления технологическими процессами в производстве, передаче и распределении электроэнергии, оперативно-диспетчерского управления и производственной деятельности электроэнергетики.

Для исключения влияния производственной деятельности на управление технологическими процессами электроэнергетики в составе ЕТССЭ предусматриваются два соответствующих сегмента, разделенных физически или программно:

- Технологический - предназначенный для обеспечения управления технологическими процессами в производстве и передаче электроэнергии, оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.
- Корпоративный - предназначенный для обеспечения производственной (финансовой, коммерческой и административно-хозяйственной) деятельности электроэнергетики.

2.10.2. Цели и задачи Единой технической политики в области ЕТССЭ

Цель - обеспечение потребностей пользователей технологических и корпоративных систем управления ОАО «Россети», ОАО «ФСК ЕЭС», и других субъектов электроэнергетики современным набором услуг связи с заданными показателями качества обслуживания при оптимальных затратах на развитие и эксплуатацию сети связи для достижения требуемого уровня надежности и темпов развития единого электросетевого комплекса.

Основными задачами являются:

- обеспечение работы РЗА и ПА
- обеспечение информационного обмена между объектами электроэнергетики и ДЦ/ЦУС для осуществления оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления;
- обеспечение информационного обмена между структурными подразделениями субъектов электроэнергетики для осуществления корпоративного управления;
- расширение набора предоставляемых услуг корпоративной и технологической связи;

- обеспечение сетевой информационной безопасности;
- обеспечение возможности интеграции с отраслями ТЭК, а также с ведомствами и операторами связи, заинтересованными в создании сетей связи на базе инфраструктуры электроэнергетики;
- обеспечение интеграции ИТ-систем предприятий электроэнергетики в единое инфокоммуникационное пространство;
- обеспечение недискриминационного доступа субъектов электроэнергетики к ресурсам технологической сети связи.

Решение указанных задач позволит:

- повысить наблюдаемость и управляемость отрасли за счет обеспечения руководителей всех рангов оперативной и достоверной информацией и за счет оперативного доведения принятых решений и поставленных задач до каждого предприятия отрасли или должностного лица;
- повысить живучесть и надежность функционирования электрических сетей за счёт обеспечения управления энергообъектами в нормальных и аварийных режимах;
- обеспечить мониторинг с целью прогнозирования чрезвычайных ситуаций в электроэнергетике.

2.10.3. Принципы создания и развития ЕТССЭ

ЕТССЭ должна создаваться и развиваться, исходя из следующих основных принципов:

- цифровизация сети и внедрение оборудования перспективных технологий мультисервисных сетей связи (IP, MPLS и др.). Вывод из эксплуатации аналоговых систем связи;
- широкополосность - возможность гибкого и динамического изменения скорости передачи информации в широком диапазоне в зависимости от текущих потребностей;
- масштабируемость сети - возможность расширения сети без изменения основополагающих технических принципов ее построения;
- разделение (физическое, программное и т.п.) технологических и корпоративных сегментов сети связи;
- информационная безопасность выделенного сегмента (ресурсов) для управления и мониторинга сетью связи и исключение несанкционированного доступа к ресурсам сети связи;
- инвариантность доступа - возможность организации доступа к услугам ЕТССЭ независимо от используемой технологии;
- организация полного набора традиционных услуг связи и новых информационных услуг с возможностью обеспечения требуемого качества обслуживания;
- мультисервисность - независимость технологических и корпоративных услуг обеспечения связи от транспортных технологий;
- интеллектуальность - возможность управления услугой, вызовом и соединением со стороны пользователя и возможность создания новых сервисов с использованием стандартизированных средств;
- экономическая целесообразность создаваемой сети, снижение капитальных и операционных затрат;

- учет при создании сети потребностей в линиях связи и каналах связи других взаимодействующих технологических сетей и потребностей спецпотребителей, в том числе, в случаях чрезвычайных ситуаций;
- организация взаимодействия со сформированными и формирующимися корпоративными сетями связи субъектов электроэнергетики;
- учет прогнозов потенциальных потребностей электроэнергетики в телекоммуникационных и информационных услугах на перспективу до 2017 года.

Технологический сегмент ЕТССЭ должен создаваться и развиваться с условием обеспечения принципов организации каналов связи «Целевой модели прохождения команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и центрами управления сетей сетевых организаций, подстанциями», утвержденной совместным решением ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» от 29.01.2007.

2.10.4. Основные требования к услугам ЕТССЭ

ЕТССЭ на всех уровнях иерархии оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического и корпоративного управления должна обеспечивать обмен всеми видами информации (звук, видео, данные) с гарантированным качеством.

Основными потребительскими требованиями к услугам связи являются (параметры приведены в разделе 3 «Показатели прогрессивности технических решений»):

- Параметры качества оказываемых услуг:
 - доступность;
 - надежность;
 - коэффициент готовности и время восстановления;
 - пропускная способность;
 - конфиденциальность.
- Функционирование телекоммуникационной инфраструктуры в круглосуточном режиме с резервированием ее элементов, обеспечивающих непрерывность оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.

Требования к качественным показателям сети связи должны быть изложены в заданиях на проектирования на создание и модернизацию сетей и линий связи и учитывать перспективное развитие систем технологического и корпоративного управления.

Требования к организации информационного обмена между объектами электроэнергетики электросетевых компаний и диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС», включая требования к оперативно-диспетчерской связи, должны соответствовать приведённым в действующих Положениях об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и электросетевыми компаниями в сфере обмена технологической информацией.

Узлы связи диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС», центров управления сетями, подстанции (ПС), узлы связи электросетевых компаний и других субъектов электроэнергетики должны подключаться к ЕТССЭ не менее, чем в двух резервирующих друг друга сетевых узлах доступа (УД) ЕТССЭ. При этом для организации информационного обмена должны взаимно использоваться ресурсы

телекоммуникационных инфраструктур ОАО «Россети», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС», и других субъектов электроэнергетики.

2.10.5. Структура и состав сетей ЕТССЭ

В состав ЕТССЭ входят существующие и строящиеся линии и сети связи, включая средства предоставления услуг и управления.

Сети связи ЕТССЭ делятся на следующие составляющие:

- Первичная (транспортная и доступа) сеть связи, представляющая собой совокупность сетей и линий связи, обеспечивающих доставку различных видов информации и включающие:
 1. Единая цифровая сеть связи электроэнергетики (ЕЦССЭ) на основе арендованных ресурсов (каналов);
 2. Проводные сети и линии связи:
 - кабельные линии связи (КЛС);
 - волоконно-оптическая сеть и линии связи (ВОЛС);
 - высокочастотная сеть связи по ВЛ (ВЧ-ВЛ).
 3. Сети и каналы беспроводной радиосвязи фиксированной службы:
 - радиорелейные линии связи (РРЛ);
 - спутниковые каналы связи;
 - сеть подвижной радиосвязи.
- Вторичные сети, представляющие собой совокупность средств, обеспечивающих передачу, коммутацию и распределение информации определенного вида, и включающие:
 - телефонную сеть;
 - сеть конференцсвязи (аудио и видео);
 - сеть передачи данных.

Архитектура сети связи представляет собой совокупность узлов связи объединенных магистральными линиями связи (транспортная сеть) по радиально-кольцевому принципу и подключаемых к ним объектов электроэнергетики различных субъектов. Присоединение предприятий электроэнергетики, включая электросетевые объекты, осуществляется с использованием распределительной сети доступа.

Структура сети связи должна обеспечивать сопряжение узлов связи на всех уровнях технологического и корпоративного управления электросетевых компаний и ОАО «СО ЕЭС».

Диспетчерские центры, центры управления сетями, подстанции (ПС), узлы связи электросетевых компаний и других субъектов электроэнергетики должны подключаться к ЕТССЭ через соответствующие (ближайшие) резервируемые сетевые узлы связи, которые являются узлами доступа (УД) ЕТССЭ.

В качестве УД ЕТССЭ должны использоваться узлы связи ПС, региональные (РУС) и окружные узлы связи (ОУС), созданные на базе филиалов электросетевых компаний, а также узлы доступа альтернативных операторов связи.

Одним из этапов модернизации сети связи является переход к распределенным мультисервисным технологиям обработки трафика на базе концепции сети связи нового поколения (Next Generation Network, NGN) для предоставления перспективных дополнительных услуг.

Базовым направлением развития ЕТССЭ является цифровизация транспортной сети и сети доступа на базе широкого внедрения современных цифровых коммутационных узлов за счет строительства сетей ВОЛС, РРЛ, развертывания систем спутниковой связи (ССС), цифровой подвижной радиосвязи (ЦПР), использования аппаратуры синхронной цифровой иерархии (SDH), спектрального уплотнения с разделением по длинам волн (WDM), применения технологии временного разделения каналов (TDM) и пакетной коммутации на основе межсетевых протоколов (IP).

С целью улучшения наблюдаемости электросетевого комплекса и, как следствие, повышения уровня оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления стратегический приоритет должен быть отдан цифровизации сетей доступа на уровне «объект - диспетчерский центр/центр управления сетями».

При организации технологической связи между ЦУС и объектами с классом напряжения ниже 35 кВ, а также с устройствами учёта потребителей допускается применение технологий GSM/GPRS/3G/4G в случаях отсутствия других каналов связи, обеспечивающих гарантированное соединение. Беспроводные технологии позволяют обеспечить связь ЦУС с большим количеством объектов на сравнительно большой территории при минимальных затратах на разворачивание и обслуживание сети. Кроме того допускается использование технологии PLC, BPL для организации связи между близлежащими объектами с классом напряжения ниже 35 кВ, устройствами учёта потребителей с организацией общей точки подключения (шлюза) к каналу связи.

При использовании технологий GSM/GPRS/3G/4G для организации передачи данных должна использоваться единая система мониторинга и управления SIM в устройствах M2M.

Применяемые материалы и оборудование при построении транспортной сети и сети доступа, в том числе оптические кабели, арматура и муфты, системы передачи информации, оборудование коммутации и маршрутизации, программно-технические комплексы должны соответствовать требованиям действующей нормативно-технической документации, быть аттестованными установленным порядком для применения в электроэнергетике и иметь Сертификат соответствия, выданный федеральным органом исполнительной власти в области связи.

2.10.5.1. ЕЦССЭ

Единая цифровая сеть связи электроэнергетики - универсальная структурированная сеть связи, предназначенная для обеспечения взаимодействия предприятий электроэнергетики на всех уровнях иерархии управления с гарантированным качеством обмена всеми видами информации (аудио, видео, данные).

ЕЦССЭ построена с использованием арендованных каналов связи на базе оборудования с коммутацией каналов или пакетов и является резервной магистральной сетью связи в составе ЕТССЭ по отношению к сети ВОЛС для передачи критически важного трафика.

Основной задачей развития и модернизации ЕЦССЭ является оптимизация передачи данных и голоса, эффективное распределение полосы пропускания, организация виртуальных частных сетей (VPN).

2.10.5.2. Линии связи КЛС и РРЛ

КЛС и РРЛ в основном созданы на базе аналогового оборудования для обеспечения диспетчерской и технологической связи, передачи данных.

В перспективе планируется:

- постепенный вывод КЛС из эксплуатации с заменой их на ВОЛС. В экономически обоснованных случаях необходимо проводить цифровизацию существующих КЛС.
- применение цифровых РРЛ при необходимости резервирования и быстрого развертывания сетей связи.

Современные цифровые системы радиорелейных линий связи (PDH, SDH) прямой видимости представляют собой надежные, удобные и доступные средства связи для построения телекоммуникационной инфраструктуры.

К основным преимуществам радиорелейных линий связи относится:

- возможность быстрой установки оборудования при сравнительно небольших капитальных затратах;
- высокая эксплуатационная рентабельность;
- возможность создания сетевой инфраструктуры с различной топологией («магистраль», «звезда», «дерево», «кольцо»).

РРЛ, особенно в удаленной и труднодоступной местности со сложным рельефом, где их эксплуатация не только экономически обоснована, но и является единственно возможным решением, позволяет использовать их для организации:

- каналов оперативно-диспетчерской и технологической связи;
- каналов связи для передачи данных, сигналов/команд релейной защиты и противоаварийной автоматики (при условии обеспечения соответствующих качественных показателей удовлетворяющих функционированию систем РЗА);
- «последней мили» к узлам доступа.

Получение разрешений о выделении полос радиочастот и о присвоении (назначении) радиочастот для электросетевых объектов ЕНЭС, находящихся под управлением Общества, осуществляется в соответствии с утвержденным ОАО «ФСК ЕЭС» «Положением о порядке организации и использовании средств радиосвязи в предприятиях и организациях электроэнергетики».

2.10.5.3. ВОЛС

Волоконно-оптические линии связи являются базовой сетью ЕТССЭ. Создание сети ВОЛС осуществляется в основном подвеской на ВЛ 35 и выше оптического кабеля, встроенного в грозозащитный трос (ОКГТ), и организацией систем передачи с использованием технологий ПЦИ (PDH), СЦИ (SDH), IP поверх SDH, спектрального уплотнения с разделением по длинам волн (WDM).

Кроме того при строительстве ВОЛС допускается использование оптического самонесущего кабеля (ОКСН), оптического кабеля, встроенного в фазный провод ВЛ (ОКФП), оптического кабеля, навиваемого на фазный провод или грозозащитный трос ВЛ (ОКНН), аттестованных установленным ОАО «ФСК ЕЭС» порядком 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. Кроме того, избыточные мощности ВОЛС (оптические волокна) могут использоваться сторонними операторами связи.

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», «Правилами проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше» 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.

При строительстве, реконструкции и капитальном ремонте ВЛ с грозотросом необходимо предусматривать грозотрос со встроенным оптическим кабелем (ОКГТ).

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 т.ч. с когерентным детектированием.

Для ОКГТ, ОКСН, ОКФП, на ВЛ 35 кВ и выше следует применять спиральную поддерживающую и натяжную арматуру. В отдельных случаях, для ОКСН, срок эксплуатации которых на ВЛ 35 кВ не превышает 10 лет, допускается применение болтовой и клиновой натяжной поддерживающей арматуры.

Наиболее пригодными при организации каналов сети связи нижнего уровня для систем диспетчерского и технологического управления, передачи команд/сигналов РЗ и ПА являются волоконно-оптические системы передачи с резервированием системами ВЧ связи (для передачи сигналов РЗ и ПА).

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

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:

- Повышение функциональности и надежности:
 - Обеспечение привязки электросетевых объектов к узлам доступа (УД) по разнесенным трассам;
 - Обеспечение стандартных механизмов резервирования SDH, в т.ч. кольцевого на уровне ПС – УД – ДЦ/ ЦУС/предприятия электросетевых компаний;
 - Создание единой системы управления и системы тактовой сетевой синхронизации;
 - Внедрение на магистральных направлениях цифровых систем передачи на основе спектрального уплотнения (DWDM - Dense Wave Division Multiplexing).
- 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.

Комплексные бригады по обслуживанию и ремонту ЛЭП и ВОЛС на ВЛ должны укомплектовываться специалистами по связи:

- инженер-измеритель;
- инженер-сварщик.

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

- тягово-тормозные комплексы;
- 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 электроэнергетики), куда должен быть обеспечен круглосуточный допуск обслуживающего персонала линейных бригад в течение всего срока службы ВОЛС.

2.10.5.4. Системы высокочастотной связи по ВЛ

ВЧ связь - технологическая сеть связи электроэнергетики, по каналам которой передаются голос, данные телемеханики, АИИС КУЭ, команды РЗ и ПА, необходимые для управления технологическими процессами электроэнергетики в нормальных и аварийных режимах.

В последние годы появилась многофункциональная аппаратура, в которой совмещены каналы передачи голоса, данных и сигналов-команд. В современных цифровых ВЧ системах для полосы частот 8 кГц в каждом направлении (прием и передача) может быть достигнута скорость 64 кбит/с. Развитие поддержки протокола IP, в особенности для ВЧ по ВЛ высокого напряжения, обеспечивает значительное повышение пропускной способности. Уже сегодня разрабатываются технологии, позволяющие увеличить полосу пропускания и, следовательно, скорость передачи до 256 кбит/с.

В каналах ВЧ связи, организованных по фазным проводам и грозозащитным тросам ЛЭП, допускается совмещение передачи сигналов и команд РЗА, технологической телефонной связи и телеметрической информации, если это предусмотрено конструктивным исполнением аппаратуры (комбинированная аппаратура). Комбинированная аппаратура ВЧ связи по ЛЭП должна обеспечивать приоритетную передачу сигналов и команд РЗА.

Не допускается передача сигналов ВЧ защит ВЛ по ВЧ каналам, организованным по грозозащитным тросам.

ВЧ каналы связи должны выполняться с учетом обеспечения запаса по перекрываемому затуханию с учетом неблагоприятных погодных условий (туман, изморось, гололед, дождь). Для передачи команд РЗА каналы ВЧ связи по ВЛ должны дополнительно обеспечивать запас по перекрываемому затуханию при возможных КЗ на ВЛ. При организации каналов связи должны выполняться условия по обеспечению электромагнитной совместимости.

Основными принципами и направлениями развития линий ВЧ связи являются:

- I. Повышение функциональности, надежности и качества ВЧ связи
 - реконструкция аналоговых систем ВЧ связи. Внедрение многофункциональных комплексного использования цифровых систем, отвечающим отраслевым и корпоративным требованиям;
 - использование систем с цифровой обработкой и цифровой передачей информации;
 - эффективное использование частотного ресурса каналов ВЧ связи;
 - создание Единой информационной системы по выбору частот каналов ВЧ связи (ЕИС ВЧ).
- II. Оптимизация затрат на развитие и эксплуатацию ВЧ связи
 - применение комбинированной аппаратуры ВЧ связи для передачи речи, сигналов ТМ, АИИСКУЭ, РЗ и ПА, способную передавать все эти сигналы в одном канале.
- III. Совершенствование технологий эксплуатации, ТОиР систем ВЧ связи

- создание и внедрение систем централизованного управления;
 - обеспечение эксплуатации необходимым парком КИП и ЗИП;
 - подготовка квалифицированного персонала.
- IV. Совершенствование нормативно-технической документации
- пересмотр и дополнение НТД, для обеспечения надлежащего качества разработки, проектирования и эксплуатации ВЧ каналов.

Выбор рабочих частот при проектировании и организации каналов ВЧ связи по ЛЭП, используемых для передачи сигналов речи, данных, телемеханики, АИИС КУЭ, релейной защиты и противоаварийной автоматики должен осуществляться в соответствии с требованиями, отраженными в соответствующих НТД (стандартах организации).

2.10.5.5. 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 и 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 на базе стандарта TETRA, CDMA и др.

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.

2.10.5.6. Сеть спутниковой связи (ССС)

Сеть спутниковой связи на основе VSAT-технологии создается для передачи данных коммерческого учета электроэнергии с возможностью передачи голоса и данных телемеханики. Технология VSAT имеет ограниченные возможности по наращиванию пропускной способности обратного канала - до 512 кбит/с для VSAT-станции с антенной диаметром 1,2 м и передатчиком мощностью 1-2 Вт при коэффициенте готовности канала 0,987.

Спутниковые каналы связи для электросетевых объектов ЕНЭС могут временно использоваться в качестве резервного канала связи до организации второго наземного канала связи для передачи голосовой и телеметрической информации (в том числе, для телеуправления оборудованием объектов электроэнергетики, передачи телеметрической информации комплексов ПА и РА) при условии выполнения требований, предъявляемых к организации диспетчерско-технологической телефонной связи и передаче информации для автоматизированных и автоматических систем управления. Для распределительных электрических сетей напряжением 110 кВ и ниже допускается использование спутниковых каналов связи в качестве резервного канала связи, а так же временно в качестве основного канала до организации наземного канала связи.

По мере формирования опорно-транспортной сети связи на базе ВОЛС и фиксированных линий связи СССР должна занять место резервной системы связи, обеспечивающей передачу согласованного минимума технологической информации во время неисправности основных систем связи. Перевод спутниковых каналов связи в статус режима эксплуатационной готовности позволит существенно снизить затраты на содержание СССР.

Основными принципами и направлениями развития сети спутниковой связи являются:

- внедрение современных систем соответствующим установленным требованиям;
- жесткий контроль качественных показателей каналов (соглашение об уровне сервисов услуги, SLA);
- перевод каналов спутниковой связи в режим эксплуатационной готовности;
- региональное развитие на базе одного оператора и единой технологии;
- предоставление услуг связи в направлениях, где отсутствуют наземные каналы связи.

2.10.5.7. Сеть телефонной связи

Важнейшей задачей сети телефонной связи электроэнергетики (СТСЭ) является обеспечение надежного речевого взаимодействия служб оперативно-диспетчерского и административного управления электроэнергетики

На сети отрасли задействованы УАТС различного типа: электромеханические, квазиэлектронные, 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 к полностью сети с пакетной коммутации 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).

2.10.5.8. Сеть передачи данных

С учетом широкого внедрения ВОЛС в ближайшей перспективе планируется осуществить модернизацию сети передачи данных, построенную в рамках проекта создания ЕЦССЭ, и предназначенную для передачи данных систем корпоративного и технологического управления, служебных данных управления и мониторинга.

Основными принципами и направлениями развития сети передачи данных являются:

- внедрение типовых решений и единых технологий;
- использование единого плана IP-адресации;
- распределение трафика по всем имеющимся сетевым ресурсам при перегрузке основного канала (балансировка нагрузки);
- классификация трафика по степени критичности и соответствующая приоритезация;
- создание и внедрение единой системы управления и мониторинга;
- обеспечение целостности и конфиденциальности важной передаваемой информации в соответствии с федеральным законодательством и требованиям ОРД по информационной безопасности;
- сегментация подключаемых ЛВС;
- внедрение гибких и масштабируемых систем обеспечения защиты информации.

2.10.5.9. Сеть видеоконференцсвязи

Сеть (ВКС) обеспечивает возможность организации видеоконференции между клиентами сети ВКС. Терминалы ВКС должны устанавливать видео/аудио

соединения между собой в режиме точка-точка (point-to-point) без использования ВКС сервера. Если количество участников видеоконференции больше двух, то данная конференция организуется с использованием ВКС сервера.

Сеть видеоконференцсвязи (ВКС) строится по иерархическому принципу в соответствии с организационной структурой электросетевых компаний. Для организации сеансов видеоконференцсвязи должны использоваться серверы ВКС (MCU). Клиентам ВКС должна предоставляться возможность установления видео/аудио соединения между собой в режиме точка-точка (point-to-point) без использования сервера ВКС.

Серверное оборудование ВКС должно обеспечивать поддержку протоколов H.323, H.320, IETF SIP, а также функций «двойного видеопотока» (H.239, People+Content), режима «Постоянного присутствия» (Continuous Presence - CP) и «Транскодирования» (Transcoding - TX). Клиентское оборудование ВКС (видеоклиенты) должно поддерживать видеостандарты и протоколы: H.264, H.263++, H.261, H.239, H.263, H.264, а также G.711, G.723.1, G.729A, G.722, G.722.1, G.722.1 Annex C.

Основными задачами развития сети ВКС являются:

- использование стандартов передачи видеоизображения высокой четкости (HD - High Definition);
- внедрение оборудования ВКС с поддержкой технологии маскирования ошибок передачи голоса и видео и алгоритмов оптимизации используемой полосы пропускания при работе в режиме HD;
- подключение удаленных видеоклиентов к корпоративной системе ВКС из внешних сетей, включая Интернет;
- подключение удаленных участников ВКС с мобильными абонентскими терминалами;
- проведение видеоконференций в режиме многоадресной рассылки (multicast);
- внедрение единой системы планирования, управления сеансами ВКС и мониторинга оборудования ВКС.
- обеспечение возможности записи на электронные носители проводимых видеоконференций;
- использование оборудования ВКС для проведения интерактивного обучения.

2.10.5.10. Система управления ЕТССЭ

ЕТССЭ является совокупностью сетей связи (аналоговых и цифровых) электроэнергетики, реализованных на базе оборудования различных типов и производителей.

Основными целями создания единой системы управления ЕТССЭ являются:

- снижение времени локализации и устранения неисправностей в работе телекоммуникационной и информационно-вычислительной инфраструктуры;
- повышения эффективности использования ресурсов существующего оборудования связи;
- обеспечение проактивного мониторинга;
- снижение издержек на техническое обслуживание

телекоммуникационной и информационно-вычислительной инфраструктуры;

- повышение доступности сервисов, предоставляемых на основе телекоммуникационной и информационно-вычислительной инфраструктуры;
- консолидации данных о составе и производительности оборудования связи, используемых при планировании развития и модернизации сети связи.

Единая система управления ЕТССЭ и сетями связи, входящими в состав ЕТССЭ, должна базироваться на принципах TMN в соответствии с Рекомендацией МСЭ-Т М.3010, и формироваться на базе интегрированной платформы, реализующей функции:

- мониторинга и управления неисправностями;
- управления инвентаризацией (учет физических и логических ресурсов сети);
- управления производительностью (мониторинг параметров сети и анализ производительности);
- контроля выполнения задач по устранению неисправностей;
- управления качеством предоставляемых услуг (SLA);
- управление безопасностью (контроль доступа к ресурсам сети).

Системы управления оборудованием (сетевыми элементами) должны иметь в своем составе интерфейсы, обеспечивающие взаимодействие с системой управления ЕТССЭ (интерфейсы NBI). NBI интерфейсы должны обеспечить возможность передачи данных об ошибках и авариях на управляемом оборудовании, а также инвентарных данных об элементах ЦСПИ и логических данных об организованных каналах как на уровне отдельных элементов сети, так и на сетевом уровне.

СУ ЕТССЭ представляет собой совокупность программно-аппаратных комплексов и сети передачи данных.

В соответствии с существующей иерархией технологического и корпоративного управления структура СУ ЕТССЭ формируется на базе центров управления трех уровней:

- центр мониторинга и управления систем связи (ЦУМСС) на базе центрального узла связи «ОАО ФСК ЕЭС»;
- окружной центр управления (ОЦУ) на базе окружного узла связи (ОУС-МЭС и ОАО «МРСК»);
- региональный центр управления (РЦУ) на базе регионального узла связи (РУС) и/или ПМЭС и других узлов связи электросетевого комплекса.

Центры управления должны размещаться на территориях и производственных площадях электросетевых компаний и обеспечивать возможность передачи данных о состоянии сетевых элементов сети (каналах) находящихся в перечне объектов диспетчеризации в ДЦ, ЦУС.

При построении СУ ЕТССЭ должно быть предусмотрено дублирование основных критичных для функционирования системы компонент: баз данных, серверов, каналов управления.

Техническая структура СУ ЕТССЭ должна обеспечиваться на основе сертифицированных программно-аппаратных комплексов, поддерживающих функции самодиагностики, рассчитанных на круглосуточный непрерывный режим

работы без профилактического обслуживания.

Дальнейшее развитие СУ ЕТССЭ предполагает реализацию функций:

- планирования и развития услуг (моделирование и прогнозирование развития сети);
- управления нарядами на активацию услуг;
- учета времени использования различных ресурсов сети.

Программные и технические средства ЕТССЭ должны функционировать в круглосуточном режиме с резервированием элементов ИТ-инфраструктуры, обеспечивающих непрерывность оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.

2.10.5.11. Сеть тактовой сетевой синхронизации (ТСС)

Сеть тактовой сетевой синхронизации (ТСС) должна быть рассчитана на долгосрочную перспективу, базироваться на самых передовых технологических решениях и представлять разветвленную однородную сеть формирования, доставки и распределения синхросигналов, наложенную на транспортную сеть ЕТССЭ.

Основным назначением сети ТСС является обеспечение установки и поддержания определенной тактовой частоты цифровых сигналов, которые предназначены для цифровой коммутации и цифрового транзита с тем, чтобы временные соотношения между этими сигналами не выходили за определенные пределы.

Надежность и живучесть сети ТСС должна гарантироваться однородностью сети связи, наличием прямых и резервных путей синхронизации, дополнительных сигналов от GPS/ГЛОНАСС-приемников в составе ПЭГ и ВЗГ, использованием в аварийных ситуациях комбинированного режима работы системы ТСС - по иерархиям «ведущий - ведомый» и «распределенный ПЭГ». Синхронизация должна осуществляться по принудительному способу с соблюдением иерархического принципа по древовидной (радиально-узловой) схеме без замкнутых колец.

Для ЕТССЭ должна быть создана сеть ТСС со своими ПЭГ и ВЗГ, при этом сеть ТСС должна работать с базовой сетью ТСС ОАО «Ростелеком» в псевдосинхронном режиме и вместе с ней составлять систему тактовой сетевой синхронизации ЕТССЭ.

Основные принципы построения сети ТСС цифровых сетей изложены в Руководящем техническом материале по построению ТСС на цифровой сети связи РФ, утвержденным решением ГКЭС России 01.11.1995 г.

Для организации сети ТСС должна использоваться специальная аппаратура синхронизации, которую можно разделить на три вида:

- аппаратура, формирующая эталонные сигналы синхронизации (ПЭГ или ПЭИ);
- аппаратура, восстанавливающая и поддерживающая качество сигналов синхронизации (ВЗГ);
- аппаратура распределения синхросигналов и вспомогательных преобразований.

При необходимости дополнительного распределения сигналов синхронизации на узлах связи должна использоваться аппаратура размножения

сигналов синхронизации.

Сигналам синхронизации должно присваиваться качество, определяемое источником этих сигналов. Качественные показатели сети ТСС должны соответствовать РД. 45.230-2001, рекомендациям МСЭ-Т 6.811, 6.812, 6.813 и стандартам ЕСЭ 300 462-1 .23.4.5.6.

Основными задачами на ближайший период являются:

- Разработка требований к единой системе ТСС, включая требования к присоединению к базовой сети синхронизации;
- Разработка схемы ТСС, охватывающей все зоны эксплуатационной ответственности электросетевых предприятий;
- Создание единой системы управления и мониторинга сети ТСС.

2.11. Информационная безопасность

2.11.1. Цели и задачи Единой технической политики в области обеспечения информационной безопасности

Основными целями Единой технической политики в области обеспечения информационной безопасности электросетевого комплекса являются:

- создание условий для устойчивого функционирования ЕНЭС в части безопасного управления объектами электросетевого комплекса;
- повышение безопасности объектов электросетевого комплекса при применении современных информационных технологий;
- защита интересов субъектов электросетевого комплекса путём предотвращения возможности нанесения ущерба или причинения иного вреда субъектам информационных отношений в результате нарушения установленных режимов обработки информации ограниченного доступа, уничтожения, искажения и блокирования информации, используемой для принятия управленческих решений.

Для достижения целей обеспечения информационной безопасности электросетевого комплекса требуется решение следующих основных задач:

- создание вертикально интегрированной комплексной системы обеспечения информационной безопасности;
- прогнозирование, выявление и оценка угроз информационной безопасности и их источников;
- разработка и внедрение современных методов и средств обеспечения информационной безопасности;
- организация контроля состояния и оценки эффективности системы обеспечения информационной безопасности и реализация мер по её совершенствованию;
- поддержание системы обеспечения информационной безопасности в состоянии, устойчивом к существующим и вновь выявляемым угрозам в информационной сфере.

2.11.2. Защита информационно-телекоммуникационной и технологической инфраструктуры

При построении (внесении изменений) информационно-телекоммуникационной инфраструктуры объектов электросетевого комплекса необходимо выполнение следующих требований:

В качестве средств связи ИТКИ объектов электросетевого комплекса могут использоваться общедоступные сети (Internet), ЕЦССЭ, собственные ВОЛС с безусловным применением криптографической защиты трафика вне контролируемых зон, с учетом возможности резервирования каналов связи, а также одновременного их использования.

При сегментировании ИТКИ должна быть обеспечена возможность деления локальной вычислительной сети (ЛВС) объектов электросетевого комплекса на модули. В составе ЛВС должны быть выделены следующие сегменты (модули):

- Модуль межсетевого экранирования (МСЭ);
- Модуль доступа в Интернет;
- Модуль внешней демилитаризованной зоны (далее - ДМЗ);
- Модуль серверной группы;
- Модуль удаленного доступа;
- Модуль беспроводной ЛВС;
- Модули управления СОИБ и ЛВС (сегмент управления).

Модуль МСЭ должен обеспечивать возможность локализации защищаемой информации и разделения ИТКИ на сегменты по степени ограничения доступа к защищаемой информации посредством модульной архитектуры построения ИТКИ и реализацию политики информационного взаимодействия между всеми остальными модулями в соответствии с матрицей разрешенного сетевого взаимодействия.

Управление сетевым оборудованием должно осуществляться с использованием защищенных сетевых протоколов (SSL, TSL и т.д.), либо при обеспечении дополнительной защиты трафика средствами VPN.

Должна осуществляться централизованная аутентификация администраторов сетевого оборудования с использованием технологий управления доступом (RADIUS, TACACS+).

Модуль доступа в Интернет должен обеспечивать реализацию следующих функций в отношении HTTP и FTP-трафика:

- фильтрация по IP-адресу пользователя;
- фильтрация по IP-адресу сервера назначения;
- фильтрация по URL;
- фильтрация по принадлежности URL определенной категории;
- блокирование вредоносного программного кода;
- блокирование контента заданных типов;
- проверка соответствия реального и передаваемого mime-типа;
- блокирование неразрешенных взаимодействий.

Модуль доступа в Интернет должен обеспечивать реализацию следующих функций в отношении SMTP-трафика:

- фильтрация по E-mail отправителя;
- фильтрация по E-mail получателя;
- защита от различных атак (anti-spoofing);
- блокирование вредоносного программного кода;
- блокирование нежелательной корреспонденции;

- возможность помещения нежелательной корреспонденции в карантин и уведомление пользователя;
- возможность получения нежелательной корреспонденции пользователем из карантина;
- блокирование писем, содержащих вложения заданных типов;
- возможность проверки архивов известных типов (ARJ, ZIP, RAR, etc), в том числе вложенных.

2.11.3. Защита автоматизированных систем технологического управления

Должны быть документально определены перечни программного обеспечения, устанавливаемого и (или) используемого в автоматизированных системах технологического управления и необходимого для выполнения конкретных технологических процессов управления объектами электросетевого комплекса. Состав установленного и используемого в автоматизированных системах технологического управления программного обеспечения должен соответствовать определенному перечню.

Результаты выполнения данных требований должны документироваться.

Порядок обмена технологической информацией должен быть зафиксирован в договорах между участниками, осуществляющими обмен технологической информацией.

Работники объектов электросетевого комплекса, в том числе администраторы автоматизированных систем технологического управления и средств защиты информации, не должны обладать полномочиями для бесконтрольного создания, авторизации, уничтожения и изменения технологической информации, а также проведения несанкционированных операций по изменению состояния автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов электроэнергетики.

Результаты операций по обработке технологической информации должны контролироваться (проверяться) и удостоверяться лицами/ автоматизированными процессами.

Рекомендуется, чтобы обработку технологической информации и контроль (проверку) результатов обработки осуществляли разные работники/ автоматизированные процессы.

Обязанности по администрированию средств защиты технологической информации рекомендуется возлагать отдельным ОРД на администраторов ИБ с отражением этих обязанностей в их должностных инструкциях.

Комплекс мер по обеспечению ИБ в автоматизированных системах технологического управления должен предусматривать в том числе:

- защиту технологической информации (оперативной и неоперативной) от искажения, фальсификации, переадресации, несанкционированного уничтожения, ложной авторизации управляющих команд;
- доступ работника только к тем ресурсам технологического процесса, которые необходимы ему для исполнения должностных обязанностей или реализации прав, предусмотренных технологией обработки технологической информации;
- контроль (мониторинг) исполнения установленной технологии

подготовки, обработки, передачи и хранения технологической информации;

- двустороннюю аутентификацию автоматизированных рабочих мест (рабочих станций и серверов), участников обмена технологической и информацией;

- возможность ввода технологической информации в автоматизированные систему управления технологическими процессами только для авторизованных пользователей;

- контроль, направленный на исключение возможности совершения злоумышленных действий (двойной ввод, сверка, установление ограничений в зависимости от типа управляющих команд и т.д.);

- восстановление технологической информации в случае ее умышленного (случайного) разрушения (искажения) или выхода из строя средств вычислительной техники.

Кроме того, рекомендуется организовать авторизованный ввод управляющих команд в автоматизированные системы технологического управления двумя работниками с последующей программной сверкой результатов ввода на совпадение (принцип “двойного управления”).

При проектировании, разработке и эксплуатации автоматизированных систем технологического управления должны быть документально определены и выполняться процедуры, реализующие, в том числе механизмы:

- снижения вероятности выполнения непреднамеренных или случайных операций авторизованными операторами;

- доведения информации о возможных рисках, связанных с выполнением операций до ответственных за технологические процессы.

Должны быть документально определены процедуры обслуживания средств вычислительной техники, используемых в автоматизированных системах технологического управления, включая замену их программных и (или) аппаратных частей.

Должна осуществляться и быть регламентирована процедура периодического контроля всех реализованных программно-техническими средствами функций (требований) по обеспечению ИБ технологической информации.

Должна осуществляться и быть регламентирована процедура восстановления всех реализованных программно-техническими средствами функций по обеспечению ИБ технологической информации.

2.11.4. Управление доступом к корпоративным информационным ресурсам

С целью организации контроля, автоматизации и централизации управления доступом к информационным системам необходима реализация единого централизованного механизма управления аутентификационными данными и доступом пользователей и администраторов.

Должна быть реализована ролевая модель, с использованием которой на основе информации о пользователе будут автоматически определяться возможные права доступа к прикладным ИС. Ролевая модель представляет собой таблицу соответствия занимаемой работниками позиции в организационной структуре электросетевого комплекса (структурное подразделение и должность) возможной роли, которая состоит из набора прав доступа в перечень ИС.

Ролевая модель должна использоваться при создании (в т.ч. автоматическом) учетных записей в соответствующих корпоративных информационных ресурсах при отражении в кадровой системе факта приема сотрудника на работу.

Кадровая система должна выступать в качестве единого достоверного источника данных о работниках для синхронного автоматизированного изменения всех данных учетных записей.

Должна быть обеспечена защита данных, передаваемых по каналам связи, от перехвата и модификации посредством криптографических преобразований передаваемой информации при подключении удаленных пользователей к корпоративным информационным ресурсам.

Виртуальные защищенные каналы (VPN-туннели) должны формироваться с соблюдением стандарта протокола IPSec (RFC 2401 – RFC2412, RFC2451), стандарта IKE (RFC2409) с использованием сертификатов X.509 v3 (RFC2459), с поддержкой возможности подключения удаленных пользователей с использованием технологий SSL VPN.

При использовании криптографических средств защиты информации необходимо применение следующих российских стандартов криптографии:

- ГОСТ 28147-89 (Системы обработки информации защита криптографическая. Алгоритм криптографического преобразования);
- ГОСТ 34.10-2001 (Криптографическая защита информации. Процедуры выработки и проверки электронной цифровой подписи на базе асимметричного криптографического алгоритма);
- ГОСТ 34.11-94 (Криптографическая защита информации. Функция хеширования).

2.11.5. Организация процесса аудита информационной безопасности

В составе ИТКИ объектов электросетевого комплекса должна присутствовать система, позволяющая в режиме реального времени выявлять и блокировать атаки, направленные на корпоративные информационные ресурсы объектов электросетевого комплекса.

Управление системой обнаружения и предотвращения вторжений должно быть централизованным и вертикально интегрированным.

Необходимо обеспечить процесс постоянного контроля состояния защищенности компонентов ИТКИ с целью поиска и своевременного устранения уязвимостей. База данных существующих атак и уязвимостей должна поддерживаться в актуальном состоянии путем регулярного и своевременного обновления.

Для процесса постоянного мониторинга состояния информационной безопасности необходимо в реальном времени регистрировать, анализировать и реагировать на события, которые могут являться потенциальными нарушениями установленных требований информационной безопасности.

2.12. Метрологическое обеспечение

Целью метрологического обеспечения производства является обеспечение единства и требуемой точности измерений во всех производственных процессах при осуществлении деятельности по приему, преобразованию, передаче и

распределению электрической энергии (контроль режимов и параметров сети, качества электрической энергии, учет энергоресурсов, мониторинг и диагностика состояния оборудования и т.д.) в соответствии с действующими нормативными правовыми актами Российской Федерации..

Метрологическое обеспечение производства осуществляется на всех этапах жизненного цикла объектов электросетевого комплекса (проектирование, ввод в эксплуатацию, постоянная эксплуатация).

Приоритетными направлениями технической политики в области метрологического обеспечения являются:

- организация приведения отраслевой нормативной документации и стандартов организации в области метрологического обеспечения в соответствие требованиям законодательства РФ и изменившейся структуре отрасли;

- внедрение современных методов и средств измерений, автоматизированного контрольно-измерительного оборудования, оснащения метрологических лабораторий современными установками для калибровки/поверки средств измерений и эталонными средствами, необходимой вычислительной техникой, транспортными средствами;

- внедрение новейших средств измерений, основанных на инновационных технологиях и методах измерений, обеспечивающих высокую точность измерений в широком диапазоне изменения параметров, стабильность метрологических характеристик в течение всего срока службы, увеличенный интервал периодического метрологического контроля;

- планирование организации метрологического обеспечения с повышенной точностью для инновационных типов нового оборудования;

- разработка стандартов организации по созданию системы метрологического обеспечения на всех этапах, начиная с планирования работ до выборочного контроля качества их выполнения;

- проведение аккредитации на техническую компетентность подразделений метрологической службы (исполнительного аппарата и филиалов);

- создание автоматизированной системы учета за состоянием, метрологическим обеспечением и техническим обслуживанием средств измерений, переход на электронные паспорта по средствам измерений в электросетевом комплексе.

Требования к измерениям:

- измерения должны выполняться в соответствии с нормами точности измерения конкретного измеряемого параметра согласно действующим государственным и отраслевым нормативным требованиям по обеспечению единства измерений;

- измерения (за исключением прямых измерений) должны выполняться по аттестованным в установленном порядке методикам (методам) измерений.

Требования к средствам измерений (СИ):

- СИ должны быть утвержденного типа (зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений – Сведения об утвержденных типах СИ), допущены к применению в РФ и находиться в исправном состоянии;

- метрологические характеристики СИ должны соответствовать нормам точности измерения конкретного измеряемого параметра согласно действующим

государственным и отраслевым нормативным требованиям по обеспечению единства измерений;

- вновь устанавливаемые (при аварийной или плановой замене) СИ должны быть аттестованы на соответствие требованиям Общества;

- СИ должны быть поверены (калиброваны) в установленном порядке и иметь действующее свидетельство (сертификат) и/или знак о поверке/калибровке, запись в эксплуатационных документах на СИ;

- все вновь закупаемые СИ должны быть поверены при выпуске из производства и иметь действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте СИ).

Требования к информационно-измерительным системам (ИС):

- ИС должны быть метрологически обеспечены на всех этапах жизненного цикла в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596;

- типовые программно-технические комплексы, используемые для создания ИС, применяемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны быть утвержденного типа (зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений – Сведения об утвержденных типах СИ).

Не допускается к применению:

- технические средства, не являющиеся СИ;
- СИ неутвержденного типа (незарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений);

- СИ с истекшим сроком периодического метрологического контроля (поверки/калибровки).

Мероприятия по совершенствованию парка СИ, имеющих сверхнормативный износ, реализуемые в рамках программы модернизации СИ по следующим направлениям:

- полная модернизация СИ в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;

- модернизация СИ, используемых для мониторинга технологических параметров оборудования и сети.

Приоритетом является замена изношенных СИ на многофункциональные СИ нового поколения (цифровые, имеющие возможность передачи сигнала на расстояние) с увеличенным межкалибровочным/межповерочным интервалом.

2.13. 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.

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;
- моделирования показателей эффективности электрической сети при различных вариантах ремонтных схем, а также гибкости и возможности изменения схем электрических сетей.

Планирование и организация работ:

- планирование ремонтов в магистральных электрических сетях осуществлять согласно графиков планово-предупредительных ремонтов с определением объемов работ на основе оценки технического состояния, с использованием современных методов и средств диагностики, в т.ч. без вывода оборудования из работы;
- в распределительных сетях организацию ремонтов осуществлять на принципах выполнения работ по критериям технического состояния сетей для существующего оборудования со сроком эксплуатации не более 25 лет, для остального оборудования установить периодичность 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;
- применения новых технологий обслуживания и ремонта;
- применения для проведения ремонтов современных, высокотехнологичных и безопасных инструментов, приспособлений и оснастки;
- выполнение ремонтов электрических сетей под напряжением;

- разработки и совершенствования 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.

Мониторинг и управление надежностью ЕНЭС:

- организация контроля и анализа аварийности оборудования;
- организация оценки и контроля надежности электроснабжения;
- создание соответствующей информационной базы.

2.14. Техническое обслуживание и ремонт

Своевременное и качественное проведение технического обслуживания и ремонтов 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.

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 пятилетний план ТОиР, составленный на основании многолетних графиков проведения ТОиР (в соответствии с утвержденной периодичностью, учитывающей требования заводоизготовителей, местные условия и опыт эксплуатации) и дополнительных работ в рамках целевых программ повышения надежности. Переход на многолетнее планирование с горизонтом 5 лет призван обеспечить равномерное распределение финансовых ресурсов, возможность контроля своевременности проведения ремонтов, возможность координации инвестиционных и ремонтных программ на краткосрочный период.

Формирование годового плана ТОиР должно осуществляться с учетом утвержденного пятилетнего плана, 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, внедрением 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.

Управление ремонтной деятельностью должно обеспечиваться широкомасштабным внедрением автоматизированных систем управления:

В рамках реализации IT-стратегии Общества в краткосрочной и долгосрочной перспективах планируется:

- Внедрение и дальнейшее развитие сметно – нормативной базы АСУ ТООиР (СНБ АСУ ТООиР)
- Внедрение системы управления работой транспорта для обеспечения учёта ТООиР автотранспорта, планирования и использования автотранспорта при выполнении ТООиР с решением задач бухгалтерского учета (учёт ГСМ и рабочего времени водительского состава), а так же задач централизованного мониторинга работы транспорта
- Внедрение автоматической поддержки процессов оценки технического состояния оборудования на основе создания единой базы результатов измерений/испытаний
- Автоматизация процессов оперативного управления с целью обеспечения сбора информации для обоснованного планирования (ведение оперативных журналов), оперативного планирования работ и ресурсов на местах (балансировка в условиях ограничений ресурсов и сроков, производственные задания), оперативного сбора данных по факту выполненных работ, использованному времени ресурсов и применённых в процессах ТООиР материалов

Основными целями внедрения автоматизации управления ремонтной деятельностью должны являться:

- снижение использования «человеческого ресурса» для выполнения непродуктивной ручной работы при ведении отчетных форм;
 - повышение «прозрачности» принятия технических решений
- своевременности проведения ремонтов, модернизации или замены оборудования.

2.15. Технические средства подготовки производственного персонала

Учебные центры подготовки персонала (ЦПП) должны включать в себя:

1. Учебные классы, которые должны быть оборудованы рабочими местами обучающихся и рабочим местом преподавателя и содержать:

1.1. Технические средства:

- персональные компьютеры для каждого рабочего места, объединенные в локальную сеть;
- систему обеспечения видеоконференций;
- многофункциональное устройство;
- две интерактивные доски;

1.2. Программные средства и учебные материалы:

- автоматизированную систему обучения и проверки знаний;
- учебные фото и видеоматериалы;
- техническую библиотеку на электронном носителе и в бумажном виде.

2. Тренажерный класс, который должен состоять из помещения тренирующихся, оборудованного рабочими местами тренирующихся, и помещения посредников, оборудованного рабочими местами посредников и инструктора тренировки. Помещение тренирующихся должно быть отгорожено от помещения посредников стеклянной звукоизоляционной перегородкой. Тренажерный класс должен содержать:

2.1. Технические средства:

- персональные компьютеры для каждого рабочего места, объединенные в локальную сеть;
- тренажерный щит (видеостена) в помещении тренирующихся с возможностью отображения на нем информации из оперативно-информационного комплекса и компьютерного тренажерного комплекса;
- телефонные аппараты с функциями автоматического набора по заданным условным абонентам и записи переговоров;
- многофункциональное устройство в помещении тренирующихся;

2.2. Программные средства:

- компьютерные тренажерные комплексы для оперативного персонала с функциями контроля режима работы электрической сети и оперативных переключений.

3. Электросетевой полигон, который должен представлять собой макет части подстанции и линии электропередачи с реальным оборудованием и устройствами РЗА. На электросетевом полигоне должна иметься материальная база (оборудование, инструменты и приспособления), предназначенная для подготовки персонала по различным категориям производственной деятельности.

2.16. Перспективные технологии

2.16.1. Оборудование на основе явления сверхпроводимости

Явление сверхпроводимости основано на понижении сопротивления проводника до нуля при его охлаждении до крайне низких температур.

Применение оборудования на основе сверхпроводимости позволяет:

- осуществлять объединение энергосистем с целью передачи больших мощностей;
- сократить потери электроэнергии примерно в 2 раза;
- обеспечить возможность технологии накопления энергии;
- снизить массогабаритные показатели оборудования;
- повысить надежность и продлить срок эксплуатации электрооборудования за счет снижения старения изоляции;
- повысить надежность и устойчивость работы ЭЭС;
- повысить качество электроэнергии, поставляемой потребителям;
- повысить уровень пожарной и экологической безопасности электроэнергетических объектов;
- повысить экологическую безопасность оборудования.

Использование сверхпроводящего оборудования и технологий с указанными качествами позволяют получить особо ощутимый эффект при применении в системах энергоснабжения мегаполисов и крупных городов.

Область применения оборудования на основе ВТСП-технологии:

- глубокие вводы большой мощности в центры крупных городов, что позволит в ряде случаев отказаться от ПС высокого класса напряжения в пользу среднего при сохранении передаваемой мощности;
- несинхронные связи ЭЭС на постоянном токе с использованием ВТСП КЛ, повышающих «живучесть» объединенной энергосистемы;
- передача электроэнергии через большие водные пространства;

- создание и применение новых типов кабелей на базе высокотемпературных сверхпроводников, повышают экономичность, экологическую безопасность и надежность передачи электроэнергии;
- сверхпроводниковые токоограничители для снижения токов короткого замыкания и снятия ограничений по параллельной работе участков ЭЭС из-за несоответствия эксплуатируемых аппаратов возросшим значениям тока КЗ;
- создание и применение на объектах электроэнергетики силовых трансформаторов на основе сверхпроводимости;
- создание сверхпроводящих накопителей электроэнергии для повышения динамической устойчивости нагрузки.

2.16.2. Активно-адаптивная сеть

В связи с либерализацией электроэнергетической отрасли, развитием рыночных отношений в электроэнергетике, к функционированию и развитию электросетевого комплекса, в частности, и электроэнергетической отрасли, в целом, предъявляются новые и ужесточаются традиционные требования, касающиеся, в первую очередь:

- надежности функционирования энергообъектов и, как следствие, надежности электроснабжения потребителей;
- готовности электросетевой инфраструктуры к обеспечению функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии, параллельной работы ЭЭС России и электроэнергетических систем иностранных государств, присоединению новых генерирующих мощностей и потребителей;
- экономичности функционирования и развития;
- безопасности персонала и сокращения негативного влияния на экологию.

Обеспечение в настоящее время указанных требований осложнено постоянным повышением стоимости электрической энергии, ограниченностью традиционных органических видов топлива, моральным старением и физическим износом оборудования, нарастающим дефицитом квалифицированных кадров в энергетических компаниях, появлением новых угроз в виде терроризма, кибератак и пр.

Развивающийся сегодня в основном по традиционным принципам электросетевой комплекс РФ в определенной перспективе не сможет в полной мере удовлетворить выдвигаемым к ней требованиям, что определяет необходимость перехода к инновационному пути ее развития. Это, в свою очередь, явилось предпосылкой к формированию концепции Интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (Концепция ИЭС ААС), возможность создания которой обусловлена развитием таких технологий как:

- гибкие линии электропередачи (FACTS);
- ЛЭП и вставки постоянного тока на основе современных преобразовательных устройств с микропроцессорным управлением;
- высокоскоростные средства связи;
- мониторинг динамических свойств ЭЭС (WAMS - Wide Area Measurement Systems) на основе регистрации векторных параметров

электрического режима сети в режиме реального времени с использованием современных технических средств обработки и передачи информации (системы мониторинга переходных режимов ЕЭС России - СМНР);

- микропроцессорная техника для обработки информации и управления оборудованием.

Интеллектуальная электроэнергетическая система с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС) - это энергосистема нового поколения, основанная на мультиагентном принципе управления ее функционированием и развитием. Цель ИЭС ААС - обеспечение эффективного использования всех видов ресурсов (природных, социально-производственных и человеческих) для надежного, качественного и эффективного энергоснабжения потребителей энергии за счет гибкого взаимодействия ее субъектов (всех видов генерации, электрических сетей и потребителей) на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной системы управления.

В рамках разработанной Концепции ИЭС ААС разнообразие требований к новой электроэнергетике (ИЭС ААС) может быть сведено к решению группы следующих задач:

Доступность - обеспечение доступа любых видов генерации и потребителей электроэнергией к услугам электросетевой инфраструктуры вне зависимости от временных, территориальных и иных факторов, в соответствии с экономически обоснованным спросом, использования электрической энергии и услуг технологической и коммерческой инфраструктур: подключения, передачи, получения электроэнергии, режимного обеспечения, информационно-расчетного характера и торгово-биллинговых операций.

Достаточность - использование в соответствии со своими потребностями электрической энергии (мощности) надлежащего качества в любой интервал времени суток, сезона и года.

Надежность - возможность противостояния физическим и информационным негативным воздействиям без масштабных отключений или высоких затрат на восстановление работы.

Экономичность - функционирование в соответствии с основными законами спроса и предложения на базе обоснованных цен.

Допустимость технологической и социально-экологической возможности выбора по надежности (при поддержании необходимого уровня резервирования) и качеству поставки, а также совместной работы систем централизованного и децентрализованного электроснабжения, при готовности потребителя к оплате, как за базовый производственный ресурс или уровень комфорта жизни

Эффективность - обеспечение контроля над затратами, снижение потерь электроэнергии при ее передаче и распределении за счет ситуационного регулирования нагрузки с максимальным учетом требований (в том числе экономических) потребителей, более эффективное производство электроэнергии и эксплуатацию оборудования.

Ограничность во взаимодействии с окружающей средой - снижение воздействий на окружающую среду осуществляется посредством нововведений в генерации, передаче, распределении, хранении и потреблении электроэнергии.

Безопасность - обеспечение ненанесения ущерба внешней среде или обслуживающему персоналу при эксплуатации энергообъектов.

Технологическое единство - национальная сеть должна быть модернизирована не посредством разных технологий, выбранных в случайном порядке, а с помощью спланированной программы, направленной на реализацию сформированного видения ИЭС ААС.

Для реализации этих требований ИЭС ААС должна обладать новыми свойствами, основными из которых являются:

- стандартизованный высокотехнологичный гибкий интерфейс «генератор-сеть», «потребитель-сеть»;

- новая сетевая топология, обеспечивающая регулирование обменов мощности с соответствующей системой управления активными элементами ИЭС ААС и объектами генерации;

- адаптивная реакция управляемых элементов ИЭС ААС на изменение электроэнергетического режима энергосистемы в реальном времени, в том числе во взаимодействии с централизованными и локальными устройствами режимного и противоаварийного управления в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы;

- базирование на новых информационных ресурсах и технологиях для оценки ситуаций, выработки и принятия оперативных и долговременных решений.

- возможность совокупности генерирующих источников ИЭС ААС, обеспечить гибкое реагирование на изменение платежеспособного спроса на электроэнергию с поддержанием баланса в реальном времени;

- эффективное использование электроэнергии потребителями за счет реализации алгоритмов ситуационного (на основе рыночных сигналов) регулирования нагрузки, учитывающих характер использования электроэнергии потребителями;

- возможность сбора и обработки больших объемов информации о текущем состоянии энергосистемы и ее элементов (обеспечение наблюдаемости) и о внешней среде (освещенность, осадки, гололед, ветровые нагрузки и другие метеофакторы), с ее использованием в современных системах управления реального времени;

- возможность адаптивной реакции на текущую ситуацию в энергосистеме в режиме реального времени, предупреждая возникновение и развитие аварийных ситуаций за счет использования автоматических систем управления и взаимного оказания широкого спектра услуг субъектами рынка электроэнергетики и инфраструктурой, используя рыночные возможности;

- возможность максимальной самодиагностики элементов ИЭС ААС с использованием ее результатов в алгоритмах функционирования автоматических систем режимного и противоаварийного управления;

- применение высокопроизводительных вычислительных ресурсов и алгоритмов управления, как для выработки автоматических управляющих воздействий, так и для предоставления рекомендаций диспетчерскому, оперативно - технологическому и ремонтному персоналу для реализации управления и проведения необходимых работ;

- организацию стандартизованного высокотехнологичного гибкого интерфейса на всех технологических и информационных (в том числе и в объединенных информационно-технологических) сечениях: «генератор - сеть»,

«потребитель-сеть» с выходом на системы технологического управления и коммерческой координации;

- освоение новых информационных ресурсов и технологий для оценки ситуаций, выработки и принятия оперативных и долгосрочных решений;

- решение задач, обеспечивающих в реальном масштабе времени согласование на рыночных принципах экономических интересов всех участников рынка;

- обеспечение надежного и качественного энергоснабжения потребителей в нормальных режимах функционирования энергосистемы за счет использования цифровых информационных систем, автоматизированных систем управления и автономных систем;

- отсрочка по расширению мощности сетей – отказ от капиталовложений в реконструкцию элементов электрической сети;

- снятие сетевых ограничений по пропускной способности в узлах сети в пиковые периоды суточного графика потребления.

- обеспечение системной надежности функционирования энергосистемы в целом и ее частей в нормальных режимах;

- сохранение живучести энергосистемы, при возникновении аварийных ситуаций, в том числе каскадного типа, с возможностью привлечения потребителей к противоаварийному управлению, обеспечение возможности самовосстановления частей и энергосистемы в целом;

- обеспечение высокого уровня информационной безопасности, за счет встраивания элементов систем безопасности во все технологические системы и операции, защиты информационного пространства и частной информации всех структур системы, включая потребителей, во всех режимах функционирования энергосистемы;

- обеспечение электромагнитной совместимости вторичных систем и их защиты от внешних электромагнитных и других воздействий, включая кибератаки.

С целью обеспечения построения ИЭС ААС, обладающей вышеотмеченными свойствами, в ближайшее время требуется разработка инновационной технологической платформы, включающей в себя следующие основные направления:

- современное высокопроизводительное оборудование с улучшенными экономическими, надежностьвыми и экологическими характеристиками;

- интеллектуальные системы автоматического управления генерацией и нагрузкой в ситуационном (предаварийном) и нормальном режимах;

- активную интерфейсную связь, обеспечивающую возможность подключения новых автоматических систем с использованием возобновляемых, вторичных и нетрадиционных энергоисточников;

- новые информационные ресурсы и технологии для оценки ситуаций, выработки и принятия оперативных и долгосрочных решений;

- компетентные научную, проектную и образовательную базы.

Данные направления, в свою очередь базируются на следующих технологиях, требующих в ближайшее время пилотного внедрения с целью оценки их дальнейшего массового применения:

- ограничители токов короткого замыкания (коммутационные, сверхпроводниковые, полупроводниковые);
- накопители электроэнергии различного типа и назначения (аккумуляторы большой емкости, маховиковые агрегаты, сверхпроводниковые накопители и др.);
- устройства на основе высокотемпературной сверхпроводимости (генераторы, трансформаторы, КЛ переменного и постоянного тока, компенсаторы реактивной мощности, ограничители токов короткого замыкания и др.);
- системы самодиагностики оборудования в режиме «on-line», интеллектуальные самодиагностирующиеся трансформаторы, КРУЭ и другие электроустановки;
- оптические системы измерения и управления, и созданные на их основе цифровые ПС;
- современные системы релейной защиты, противоаварийного и режимного управления;
- изоляторы-разрядники мультикамерные для ВЛ до 220 кВ;
- частотно-зависимые резисторы для ограничения высокочастотных коммутационных и грозовых перенапряжений;
- программные комплексы и информационные управляющие системы.

Создание ИЭС ААС должно стимулировать развитие следующих направлений:

- инновационные технологии передачи и преобразования электроэнергии, автоматического управления;
- фундаментальные научные исследования, в т.ч. в области новых материалов;
- эффективные нетрадиционные и возобновляемые источники электроэнергии.

При этом положительными факторами технологического прогресса для экономики РФ послужат:

- развитие отечественной электротехнической промышленности;
- повышение эффективности использования энергоресурсов;
- снижение выбросов углекислого газа и вредных веществ в атмосферу за счет экономии производства электроэнергии.

2.16.3. Цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения

В качестве альтернативы традиционным измерительным трансформаторам тока и напряжения, в том числе встраиваемым, могут применяться цифровые измерительные трансформаторы на основе оптико-электронных преобразователей тока и напряжения, обеспечивающие:

- требуемую точность определения электрических параметров для систем измерений и РЗА;
- требуемую точность измерений в широком динамическом диапазоне изменений тока (от 100 А до 4000 А для систем измерений и до 160 кА для РЗА);
- проведения анализа качества электроэнергии по гармоническому составу в переходных режимах для частотного диапазона от 10 Гц до 5000 Гц (как

перспективный может рассматриваться диапазон частот от 0 Гц с верхней границей выше 5000 Гц).

Цифровые измерительные трансформаторы должны соответствовать требованиям, предъявляемым к средствам измерений согласно разделу «Метрологическое обеспечение».

Кроме того, перспективной является технология резистивно-емкостных цифровых трансформаторов напряжения (RC TH) до 750 кВ, обеспечивающих требуемую точность измерений электрических параметров для систем измерений и РЗА в диапазоне частот до 10 кГц.

Современные измерительные трансформаторы должны иметь увеличенный, по сравнению с традиционными, межповерочный интервал – не менее 8 лет, улучшенные массогабаритные характеристики и требовать меньших трудозатрат при монтаже и эксплуатации.

Внешняя изоляция для измерительных трансформаторов должна изготавливаться преимущественно из материалов, которые не требуют применения специальной жидкой или газовой изоляционной сред.

Современные измерительные трансформаторы должны быть пожаро- и взрывобезопасными.

2.16.4. Создание автоматизированных подстанций без обслуживающего персонала

Для исключения зависимости безаварийной работы сетевой компании от квалификации, тренированности и концентрации внимания оперативного и релейного персонала целесообразно распространение автоматизации управления технологическими процессами передачи электроэнергии (релейная защита и автоматика, производство дистанционных оперативных переключений). Для этого, прежде всего, требуется значительно повысить наблюдаемость и контроль за техническими параметрами оборудования ПС и ЛЭП, а также обеспечить достоверизацию топологии ПС и примыкающей сети с эффективной оперативной блокировкой коммутационных аппаратов и автоматизацию управляющих воздействий. Применяемое силовое оборудование должно быть адаптировано к новейшим системам управления, защиты и мониторинга.

При внедрении микропроцессорных устройств, предпочтение должно отдаваться устройствам, предназначенным для работы в составе автоматизированных систем. В связи с этим на объектах и ДЗО ОАО «Россети» в централизованном порядке исключаются возможности применения микропроцессорных устройств с протоколами обмена не позволяющих интеграцию в АСУТП, устройств, не поддерживающих работу в стандарте единого времени.

Архитектура и функциональность автоматизированной системы управления технологическими процессами подстанции (АСУТП ПС) как интегратора всех функциональных систем ПС определяется уровнем развития техники, предназначенной для сбора и обработки информации на ПС для выдачи управляющих команд и воздействий. Высоковольтные цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения; первичное и вторичное электросетевое оборудование со встроенными коммуникационными портами, микропроцессорные контроллеры, оснащенные инструментальными средствами разработки, являются базовыми элементами создания надежного программно-аппаратного комплекса

ПС. Принятие международного стандарта МЭК 61850, регламентирующего представление данных о ПС как объекте автоматизации, а также протоколов цифрового обмена данными между микропроцессорными интеллектуальными электронными устройствами ПС, включая устройства контроля и управления, релейной защиты и автоматики (РЗА), телемеханики, счетчиками электроэнергии, системами мониторинга и диагностики силового оборудования, измерительными трансформаторами тока и напряжения, устройствами сопряжения коммутационного оборудования и т.д. явилось предпосылкой для построения подстанции нового поколения - цифровой подстанции.

2.16.5. Цифровые подстанции (ЦПС)

ЦПС – это подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами (ССПИ, АИИС КУЭ, РЗ, ПА, РАС, ОМП 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 на основе протоколов МЭК 61850, 61968/61970. При этом и первичное силовое оборудование ЦПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем должны быть функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными.

Внедрение технологий ЦПС дает преимущества по сравнению с традиционными ПС на всех этапах реализации и эксплуатации объекта, а именно:

Этап проектирования:

- упрощение проектирования кабельных связей и систем;
- передача данных без искажений;
- неограниченное количество получателей данных. Распределение информации осуществляется средствами сетей Ethernet, что позволяет передавать данные от одного источника любому устройству на подстанции, либо за ее пределами;
- сокращение времени по взаимоувязке отдельных подсистем за счет высокой степени стандартизации;
- возможность создания типовых решений для объектов разной топологической конфигурации и протяженности;
- единство и высокая точность измерений. Все измерительные компоненты включены в измерительные каналы и единую систему с синхронизацией тактирования;
- снижение трудоемкости перепроектирования в случае внесения изменений и дополнений в проект.

Этап строительно-монтажных работ:

- сокращение наиболее трудоемких и нетехнологичных видов монтажных и пуско-наладочных работ, связанных с прокладкой и тестированием вторичных цепей;
- сокращение времени пуско-наладочных работ за счет возможности централизованной настройки и контроля параметров оборудования;

– снижение стоимости кабельной системы. Цифровые вторичные цепи позволяют осуществлять мультиплексирование сигналов, что предполагает двухстороннюю передачу через один кабель большого количества сигналов от разных устройств.

Этап эксплуатации:

– всеобъемлющая система диагностики, охватывающая не только интеллектуальные устройства, но и пассивные измерительные преобразователи и их вторичные цепи, позволяет в более короткие сроки устанавливать место и причину отказов, а так же выявлять предотказные состояния;

– контроль целостности вторичных цепей (непрерывное отслеживание состояния вторичных присоединений: обрыв, потеря данных);

– защита от электромагнитных помех. Использование волоконно-оптических кабелей обеспечивает полную защиту от электромагнитных помех в каналах передачи данных;

– простота обслуживания и эксплуатации. Перекоммутация цифровых цепей выполняется значительно проще, чем аналоговых цепей;

– сокращение сроков ремонта из-за широкого предложения на рынке устройств различных производителей, совместимых между собой (принцип интероперабельности);

– переход на событийный метод обслуживания оборудования за счет абсолютной наблюдаемости технологических процессов позволяет сократить затраты на эксплуатацию;

– развитие и доработка системы автоматизации требует меньших расходов (неограниченность в количестве приемников информации), чем при традиционных подходах.

Метрологическое обеспечение ЦПС должно реализовываться на инновационных технологиях и методах измерений, обеспечивающих высокую точность измерений в измерительных компонентах и измерительными каналами в широком диапазоне измерения параметров. Должна обеспечиваться стабильность метрологических характеристик измерительных компонентов и измерительных каналов в течение всего срока службы с увеличенным интервалом (8-12 лет) периодического метрологического контроля.

Все измерительные компоненты и измерительные каналы должны быть утвержденного типа, то есть зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений и допущены к применению в Российской Федерации .

Измерения всего спектра параметров должно выполняться с применением аттестованных в установленном порядке методик измерений, разработанных в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563.

Измерительные каналы в составе измерительных систем ЦПС, применяемые для измерений (сбора измерительной информации с первичных преобразователей), последующей обработки/преобразований результатов измерений и отображения результатов измерений, выраженных в именованных единицах измеряемой величины, и их метрологическое обеспечение должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.596.

Программное обеспечение ИС должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654.

Необходима разработка высокоточных эталонов, применяемых для поверки/калибровки измерительных компонентов и измерительных каналов ИС ЦПС.

Требуется разработка нормативно-технической базы по организации измерений и метрологического обеспечения ЦПС.

2.16.6. Тросовые системы молниеотводов для защиты ПС от грозовых воздействий

При новом строительстве и реконструкции ПС рекомендуется применение на ОРУ тросовых молниеотводов, что обеспечивает, помимо повышения надежности защиты от прямых ударов молнии, исключение распространения тока молнии по земле на территории ОРУ, благодаря чему исключается угроза повреждения цепей вторичной коммутации и снижается уровень электромагнитных наводок, воздействующих на устройства релейной защиты, автоматики, каналы передачи, обработки и хранения оперативной информации.

2.16.7. Мобильные ПС до 110 кВ

Применение мобильных ПС напряжением 6-110 кВ позволяет решить задачу временного обеспечения электроснабжения района в кратчайшие сроки.

Блоки для мобильной ПС должны иметь основные параметры (вес, размер), позволяющие обеспечить доставку модулей ПС всеми видами транспорта и быстрый монтаж на объекте.

Основной областью применения мобильных ПС являются следующие случаи и решения задач:

- при ремонте и реконструкции действующей подстанции;
- при строительстве новой подстанции до момента ввода в эксплуатацию;
- для разгрузки сетей в период пиковых нагрузок;
- при необходимости оперативного обеспечения электроснабжения новых объектов;
- для потребителей электроэнергии, расположенных в местах, где строительство стационарных ПС экономически неэффективно;
- при проведении аварийно-восстановительных работ на существующих ПС.

2.16.8. Модульные ПС до 110 кВ

Применение модульных ПС напряжением 6-110 кВ позволяет решить задачу обеспечения электроснабжения района в кратчайшие сроки за счет отсутствия фундаментов зданий и высокой заводской готовности блоков ПС.

Комбинирование различных модулей позволяет создавать необслуживаемые ПС с обеспечением дистанционного управления ПС, в том числе, с обеспечением контроля видимых разрывов ножей разъединителей и положения ножей заземлителей.

Модульные ПС обладают следующими преимуществами:

- мобильность, удобство транспортировки;

- удобство монтажа, эксплуатации;
- оперативность (монтаж до 2-х месяцев для ПС 110 кВ);
- возможность наращивания ячеек ПС по блочному принципу;
- удаленный мониторинг и телеуправление в системе диспетчеризации;
- отсутствие открытых токоведущих частей;
- разъемное кабельное подключение;
- возможность подключения как к кабельным линиям, так и воздушным линиям электропередачи;

2.16.9. Комбинированные изоляторы-разрядники

Комбинированный изолятор-разрядник – устройство, объединяющее в единый узел традиционный изолятор и разрядник, предназначенное для молниезащиты линий электропередачи как от прямых ударов молнии, так и от индуктированных перенапряжений.

Молниезащита ВЛ напряжением 35-220 кВ с применением данных устройств позволяет отказаться от использования как грозозащитного троса, так и ОПН, что ведет к снижению массы и стоимости опор и фундаментов, и соответственно общей стоимости строительства ВЛ.

В эксплуатации значимым результатом замены традиционных средств молниезащиты ВЛ (грозозащитного троса или ОПН) на комбинированные изоляторы - разрядники является снижение трудоемкости и стоимости обслуживания и ремонтов ВЛ, связанных с негативными последствиями воздействия разрядов молнии при грозе и обледенения тросов в гололедный период. За счет снижения токовых воздействий на выключатели и обмотки силовых трансформаторов значительно повышается ресурс основного оборудования подстанций.

2.16.10. Аккумуляторные батареи большой мощности и накопители электроэнергии

Одной из ключевых технологий ИЭС ААС должна стать накопление электрической энергии. Данная технология может быть использована при решении следующих задач:

- выравнивание графиков нагрузки в сети (накопление электрической энергии в периоды избыточной электроэнергии и выдача в сеть в периоды дефицита);
- обеспечение в сочетании с современными устройствами силовой электроники повышения пределов статической и динамической устойчивости;
- демпфирование колебаний активной и реактивной мощности, снятие или существенное сокращение нерегулярных колебаний в межсистемных линиях электропередачи, повышение вследствие этого пропускной способности линий электропередачи;
- обеспечение бесперебойного питания как собственно подстанций и электрических сетей (собственные нужды), так и особо ответственных потребителей;

– обеспечение стабильной и устойчивой работы децентрализованных и нетрадиционных источников, интегрированных в электросетевой комплекс .

2.16.11. Перспективные методы диагностирования оборудования

Силовые трансформаторы, включая устройства РПН, шунтирующие реакторы:

- мониторинг Z_k ;
- лазерное сканирование ультразвукового рельефа стенок бака;
- прямое измерение температуры наиболее нагретой точки обмотки (при помощи волоконно-оптических сенсоров);
- мониторинг импульсных напряжений и сквозных токов короткого замыкания с ПИН высоковольтных вводов;
- внедрение интеллектуальных приводов РПН на базе двигателей постоянного тока, позволяющих проводить мониторинг момента на валу устройства для диагностики его состояния;
- проведение диэлектрической спектроскопии обмоток трансформатора;
- внедрение фото-акустической спектроскопии масла;
- измерение ЧР при импульсном возбуждении резервной фазы.

Вновь монтируемые, принимаемые из ремонта и резервные силовые (авто) трансформаторы перед вводом в эксплуатацию должны испытываться повышенным напряжением от постороннего источника с измерением и локализацией частичных разрядов.

Вводы, конденсаторы связи, измерительные трансформаторы напряжения емкостного типа и измерительные трансформаторы тока:

- тепловизионное обследование вводов, КС, ТТ и ТН;
- физико-химический и хроматографический анализы масла из вводов, ТТ и ТН;
- контроль мутности масла во вводах;
- оптический контроль микротрещин фарфоровых покрышек вводов, КС, ТТ и ТН;
- регистрация электрических сигналов частичных разрядов;
- дистанционный контроль электромагнитного излучения частичных разрядов;
- оценка влагосодержания и старения целлюлозы по частотной зависимости $\text{tg}\delta$;
- контроль влагосодержания и желто-бурого налета по токам абсорбции.

Перспективные методы:

- мониторинг комплексной проводимости внешних слоев изоляции ввода и ТТ;
- анализ перекисного числа масла ТТ и вводов выключателей;
- прогноз остаточного ресурса ТТ;
- поверка ТТ на ПС;
- поверка ТН на ПС.

Электромагнитные измерительные трансформаторы напряжения:

- испытание ТН индуктированным коммутационным напряжением;
- поверка ТН на ПС.

Ограничители перенапряжений:

- мониторинг комплексной проводимости;
- контроль по ЭМИ СВЧ.

Коммутационная аппаратура:

- регистрация высокочастотных перенапряжений и аperiodических токов при коммутациях элегазовыми выключателями.

Перспективные методы диагностирования и мониторинга ВЛ:

- мониторинг образования гололеда и пляски проводов;
- мониторинг технического состояния подвесных ОПН;
- мониторинг токов утечки по изоляторам;
- выявление пробитых полимерных изоляторов методами двойной рефлектометрии и волновым методом;
- мониторинг пропускной способности ВЛ на основе измерений температуры провода и параметров окружающей среды (температуры, влажности, атмосферного давления).

Аэродиagnostика воздушных линий электропередачи.

- видео и фотодокументирование трассы и элементов ВЛ;
- тепловизионное обследование;
- регистрация локального уровня электромагнитного излучения короны;
- регистрация локального уровня оптического излучения короны;
- регистрация интенсивности и спектра гамма-излучения;
- лазерное сканирование ВЛ.

2.17. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности

Техническая политика ЭСК в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности направлена на реализацию требований законодательства РФ в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности, всестороннее техническое обеспечение достижения стратегических целей и задач ЭСК в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, рациональное использование природных и топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) при осуществлении производственной и хозяйственной деятельности.

Стратегическими целями ЭСК в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности являются:

- сокращение потребления всех видов ТЭР, в том числе сокращение потерь электроэнергии при ее передаче по сетям ЭСК;
- достижение целевых индикаторов и показателей энергетической эффективности по направлениям экономии ТЭР.

Достижение стратегических целей ЭСК области энергосбережения и повышения энергетической эффективности обеспечивается разработкой мероприятий, направленных на решение следующих задач:

- формирование условий, обеспечивающих экономически обоснованную реализацию потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности ЭСК;
- организация мониторинга потребления энергетических ресурсов, а также технологического и экономического эффектов от реализации мероприятий по энергосбережению;
- анализ и внедрение передового опыта и технологий;
- использование современного энергоэффективного электрооборудования с нормируемыми показателями энергетической эффективности.

Основным направлением технической политики ЭСК в части энергосбережения и повышения энергетической эффективности является реализация мероприятий (в том числе с использованием энергосервисных договоров), направленных на:

- снижение потерь электроэнергии при ее передаче по магистральным и распределительным сетям ЭСК;
- снижение расхода энергетических ресурсов в производственных и административных зданиях, строениях и сооружениях, в том числе за счет оснащения автоматизированными системами контроля и управления потреблением ТЭР;
- снижение расхода горюче-смазочных материалов автотранспортными средствами и специальной техникой, используемыми в производственно-хозяйственной деятельности ЭСК;
- оснащение объектов ЭСК приборами учета энергоресурсов, организация процесса сбора информации на основе данных приборов учета энергоресурсов;
- создание и внедрение инновационных пилотно-демонстрационных проектов, обеспечивающих повышение энергетической эффективности ЭСК;
- проведение энергетических обследований;
- разработка и совершенствование нормативно-правовых документов, внутренних регламентов (документов) ЭСК, в том числе проведение информационной работы.

2.18. Защита интеллектуальной собственности

Интеллектуальные права на изобретения, полезные модели и промышленные образцы защищаются путем патентования.

Коммерчески значимые программы для ЭВМ и базы данных защищаются путем государственной регистрации в установленном законодательством порядке в федеральном органе исполнительной власти по интеллектуальной собственности.

Научно-техническая информация, как результат интеллектуальной деятельности, способствующая наилучшей реализации принципиальных новшеств, защищается путем введения и сохранения режима конфиденциальности (коммерческой тайны).

3. Показатели прогрессивности технических решений, реализуемых в проектах нового строительства, технического перевооружения и реконструкции, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонтах

Показатели прогрессивности делятся на:

- функциональные и технологические;
- экономические;
- безопасности, в т. ч. экологической.

Показатели прогрессивности технических решений представлены в таблице:

Технологическая система	Показатели прогрессивности		
	Функциональные и технологические	Экономические	Показатели безопасности
Подстанции (ПС)	<ul style="list-style-type: none"> - автоматизированная - телеизмерения, телеуправление производственными процессами, без постоянного обслуживающего персонала; - территория, с грунтовым основанием, исключающим обводнение и морозное пучение; - для ПС 330 кВ и выше питание собственных нужд от трех независимых источников. - применение электротехнического оборудования с расчетным сроком службы не менее 30 лет. - применение оборудования КРУЭ, повышающего надежность и эксплуатационные свойства ПС; - применение средств автоматизированного диагностирования в режиме эксплуатации оборудования ПС (оборудование силовое, измерительное, коммутационное, защитное, КРУЭ). 	<p>удельная площадь ПС, на уровне, m^2:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 500 кВ – 4000-7000*; - 330 кВ – 3000-6000*; - 220 кВ – 2000-4000*. <p>* Для закрытого исполнения ПС с применением оборудования КРУЭ.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - выполнение норм и требований законодательства по экологии и безопасности; - обеспечение сбора, очистки, утилизации ливнестоков.
Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы	<ul style="list-style-type: none"> РПН количество переключений до первой ревизии не менее 140.000 с автоматическим регулированием коэффициентов трансформации, механический ресурс контактора, количество переключений, не менее 700 000, износостойкость контактов при $(0,7-1,0) I_{ном}$, количество переключений, не менее 400 000; - естественная циркуляция масла для трансформаторов мощностью менее 80 МВА; - автоматизированная система мониторинга и диагностики. Сниженные эксплуатационные расходы при применении резинопробкового материала для разъемных соединений. 	<ul style="list-style-type: none"> - потери, $R_{xx}/P_{кз}$, кВт, не более: Для сетей 35 кВ (в зависимости от мощности трансформатора) - трансформаторы на напряжение 6-35/0,4 кВ - от 0,13 до 1,6 / от 6 до 8,5; - трансформаторы на напряжение 35/6-20 кВ - от 2 до 8 / от 11 до 46; Для сетей 110 кВ: Двухобмоточные трансформаторы мощностью, МВ·А: 	<ul style="list-style-type: none"> оснащение системами предотвращения разгерметизации корпуса при внутренних повреждениях и взрывобезопасными вводами. Вводы 110-500 кВ герметичные, без избыточного давления, без расширительного бачка с твердой RIP изоляцией.

Технологическая система	Показатели прогрессивности			
	Функциональные и технологические	Экономические		Показатели безопасности
		2,5	5/22	
		6,3	10/44	
		10,0	14/58	
		16	18/85	
		25	25/120	
		40	34/170	
		63	50/245	
		80	58/310	
		125	105/400	
		Трёхобмоточные трансформаторы мощностью, МВ·А:		
		6,3	12,5/52	
		10	17/76	
		16	21/100	
		25	28,5/140	
		40	39/200	
		63	53/290	
		80	64/365	
		Для сетей 220 кВ: Двухобмоточные трансформаторы мощностью, МВ·А:		
		32	45/150	
		63	70/265	
		100	102/340	
		160	155/500	
		Трёхобмоточные трансформаторы мощностью, МВ·А:		

Технологическая система	Показатели прогрессивности			
	Функциональные и технологические	Экономические		Показатели безопасности
		25 40	45/130 54/220	
		Автотрансформаторы мощностью, МВ·А:		
		63 125 200 250	33/180 55/294 105/350 90/420	
		Для сетей 330 кВ: Автотрансформаторы мощностью, МВ·А:		
		125 200 133 250 400	90/315 140/475 45/620 160/225 180/720	
		Для сетей 500 кВ: Автотрансформаторы мощностью, МВ·А:		
		167 250 267 500	55/285 180/625 106/420 195/1050	
		Для сетей 750 кВ: Автотрансформаторы мощностью, МВ·А:		
		267 333 417	180/550 195/530 115/610	

Технологическая система	Показатели прогрессивности		
	Функциональные и технологические	Экономические	Показатели безопасности
			ШР: 500 кВ, 60 Мвар – 110 кВт; 750 кВ, 110 Мвар – 200 кВт - не требуется ремонт в течение всего срока службы.
Статические тиристорные компенсаторы и сухие реакторы	<ul style="list-style-type: none"> - работа с номинальной мощностью в режиме генерации и потребления; - отсутствие вращающегося оборудования; - нормализация напряжения на ПС. 	Относительные потери в номинальном режиме, %, не более: - СТК – 0,6; - ВРГ – 0,3.	<ul style="list-style-type: none"> - взрывобезопасны; - оборудование с экологически безопасными материалами; - установка сухих реакторов на ОРУ должна исключать опасное влияние магнитного поля на персонал.

Технологическая система	Показатели прогрессивности		
	Функциональные и технологические	Экономические	Показатели безопасности
Выключатели	<ul style="list-style-type: none"> - элегазовые - 35 кВ и выше, вакуумные - до 110 кВ; пружинный привод на $I_{откл}$ до 63кА; - механический ресурс (не менее 10000 циклов В-О); коммутационный ресурс 20-25 $I_{ном}$; литые корпуса баковых выключателей автоматизированная система мониторинга и диагностики; автономность (отсутствие необходимости стационарной газоподпитки) собственное время отключения не более 0,02 с; сохранение номинальных параметров при температуре окружающего воздуха -60°C с воздействием ветровой нагрузки. утечка элегаза, не более 0,1% выключатели до 500 кВ с одноразрывной дугогасительной камерой 	Коммутационный и механический ресурс на весь срок службы. Не требуют ремонта до исчерпания коммутационного и механического ресурса.	<ul style="list-style-type: none"> - взрывопожаробезопасны; наличие предохранительного клапана для сброса давления; - оснащены оснасткой для опорожнения рабочих объемов от элегаза.
КРУЭ	<ul style="list-style-type: none"> -трехфазное исполнение до 220 кВ включительно; - одноразрывные выключатели до 500 кВ включительно; - литые корпуса модулей; - утечка элегаза - не более 0,1 %; - сохранение номинальных параметров при температуре окружающего воздуха до -60°C (для элегазовых токопроводов); - блочно-модульного исполнения в габаритах приемлемых для транспортировки (РЖД, авто перевозки); - применение оптоэлектронных измерительных трансформаторов. 	<ul style="list-style-type: none"> Не требует ремонта до исчерпания механического и коммутационного ресурсов разъединителей и элегазовых выключателей. Не требует регламентных поверительных работ измерительных трансформаторов тока и напряжения. Не обслуживаемые. Малая металлоемкость. 	Взрывобезопасное исполнение

Технологическая система	Показатели прогрессивности		
	Функциональные и технологические	Экономические	Показатели безопасности
Разъединители	электродвигательный привод; механический ресурс (не менее 10000 циклов В-О); возможность отключения уравнивающих токов до 80% от $I_{ном}$;	Не требуют ремонта до истощения механического ресурса.	
Измерительные трансформаторы	- класс точности обмотки ТТ для целей АИИС КУЭ - 0.2S; - класс точности обмотки ТН для целей АИИС КУЭ - 0.2; - коэффициент безопасности приборов обмотки для измерений - не более 5; - предельная кратность обмоток для защиты не менее 30; - Применение конструкций с элегазовой изоляцией с контролем давления. Утечка элегаза не более 0,2 % в год. - Применение оптоэлектронных измерительных трансформаторов с классом точности не хуже 0,1.	Не требуют ремонта в течение всего срока службы.	Взрывобезопасность за счет применения сильфонов и мембран Пожаробезопасность за счет применения конструкций с элегазовой изоляцией
Ограничители перенапряжений нелинейные	- уровень ограничения перенапряжений соответствующий уровню изоляции установленного оборудования.	Не требуют ремонта в течение срока службы.	Взрывобезопасны.
ТО и ремонты	- переход к техническому обслуживанию и ремонтам на основе оценки технического состояния, внедрение методов и средств диагностики оборудования без вывода из работы; - специализации ремонтных работ.		Использование экологически безопасных технологий расчистки трасс ВЛ и территорий ПС

Технологическая система	Показатели прогрессивности		
	Функциональные и технологические	Экономические	Показатели безопасности
Устройства РЗА	<p>Более совершенные алгоритмы обработки параметров (токов и напряжений) аварийных режимов.</p> <p>Адаптивное изменение уставок и объемов воздействий.</p> <p>Быстродействие:</p> <p>Время срабатывания измерительных органов - менее 30 мс.</p> <p>Селективность и чувствительность:</p> <p>за счет применения измерительных органов:</p> <p>с погрешностью – менее 5%.</p> <p>Информативность, взаимодействие с АСУ ТП, применение протокола обмена данными – МЭК 61850.</p> <p>Надежность:</p> <p>самодиагностика;</p> <p>среднее время восстановления – не более 3 ч (замена модуля);</p> <p>средняя наработка на отказ – 125000 часов.</p>		

Технологическая система	Показатели прогрессивности		
	Функциональные и технологические	Экономические	Показатели безопасности
АСУ ТП	<p>Коэффициент готовности – не ниже 99,95 % (класс готовности А3 таблицы 2 в ГОСТ Р МЭК 870-4-93). Средняя наработка на отказ (по каналу ввода-вывода) – не менее 100 000 часов. Среднее восстановление работоспособности системы по любой из выполняемых функций – не более 60 мин. (при использовании комплекта ЗИП на объекте) и не более 36 ч. в соответствии с классом ремонтпригодности М1 по ГОСТ Р МЭК 870-4 (с выездом специалиста на объект). Периодичность остановки системы (без отключения систем, обеспечивающих работоспособность ПС) – не чаще одного раза в год и не более 8 часов. Срок службы: - для ПТК нижнего уровня – не менее 20 лет; - для ПТК среднего уровня – не менее 15 лет; - для ПТК верхнего уровня – не менее 10-12 лет; Скорость обработки: - дискретных сигналов – 200 - 40000 событий/сек, - аналоговых сигналов – 200 - 15000 изменений/сек, - сигналов управления – гарантированное время прохождения команды управления от АРМ ОП до конечных органов управления 150 мс</p>	<p>Сокращение числа обслуживаемого и оперативного персонала, вследствие организации дистанционного управления с удаленных пунктов. Сокращение затрат на ТОиР за счет выполнения задач планирования ремонтов с учетом мониторинга и диагностики. Продление срока службы оборудования за счет снижения ошибок управления и учета результатов мониторинга и диагностирования оборудования.</p>	<p>Повышение уровня безопасности выполнения работ, снижение травматизма на автоматизированных ПС</p>

Линии электропередачи (ЛЭП)	Функциональные и технологические	Экономические	Экологические, безопасности
ВЛ (одноцепные) в целом	<p>Удельная аварийность (количество отказов на 100 км в год):</p> <ul style="list-style-type: none"> – 110 кВ – 1,1; – 220 кВ – 0,6; – 330 кВ – 0,5; – 500 кВ – 0,4; – 750 кВ – 0,3; <p>независимо от материала опор. Конструкции ВЛ, обеспечивающие минимальную ширину просеки. Применение композитных проводов, обеспечивающих большую надежность и пропускную способность. Применение опор из композитных материалов. Наличие рабочих карт районирования по ветру, гололеду, грозе и т.д. Срок службы</p> <ul style="list-style-type: none"> - на железобетонных центрифугированных и вибрированных опорах - не менее 50 лет; - на стальных решетчатых опорах – не менее 60 лет; - на стальных многогранных опорах – не менее 70 лет. 		<p>- Напряженность электрического поля не более: Населенная местность: 0,5 кВ/м - внутри зданий; 1 кВ/м - на территории жилой застройки; 5 кВ/м – вне зоны жилой застройки. Ненаселенная местность: 15-20 кВ/м.</p> <p>- Уровень радиопомех на частоте 0,5 МГц не более 37 дБ на расстоянии от ВЛ: 110-220 кВ 50 м; 330 кВ и выше 100 м</p> <p>- Акустические шумы не более: 53 дБ на тех же расстояниях при мокром проводе.</p> <p>- Технология строительства и ремонта, исключая вредное воздействие на окружающую среду.</p>
Опоры, фундаменты	<ul style="list-style-type: none"> - Удобство обслуживания. - Для опор должны применяться марки сталей повышенной прочности и коррозионной стойкости. - Защита опор от коррозии методом горячего или термодиффузионного цинкования. 	<ul style="list-style-type: none"> - Количество ремонтов опор и фундаментов за срок службы ВЛ, не более двух раз. 	<ul style="list-style-type: none"> - В районах городской застройки - многогранные металлические опоры закрытого профиля.

	<p>Минимальный изгибающий момент стоек опор ВЛ 0,4-20 кВ должен составлять:</p> <ul style="list-style-type: none"> - на магистралях 6-20 кВ без ответвлений – не менее 70 кН•м; - на ответвлениях 6-20 кВ – не менее 50 кН•м; - на ВЛ 0,4 кВ – не менее 30 кН•м. 		
Провода и грозозащитные тросы		<p>Экономическая плотность тока:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ВЛ 220 кВ и выше - 0,8 А/мм²; - ВЛ 110 кВ и ниже - 1-0,8 А/мм². 	
Изоляция	<p>Удельная повреждаемость, не более:</p> <ul style="list-style-type: none"> - стеклянные тарельчатые - 10⁻⁴; - полимерные - 10⁻⁴-10⁻⁵; - фарфоровые длинностержневые - 10⁻⁶. 		
Линейная арматура	- Отсутствие видимой короны.		
Кабельные линии напряжением 6 кВ и выше	<ul style="list-style-type: none"> - Кабели 6-35 кВ с изоляцией из поливинилхлоридного пластика и сшитого полиэтилена; - Кабели 110 кВ и выше с твердой изоляцией из «сшитого» полиэтилена, оснащенные системами диагностики; - Универсальные кабели для воздушно-подземной и подводной прокладки без использования переходной кабельной арматуры, либо с арматурой на основе термоусаживаемых элементов; - Бронированные кабели для подводной прокладки с изоляцией из сшитого полиэтилена или различных модификаций бумажной изоляции, пропитанной нестекающими составами и арматура герметичного типополнения 		Отсутствие внешних электромагнитных полей

Технологическая система	Показатели прогрессивности		
	Функциональные и технологические	Экономические	Показатели безопасности
ЕТССЭ	<p>Единая система управления сети связи до 2015г.;</p> <p>Единая система IP-адресации сети до 2015г.;</p> <p>Единая система телефонной нумерации сети до 2014 г.;</p> <p>Единая система тактовой сетевой синхронизации до 2015г.;</p> <p>Система резервирования каналов связи с временем восстановления не более 50 мс;</p> <p>Коэффициент готовности сети - не менее 0,9998;</p> <p>Коэффициент ошибок в цифровом канале не более 10^{-7};</p> <p>Потеря пакетов в IP канале СДТУ - <0,5%;</p> <p>Круговая сетевая задержка в канале - не более 0,16с;</p> <p>джиттер - не более 0,05с;</p> <p>Потеря пакетов в IP канале при доступе в Интернет - <3%;</p> <p>Время передачи сигналов и команд РЗА по каналам связи ВОЛС, КЛС и РРЛ – не более 10 мс;</p> <p>Время передачи сигналов и команд РЗА по каналам ВЧ связи – не более 25 мс;</p>	<p>Сокращение потерь электроэнергии в сети при оптимизации режимов работы по напряжению и реактивной мощности и функционирования АИИСКУЭ;</p> <p>Снижение аварийного недоотпуска электроэнергии за счет:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сокращения аварийных простоев ЛЭП, -повышения коэффициента готовности систем РЗ и ПА, АЧР, ССПИ, АИИСКУЭ, - работы ПА как части инфраструктуры для работы рынка системных услуг. <p>Снижение затрат на междугородную связь и аренду каналов связи.</p>	<p>Выполнение экологических норм и требований безопасности.</p>

4. Реализация Единой технической политики в электросетевом комплексе

Внедрение и реализация Единой технической политики планируется в соответствии с «дорожными картами», представленными в Приложении к настоящему Положению.

4.1. Новое строительство и реконструкция электросетевого комплекса

4.1.1. Инвестиционные программы организаций электросетевого комплекса

4.1.1.1. Долгосрочная инвестиционная программа ОАО «ФСК ЕЭС»

Являясь технологической инфраструктурой ЕЭС России и рынка электроэнергии, электрические сети играют интегрирующую роль в топливно-энергетическом комплексе, обеспечивают электроснабжение потребителей, выдачу мощности электростанций, а также обмен мощностью и электроэнергией между регионами.

Совокупность всех намечаемых к реализации или реализуемых субъектом электроэнергетики инвестиционных проектов объединенных в инвестиционную программу ОАО «ФСК ЕЭС» формируется из объектов необходимых для выполнения поручений Правительства РФ, реализации Схемы и Программы развития ЕЭС России на 2012-2018 гг., утвержденных приказом Минэнерго России от 13.08.2012 №387 и направлены на решение следующих задач:

- обеспечение уровня надежности работы единой энергосистемы, необходимого для бесперебойного энергоснабжения потребителей;
- снятие сетевых ограничений и создание возможности подключения дополнительной нагрузки потребителей;
- строительство объектов для выдачи мощности АЭС, ГЭС и ТЭС;
- обеспечение электроснабжения объектов, имеющих важное общегосударственное значение;
- повышение надёжности электроснабжения городов федерального значения Москвы и Санкт-Петербурга, Тюменской области;
- модернизация электросетевого комплекса с учетом технической политики, утвержденной Советом директоров ОАО «ФСК ЕЭС», путем замены технологий и оборудования при передаче и распределении электроэнергии на более передовые, соответствующие мировому уровню и обеспечивающие снижение эксплуатационных затрат (в т.ч. КРУЭ, элегазовые выключатели, УШР, ОПН, многогранные опоры ВЛ); разработки и внедрения новых технологий и оборудования, обеспечивающих более высокий качественный уровень Единой сети, повышение энергоэффективности и управляемости, повышение качества электроэнергии, снижение уровня воздействия на окружающую среду, снижение электрических потерь (в т.ч. устройства FACTS: вставки постоянного тока, устройства продольной компенсации, фазоповоротные устройства, электромеханические преобразователи); подготовки и реализации проектов по созданным новым технологиям (в т.ч. «интеллектуальная сеть» и сетевые накопители электроэнергии для компенсации пиковых и аварийных ситуаций);

- создание эффективной системы управления функционированием ЕНЭС, обеспечивающей повышение наблюдаемости электросетевых объектов и минимизацию затрат (в т.ч. развитие АСТУ, связи, IT-технологий);
- создание объектов технологической инфраструктуры для функционирования конкурентного рынка электроэнергии и мощности (в т.ч. АИИС КУЭ, повышение класса точности измерительных трансформаторов до 0,2).

В свою очередь Схема и Программа развития ЕЭС России на 2012-2018 гг. прогноз спроса на электроэнергию на период 2012-2018 гг. по ЕЭС России выполнены на основе макроэкономических показателей «Сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2011 год и плановый период 2012-2013 годов», а также ориентиров и приоритетов социально-экономического развития, предусматриваемых «Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.11.2008 г. № 1662-р.

4.1.1.2. Долгосрочная инвестиционная программа предприятий электросетевого комплекса

Формирование инвестиционных программ ДЗО ОАО «Россети» осуществляется с учетом территориальной специфики функционирования электросетевого комплекса, планами развития субъектов Российской Федерации, схемами развития электрических сетей регионов, прогнозов потребления регионов с учетом договоров на технологическое присоединение. Решения, принятые при разработке инвестиционных программ распределительного электросетевого комплекса, формируются в рамках стратегии ОАО «Россети» в части повышения эффективности инвестиционной деятельности, а также единой отраслевой политики, которая определена общесистемными документами, в том числе, Сценарными условиями формирования инвестиционных программ ДЗО ОАО «Россети».

Отличительной особенностью формирования программ территориального распределительного электросетевого комплекса является приоритет в решении задач сокращения износа и старения оборудования, поддержания эксплуатационной готовности оборудования, предотвращение перегрузок оборудования и аварийных ситуаций, обеспечение электроснабжения создающихся промышленных пунктов и предприятий, повышение антидиверсионной и антитеррористической защищенности объектов, своевременное исполнение обязательств по технологическому присоединению потребителей, особенно льготной категории потребителей, повышение управляемости сетей и реагирования на внештатные ситуации, раскрытие питающих центров для присоединения новых потребителей, выполнение противопожарных мероприятий. Кроме того, особое место в рамках инвестиционных программ территориальных сетевых компаний занимают программы мер по снижению нормативных и сверхнормативных потерь, устанавливаемых с использованием современных методов нормирования .

4.1.1.3. Реновация основных фондов

В ближайшей перспективе основным направлением инвестиционной политики в сетях должно быть (с учетом сбалансированного усиления сетей в регионах с быстро растущим потреблением) техническое перевооружение и реконструкция действующих электросетевых объектов.

Эффективность инвестиций в техперевооружение действующих объектов, вызванное ростом электропотребления, значительно выше, чем в новое строительство. Это обусловлено тем, что в ряде случаев отпадает необходимость в создании инфраструктуры, но главным образом потому, что объекты техперевооружения уже имеют готовых потребителей, а при новом строительстве проектные нагрузки достигаются через несколько лет после ввода объекта в работу.

Кроме того, итогом технического перевооружения и модернизации оборудования электросетевых объектов является снижение затрат на эксплуатацию объекта и повышение его энергетической эффективности и надежности работы.

Должны быть предусмотрены мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению электрических сетей в следующих направлениях:

- замена малонадежного, устаревшего и неэкономичного оборудования, состояние которого не соответствует современным техническим требованиям, условиям эксплуатации и режимам работы сетей;
- совершенствование схемы и повышение пропускной способности электрической сети, повышение надежности работы электроустановок и электроснабжения потребителей;
- снижения уровней воздействия энергоустановок на состояние окружающей среды.

4.1.2. Реализация технической политики при проектировании объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции

Разработка проектной документации выполняется на основании согласованного и утвержденного Заказчиком в установленном порядке задания на проектирование, содержащего основные требования к характеристикам проектируемого объекта, объему инженерных изысканий, срокам и этапности разработки проектной документации, выделению пусковых комплексов, необходимости получения согласований и заключений экспертных органов, а также на основе нормативных правовых актов, а также действующих нормативных документов, принятых к использованию в электросетевой компании-заказчике проектной документации:

- технических регламентов;
- национальных, отраслевых и корпоративных стандартов, методик, положений, а также международных стандартов качества;
- указаний, распоряжений, приказов и других организационно-распорядительных документов, обязательных при проектировании объектов заказчика.

Основой для разработки задания на проектирование электросетевых объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции является исходно-разрешительная документация, перечень которой утверждается соответствующими нормативными правовыми актами РФ.

При разработке задания на проектирование должны, в том числе, учитываться:

- рекомендации внестадийных работ;
- технические решения по существующим, сооружаемым и проектируемым объектам, смежным с объектом проектирования;
- требования технических условий на осуществление технологического присоединения энергоустановок потребителей (объектов генерации);
- рекомендации и требования технических условий к размещению проектируемых электросетевых объектов;
- технические требования по оказанию воздействия проектируемых сетевых объектов на окружающую среду.

При разработке проектной документации, наряду с обоснованно применяемыми решениями повторного применения, должны широко применяться индивидуальные, вновь разрабатываемые технические решения с обязательной их проверкой соответствующими расчетами, а при необходимости и специальными испытаниями.

В проектной документации должны прорабатываться различные варианты технических решений с учетом основных направлений Единой технической политики в электросетевом комплексе, выполняться необходимые сравнения вариантов по критерию минимума дисконтированных затрат в течение всего жизненного цикла объекта (строительство, эксплуатация, демонтаж и утилизация) с выбором предпочтительного по критерию технико-экономической эффективности.

Проектирование, как правило, выполняется в две стадии: проектная и рабочая документация. При необходимости выполняется предпроектная стадия - обоснование инвестиций.

Проверка соответствия содержащихся в разрабатываемой проектной документации технических решений требованиям Положения осуществляется:

- на этапе рассмотрения, согласования и утверждения основных (ценообразующих) технических решений (в случае выделения такого этапа);
- при согласовании разработанной проектной документации в полном объеме до ее передачи на рассмотрение в органы экспертизы.

Экспертиза проектной документации и результатов инженерных изысканий осуществляется уполномоченными на это экспертными организациями в соответствии с требованиями действующих нормативных правовых актов РФ.

4.2. Обеспечение надежности в условиях исчерпания ресурса оборудования электросетевого комплекса

В условиях, когда значительная часть оборудования сетевого комплекса отработала нормативный срок, определенный предприятием-изготовителем, обеспечение надежности единого сетевого комплекса должно обеспечиваться развитием следующих направлений:

- реализация программ комплексного обследования оборудования с использованием современных методов и средств, позволяющих на начальном этапе выявлять дефекты, развитие которых способно привести к повреждению оборудования;

- привлечение научно-исследовательских организаций для разработки и внедрения методик, способных спрогнозировать остаточный ресурс оборудования;
- реализация локальных комплексных программ замены оборудования, выработавшего свой нормативный срок;
- разработка и реализации локальных программ повышения надежности оборудования сетевого комплекса, предусматривающих замену наиболее повреждаемых узлов;
- реализация системы мониторинга технического состояния основных элементов электрических сетей;
- развитие методического и программного обеспечения организации расследования технологических нарушений, сбора, учета и анализа информации для оптимизации надежности электрических сетей;
- стратегическое управление надежностью (повышение надежности выделенной части энергосистемы заменой наиболее ответственных элементов и объектов, а также изменением структуры сетей);
- применение сбалансированного подхода к планированию и организации ремонтов с учетом условий эксплуатации, фактора надежности, фактического срока службы оборудования, затрат на проведение ремонта;
- привлечение представителей заводов-изготовителей при проведении технического освидетельствования оборудования, выработавшего свой нормативный срок для принятия решений о продлении срока службы;
- проведение комплексного технического аудита эксплуатации оборудования сетевого комплекса.
- разработка модели прогнозирования надежности магистральных и распределительных сетей в зависимости от надежности и технического состояния оборудования, а также модели анализа сценариев динамики показателей надежности и затрат на её обеспечение.

4.3. Повышение эффективности эксплуатации и технического обслуживания электросетевого комплекса

Наиболее существенное повышение эффективности эксплуатации электрических сетей обеспечивается по следующим направлениям:

- переход к ремонтам на основе оценки технического состояния с внедрением надежных методов и средств диагностики текущего технического состояния оборудования электрических сетей без вывода оборудования из работы;
- механизация выполнения работ на ЛЭП и ПС;
- ремонт воздушных ЛЭП под напряжением (без отключения);
- применение для проведения ремонтов современных, высокотехнологичных и безопасных оборудования, инструмента и приспособлений;
- оптимизация аварийного резерва оборудования ПС и элементов ЛЭП, четкая организация ликвидации аварийных повреждений;
- улучшение противопожарного состояния ЛЭП и ПС.

В соответствии с конструктивными особенностями, технологией и условиями производства работ, структурой управления электросети организацию обслуживания необходимо осуществлять силами специально подготовленного и

прошедшего аттестацию персонала, специализируемого на проведении основных видов работ по техническому обслуживанию и ремонту электрических сетей.

4.4. Внедрение инновационных технологий и оборудования

4.4.1. Разработка и создание инновационных технологий и оборудования

Разработка и создание инновационных технологий и оборудования должны быть ориентированы на реализацию положений Программ инновационного развития.

Стратегические направления реализации Программ инновационного развития должны быть отражены в политике инновационного развития электросетевого комплекса.

Направление создания инновационного оборудования ПС и ЛЭП включает разработку:

- устройств ограничений токов короткого замыкания на 220 кВ на основе применения быстродействующих коммутаторов, полупроводниковых устройств, высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСП);
- высокотемпературных сверхпроводящих силовых трансформаторов;
- сверхпроводящих кабелей;
- сверхпроводящих накопителей;
- вводов с элегазовой и твердой изоляцией;
- газонаполненных линий;
- статических полупроводниковых компенсаторов реактивной мощности;
- устройств продольной компенсации для ВЛ 500 кВ;
- фазопоротных устройств номинальным напряжением 220 кВ;
- взрыво- и пожаробезопасного высоковольтного оборудования;
- цифровых трансформаторов тока и напряжения;
- тросовых систем молниеотводов для защиты ПС от грозовых воздействий;
- модульных блочных подстанций до 110 кВ;
- аккумуляторных батарей большой мощности;
- преобразовательного оборудования для создания современных электропередач и вставок постоянного тока, включая новые виды фильтрокомпенсирующих устройств, устройств активной фильтрации гармоник;
- КРУЭ 110-220 кВ наружной установки с вакуумными выключателями;
- комбинированных изоляторов-разрядников;
- сверхпроводникового токоограничителя напряжением 110 кВ;
- силовых трансформаторов с элегазовой изоляцией.

Разработка указанных типов инновационного силового оборудования должна проводиться совместно с разработкой предложений по объектам пилотного внедрения новых типов ЭО с увязкой системной проработки вопросов применения новых типов ЭО.

Задачи, решаемые при внедрении инновационного силового оборудования:

- повышение пропускной способности ЛЭП;
- снижение потерь электроэнергии в электрических сетях;
- регулирование напряжения в электрических сетях;
- ограничение токов КЗ;

- поддержание баланса и устойчивости передачи электроэнергии;
- повышение надежности и устойчивости электроснабжения потребителей;
- повышение надежности, безопасности и эффективности электросетевого комплекса ;
- создание систем хранения электроэнергии.

В составе Программы инновационного развития предусматривается деятельность по НИОКР. При формировании плана НИОКР должны применяться комплексные системные подходы, обеспечивающие полный цикл работ от их разработки до практического внедрения.

Деятельность по НИОКР должна быть нацелена на решение следующих задач:

- повышение энергоэффективности электрических сетей;
- повышение надежности функционирования объектов электросетевого комплекса;
- снижение потерь электроэнергии при её транспортировке;
- снижение затрат на обслуживание и эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства;
- обеспечение безопасности и повышение уровня экологичности объектов электросетевого комплекса.

НИОКР должны соответствовать перспективным направлениям научно-технического развития электросетевого комплекса:

- разработка концепции и теоретических основ создания ИЭС ААС;
- новые типы силового оборудования подстанций и линий электропередачи;
- новые типы средств управления, автоматики, защит и систем измерений;
- системы управления ИЭС ААС;
- системы мониторинга и защиты электрических сетей от внешних воздействий;
- обеспечение надежности и безопасности функционирования электросетевого комплекса и качества поставляемой потребителям электроэнергии и предоставляемых услуг по передаче и распределению электроэнергии.

4.4.2. Перспективное развитие, совершенствование оперативно-технологического управления и повышение надежности электрических сетей

4.4.2.1. Развитие электрических сетей

Направления:

- участие в разработке Схемы и программы развития ЕЭС, включающих схему и программу развития единой национальной (общероссийской) электрической сети на долгосрочный период, в т.ч. развитие межсистемных и системообразующих сетей, с учетом деятельности субъектов оптового и розничных рынков электрической энергии и развития технологической инфраструктуры рынка;
- разработка основных направлений, концепций и программ технического перевооружения и реконструкции объектов электросетевого комплекса;

- подготовка предложений по программе вводов электрических сетей в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе, в т.ч. с выделением региональных программ;
- информационное обеспечение, формирование и ведение баз данных технического состояния, выполнение на этой основе мониторинга электрических сетей, позволяющего полномасштабный перевод профилактического ремонтного обслуживания в технологию «по техническому состоянию» с высвобождением персонала;
- формирование и ведение баз данных технологического состояния и функционирования электрических сетей в целях реализации задачи присоединения потребителей и работы рынка электрической энергии;
- оценка межгосударственных потоков по электроэнергии и мощности и разработка предложений по развитию электрических сетей для его реализации.

4.4.2.2. Обеспечение надежности поставок и повышения качества электроэнергии Направления:

- обеспечение надежности поставок и качества электрической энергии при управлении функционированием и развитием;
- создание и внедрение экономических механизмов управления надежностью электроснабжения, в т.ч. создание системы корректировки тарифов на оказание услуг по передаче электрической энергии в зависимости от уровней надежности работы электрических сетей;
- обеспечение живучести, в т.ч. обеспечение надежности энергоснабжения крупных городов, предотвращение и ликвидация крупных аварийных нарушений;
- организация системы мониторинга надежности поставок и качества электрической энергии;
- организация управления надежностью поставок и качеством электрической энергии;
- разделение ответственности между субъектами рынка за надежность поставок и качество электроэнергии.

4.4.2.3. Развитие и совершенствование оперативно-технологического управления:

- внедрение информационно-управляющих комплексов для оперативного персонала (АСТУ, АСУТП) для всех уровней ОТУ;
- формирование сквозных целевых моделей ОТУ в магистральном и распределительном электросетевых комплексах и приведение существующих структур к целевым;
- унификация по уровням структуры ОТУ и совершенствование подготовки оперативного персонала;
- методическое обеспечение моделирования режимов сетей ЕНЭС и РСК.

4.4.2.4. Разработка и совершенствование методического обеспечения по анализу аварийности и повреждаемости в электрических сетях по статистическим данным эксплуатации:

- прогнозирование ресурсных показателей основного оборудования;

- оценка изменений надежностных показателей электросетевого оборудования и объектов во времени;
- разработка методики определения показателей безопасности электросетевых объектов;
- формирование инструментов сбора и обработки оперативной информации о технологических нарушениях, отклонениях от нормальных режимов в работе электросетевых элементов, изменениях состояния оперативной схемы и несчастных случаях в электросетевом комплексе;
- разработка методики определения показателей производственной деятельности предприятий электросетевого комплекса.

4.4.2.5. Разработка и совершенствование методического обеспечения мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций в электрических сетях и по гражданской обороне электросетевых объектов:

- инженерно-технические мероприятия при чрезвычайных ситуациях природного характера;
- инженерно-технические мероприятия при чрезвычайных ситуациях техногенного характера;
- инженерно-технические мероприятия гражданской обороны;
- организационные мероприятия при возникших режимах функционирования и уровнях реагирования в чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера;
- формирование единых правил и перечня организационных мероприятий по взаимодействию предприятий электросетевого комплекса при возникновении и предупреждении чрезвычайных ситуаций и в электрических сетях.

4.4.3. Совершенствование технического обслуживания и ремонта

4.4.3.1. Контроль технического состояния и выявление узких мест в электрических сетях

- Развитие концепции сервисного обслуживания оборудования для повышения качества проведения технического обслуживания и ремонтов оборудования в гарантийный и в послегарантийный период, обеспечения устойчивой обратной связи с изготовителем оборудования, оперативного устранения нарушений в работе оборудования, обеспечения надежной работы оборудования в период всего его жизненного цикла.
- Реализация работ по определению остаточного ресурса оборудования с разработкой технических решений по продлению срока службы, проведению модернизации, либо его замене, проводимая в рамках договоров сервисного обслуживания.
- Разработка локальных программ повышения надежности оборудования по результатам реализации специальных диагностических программ, использующих современные приборные комплексы, инновационные технологии и современные методы неразрушающего контроля.
- Проведение ресурсных испытаний до приемки оборудования с целью оценки возможности его дальнейшего применения.

- Привлечение монтажных организаций, предприятий-изготовителей оборудования к расследованию причин нарушения в работе оборудования.
- Использование международного опыта контроля технического состояния современного оборудования, ранее не используемого на территории РФ.

4.4.3.2. Разработка и совершенствование методического обеспечения технического обслуживания и ремонта объектов электросетевого комплекса:

- разработка и совершенствование нормативно-технической документации по техническому обслуживанию и ремонту;
- создание технологических карт, методик и инструкций по техническому обслуживанию и ремонтам;
- методики оценки ресурсных показателей оборудования ПС и ВЛ;
- оценка экономических показателей технического обслуживания и ремонтов.

4.4.4. Повышение эффективности системы управления охраной труда

Ключевые направления:

- приобретение и использование современных средств защиты персонала от опасных и вредных производственных факторов, инструмента и приспособлений, отвечающих требованиям безопасности;
- внедрение и применение современных методов и технологий производства работ, обеспечивающих безопасность персонала на рабочих местах;
- обучение персонала новым методам и приемам безопасного выполнения работ;
- автоматизация и механизация технологических процессов выполнения работ;
- внедрение научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработок;
- совершенствование системы контроля за соблюдением установленных требований охраны труда при проведении работ;
- обеспечение работников современными санитарно-бытовыми условиями;
- обеспечение соблюдения требований законодательных и иных нормативно-правовых актов Российской Федерации в области охраны труда.

4.5. Пилотное внедрение инновационных видов электротехнического оборудования на электросетевых объектах

Статус «пилотного» присваивается проектам, обладающим следующими характеристиками:

- наличие обоснованной потребности применения новой техники или технологии;
- новизна научно-технических решений, заложенных в основу проектных решений, обеспечивающая достижение качественного улучшения технико-экономических показателей и надежности проектируемого объекта или электрической сети в целом;

- наличие научно-технического задела в части разработки новой техники или технологии, позволяющее предполагать положительный результат разработки и внедрения новой техники или технологии;

- нацеленность проекта на решение значимых проблем электросетевого комплекса, в рамках проработки системного типового технического решения или выпуска типовой проектной документации (документации повторного применения);

- решение Координационного научно-технического совета ОАО «ФСК ЕЭС» или НТС ОАО «Холдинг МРСК» с рекомендацией о сооружении объекта с применением образцов новой техники или технологии.

Перечень пилотных проектов, внедряемых и планируемых к внедрению на электросетевых объектах, приведен в приложении 2.

5. *Управление Единой технической политикой в электросетевом комплексе*

5.1. Органы управления Единой технической политикой в электросетевом комплексе

Управление технической политикой, координация работ по разработке и организации внедрения инновационной техники и технологий, направленных на повышение эффективности функционирования электросетевого комплекса, снижение издержек его эксплуатации и повышение надежности работы осуществляется Техническим советом ОАО «Россети» (далее - ТС).

ТС является постоянно действующим совещательным органом ОАО «Россети».

ТС осуществляет:

- рассмотрение предложений по корректировке Положения о Единой технической политике в электросетевом комплексе;
- рассмотрение принимаемых технических решений при разработке схем развития, схем выдачи мощности станций, схем внешнего электроснабжения предприятий, проектировании и строительстве объектов электросетевого комплекса сложных, принципиальных технических решений по объектам Инвестиционных программ;
- рассмотрение предложений по применению инновационного оборудования при разработке схем развития, схем выдачи мощности электрических станций, при проектировании и строительстве объектов электросетевого комплекса;
- анализ выполнения работ по разработке инновационной техники и технологий и подготовку соответствующих заключений и предложений;
- рассмотрение и утверждение типовых проектных и строительных решений;
- рассмотрение целесообразности выполнения НИОКР и их результатов;
- решение вопросов развития методологии проектирования, эксплуатации, диагностики и ремонтов объектов электросетевого комплекса.

Решения ТС являются основанием для подготовки необходимых организационно-распорядительных документов обязательных для исполнения структурными подразделениями ИА ОАО «Россети» и ОАО «ФСК ЕЭС», филиалами ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС и ПМЭС, а также ДЗО ОАО «Россети» и ОАО «ФСК ЕЭС»

5.2. Аттестация оборудования, технологий, материалов и систем

Система аттестации в электросетевом комплексе является внутренней системой проверки качества закупаемого оборудования, технологий и материалов, эффективным инструментом реализации Единой технической политики в

электросетевом комплексе , направленной на повышение надежности Единой энергетической системы.

Основная цель системы – исключение возможности поставок на объекты единого электросетевого комплекса оборудования, технологий и материалов, не соответствующих техническим требованиям, нормативно-технической документации, целям и условиям применения.

Система аттестации ОАО «Россети» обеспечивает:

- взаимодействие и обмен информацией между ОАО «Россети» и ОАО «ФСК ЕЭС» и другими компаниями, включая зарубежные, по вопросам качества и надежности поставляемого оборудования;
- взаимодействие с изготовителями (поставщиками) оборудования, с целью обеспечения требуемых в эксплуатации технических параметров;
- всестороннее изучение конструкции и параметров предлагаемого на рынке электротехнического оборудования различных изготовителей (поставщиков);
- предъявление передовых, соответствующих Единой технической политике, технических требований к оборудованию на уровне мировых стандартов;
- мониторинг и обратную связь изготовителя (поставщика) с эксплуатацией;
- техническую и сервисную поддержку поставляемого оборудования;
- взаимодействие научно-исследовательских, проектных, производственных организаций с целью выявления наиболее эффективного применения предлагаемых технических решений;
- исключение применения оборудования, не соответствующего техническим требованиям, оборудования, выполненного по устаревшим технологиям, оборудования, имеющего повышенную аварийность;
- корректировку и актуализацию нормативно-технической базы электросетевого комплекса;
- интеграцию инновационных предложений для последующего развития и модернизации выпускаемого оборудования, технологий и материалов.

Система аттестации ОАО «ФСК ЕЭС» применяется в дополнение к системе подтверждения соответствия согласно Федеральному закону № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Аттестация оборудования технологий, материалов и систем, поставляемых на электросетевые объекты (далее - Аттестация), проводится в соответствии с **Ошибка! Источник ссылки не найден..**

Результатом аттестации является Заключение аттестационной комиссии, утвержденное в установленном порядке.

Результаты положительной аттестации оформляются в виде Перечня рекомендованного к применению оборудования с размещением на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» , ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», на портале по аттестации www.attestation-ees.ru.

Отсутствие действующих документов, подтверждающих прохождение аттестации для оборудования, технологий, материалов и систем, требующих организации данной процедуры, является основанием для признания коммерческого предложения участника закупочной процедуры на право их поставки на объекты электросетевого комплекса не соответствующим требованиям закупочной документации.

5.3. Совершенствование нормативно-технического обеспечения электросетевого комплекса

Основное направление - актуализация и обновление нормативно-технической базы, реестров нормативно-технических документов, действующих в электросетевом комплексе.

5.3.1. Цели и задачи

Цель - создание эффективной системы технического регулирования электросетевого комплекса, направленной на выполнение установленных регламентных требований, повышение операционной эффективности деятельности и надежности электроснабжения потребителей.

Деятельность в области совершенствования нормативно-технического обеспечения электросетевого комплекса направлена на решение следующих задач:

- практическую реализацию в электросетевом комплексе требований законодательства в отношении объектов, технических средств и реализуемых видов деятельности;
- гармонизацию с техническими регламентами, национальными и международными стандартами, документами ЕврАзЭС и таможенного союза;
- нормативно-техническое обеспечение инновационного развития электросетевого комплекса;
- унификацию и типизацию применяемых нормативно-технических документов (далее - НТД), введение понятной, удобной, направленной на нужды конечного пользователя единой системы НТД, обеспечивающих функционирование и развитие электросетевого комплекса;
- обновление и актуализацию нормативно-технической базы с учетом трендов развития и достижений научно-технического прогресса в электрических сетях.

5.3.2. Структура нормативно-технической базы

В электросетевом комплексе реализуется предметно-ориентированная система формирования нормативно - технической базы в составе:

- НТД 1-го уровня - объектно-ориентированная система стандартов организации, содержащих требования, нормы и правила прямого применения, реализация которых обеспечивает выполнение требований действующего законодательства;

- НТД 2-го уровня - нормативно-технические документы, обеспечивающие исполнение требований стандартов организации (своды правил, рекомендации, руководства, методики, методические указания, инструкции, карты загрязнений, климатические карты, типовые технические решения, типовые технологические карты, типовые схемы).

Стандарты организации разрабатываются в отношении объектов (технические системы, оборудование, технологии и материалы) и реализуемых видов деятельности (проектирование, строительство, эксплуатация, оперативно-

технологическое управление, метрологическое обеспечение, мониторинг, диагностика, ремонт), перечни которых утверждаются и обновляются в установленном порядке.

Для каждого объекта предусмотрены следующие виды стандартов:

- Технические требования (общие технические требования).

Область применения таких стандартов охватывает процессы подтверждения соответствия при выборе и закупке оборудования.

- Требования по организации эксплуатации, технического обслуживания, диагностики и ремонта.

Область применения таких стандартов охватывает процессы эксплуатации, технического обслуживания, мониторинга и диагностики, ремонта и утилизации объектов и оборудования.

- Методы (способы) подтверждения соответствия (методы испытаний).

Область применения таких стандартов охватывает процессы подтверждения соответствия при приемке оборудования, приемке объектов в эксплуатацию, в процессе эксплуатации, после завершения ресурсных сроков эксплуатации, а также при сертификации.

- Правила охраны труда и техники безопасности.

Область применения таких стандартов охватывает технические требования по обеспечению безопасности при оперативно-техническом обслуживании и ремонтно-эксплуатационных работах.

Система носит адресный принцип построения базы нормативно-технических документов и ориентирована на конкретного участника производственно-технологического процесса в электрических сетях.

5.3.3. Требования к порядку разработки и пересмотра нормативно-технических документов

Требования к порядку разработки или пересмотра нормативно-технических документов приведены в Положении о порядке разработки и пересмотра нормативно-технической документации корпоративного уровня в электросетевом комплексе .

Обновление и совершенствование нормативно-технической базы электросетевого комплекса осуществляются путем формирования и реализации перспективных и целевых программ и краткосрочных и долгосрочных планов разработки и пересмотра нормативно-технической документации.

5.4. Организация закупок материально-технических ресурсов и оборудования, работ и услуг

Основными направлениями технической политики являются:

- увеличение доли открытых конкурсных процедур закупок МТРО, работ и услуг, для обеспечения должного уровня конкуренции и привлечения широкого круга претендентов;

- 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 топливно-энергетических ресурсов; а также содержащие передовые научно-технические разработки;

- расширение критериев отбора победителей конкурсов для обеспечения баланса надежности, стоимости, простоты и экономичности в эксплуатации приобретаемых МТРО;

- 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;

- 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 (в случае наличия соответствующего решения Правительства Российской Федерации) 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, а также особенности участия в закупке субъектов малого и среднего предпринимательства.

5.5. Контроль за реализацией Единой технической политики в электросетевом комплексе и ее актуализация

Контроль за реализацией Единой технической политики в электросетевом комплексе осуществляется при экспертизе:

- схем развития и программ развития ЕНЭС и электроэнергетики субъектов РФ;;

- схем выдачи мощности электростанций;

- схем внешнего электроснабжения предприятий;

- технических условий на технологическое присоединение

- заданий на проектирование нового строительства (расширения, реконструкции, технического перевооружения, модернизации) объектов электросетевого комплекса;

- проектной и рабочей документации по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению ПС, ЛЭП,

- конкурсной документации на выполнение проектно-изыскательских, строительно-монтажных работ и поставку оборудования для нужд электросетевого комплекса;

- технико-коммерческих предложений участников конкурсов на право поставки оборудования, технологий и материалов на объекты электросетевого комплекса ;

- при осуществлении эксплуатационной и ремонтной деятельности.

Контроль реализации технической политики осуществляют профильные структурные подразделения электросетевых компаний (в соответствии со своим функционалом).

Предложения по внесению изменений в настоящее Положение для рассмотрения Советом директоров Общества осуществляется Техническим советом электросетевого комплекса по мере необходимости. Разъяснение и уточнение требований Положения о Единой технической политике в электросетевом комплексе осуществляется путем выпуска информационных писем и циркуляров.

Корректировка Положения о Единой технической в электросетевом комплексе политике осуществляется не реже, чем раз в пять лет по решению Совета директоров Общества..

Список использованных в данном Положении документов

- Л1. Схема и программа развития ЕНЭС, разрабатываемые в соответствии с постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».
- Л2. Программа реновации основных фондов ОАО «ФСК ЕЭС» на 2011-2017 гг., утвержденная решением Правления ОАО «ФСК ЕЭС» (выписка из протокола решения Правления от 24.12.2010 №919/1)
- Л3. Методика и порядок проведения аттестации оборудования, технологий, материалов и систем в электросетевом комплексе, утверждены совместным приказом ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК» от 25.02.2013 №124/125.
- Л4. Регламент взаимодействия ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС» по подготовке к утверждению схем электрических соединений ПС и линий электропередачи при новом строительстве, расширении, техническом перевооружении и реконструкции объектов электросетевого комплекса, принадлежащих ОАО «ФСК ЕЭС», утвержден ОАО «СО ЕЭС» 16.10.05 и ОАО «ФСК ЕЭС» 02.12.05
- Л5. Генеральная схема создания и развития ЕТССЭ на период до 2015 г., одобрена решением Правления ОАО «ФСК ЕЭС» №199 от 20.09.05 и Правительственной комиссии по федеральной связи от 06.12.2006 №206.
- Л6. Целевая модель прохождения команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между ДЦ и ЦУС сетевых организаций, подстанциями, утверждена ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС», от 29.01.2007
- Л7. Стратегия управления телекоммуникациями ОАО «ФСК ЕЭС» на период 2009-2015 гг., одобрена решением Правления ОАО «ФСК ЕЭС» №687 от 20.04.2009.
- Л8. Концепция построения АСУТП на подстанциях ЕНЭС, утверждена ОАО «ФСК ЕЭС» и одобрена 20.04.2006.
- Л9. Концепция АСТУ ОАО «ФСК ЕЭС»
- Л10. Концепция диагностики электротехнического оборудования ПС и ВЛ электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС», одобрена ОАО «ФСК ЕЭС» 26.04.05
- Л11. Программа развития системы диагностики ОАО «ФСК ЕЭС», утвержденная приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 17.06.2010 №427.
- Л12. Регламент взаимодействия ИА ОАО «ФСК ЕЭС», филиалов ОАО «ФСК ЕЭС», МСК, РСК при ликвидации аварийных повреждений электросетевого оборудования ЕНЭС, утвержден ОАО «ФСК ЕЭС» и введен в действие 13.02.2006
- Л13. Регламент взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» при выполнении расчетов параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики, утвержден 31.12.2009
- Л14. Положение об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией
- Л15. Концепция системы оперативно-технологического управления объектами

ЕНЭС в ОАО «ФСК ЕЭС».

Л16. Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, СТО 56947007-29.240.30.010-2008.

Л17. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.30.047-2010.

Л18. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300-97.

Л19. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ, СО 34.20.504-94.

Л20. Положение об эксплуатационной политике ОАО «ФСК ЕЭС», утверждено Правлением ОАО «ФСК ЕЭС» от 23.06.2009 (выписка из протокола заседания Правления от 23.06.2009 №712).

Л21. Федеральный закон от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».

Л22. Постановление Правительства Российской Федерации от 05.05.2012 № 458 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса».

Л23. Постановление Правительства Российской Федерации от 05.05.2012 № 459 «Об утверждении Положения об исходных данных для проведения категорирования объектов топливно-энергетического комплекса, порядке его поведения и критериях категорирования».

Л24. Постановление Правительства Российской Федерации от 05.05.2012 № 460 «Об утверждении Правил актуализации Паспорта безопасности объекта топливно-энергетического комплекса».

Л25. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.05.2007 № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Л26. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.12.2011 № 1107 «О порядке формирования и ведения реестра объектов топливно-энергетического комплекса».

Л27. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.007-2008 «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем»

Л28. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации»

Л29. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2011 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования»

Л30. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования»

Л31. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2010 «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная

разгрузка)»

Л32. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27010.002-2011 «Подготовка и проведение противоаварийных тренировок с диспетчерским персоналом»

Л33. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.021-2009 «Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-технологических систем (ИТС). Типовые требования к оформлению»

Л34. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.031-2008 «Методические указания по выбору параметров срабатывания дифференциально-фазной защиты производства GE Multilin (L60)»

Л35. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.032-2008 «Методические указания по выбору параметров срабатывания дифференциально-фазной и высокочастотной микропроцессорных защит сетей 220 кВ и выше, устройств АПВ сетей 330 кВ и выше производства ООО НПП «ЭКРА»»

Л36. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.005-2011 «Правила переключений в электроустановках»

Л37. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.18001.116-2012 «Инструкция по эксплуатации трансформаторов»

Пилотные проекты, внедряемые и планируемые к внедрению на электросетевых объектах.

МЭС Центра:

- токоограничивающее устройство 220 кВ на ПС 500 кВ Очаково, ПС 500 кВ Бескудниково, ПС 500 кВ Каскадная;
- ВТСП КЛ переменного тока номинального напряжения 20 кВ, номинального тока 1500 А длиной 200 м на ПС 110 кВ Белорусская;
- комбинированный выключатель-разъединитель номинального напряжения 220 кВ на ПС 220 кВ Дмитров;
- два комплекса асинхронизированных компенсаторов реактивной мощности ± 100 Мвар на ПС 500 кВ Бескудниково;
- строительство подстанций подземного исполнения с применением элегазовых силовых трансформаторов (ПС 220 кВ Сколково, ПС 220 кВ Союз);
- двухцепные ВЛ 220 кВ с применением повышенных опор на участке ПС Орбита - ПС Спутник транзита 220 кВ Черепетская ГРЭС - ПС Калужская.

МЭС Северо-Запада:

- система накопления электроэнергии на базе литий-ионных аккумуляторных батарей мощностью 1,5 МВт на ПС 220 кВ Волхов-Северная;
- комплексные системы мониторинга и диагностики состояния электрооборудования на ПС 220 кВ Завод Ильича;
- статические транзисторные компенсаторы реактивной мощности ± 50 Мвар на ПС 400 кВ Выборгская;
- высокотемпературная сверхпроводящая кабельная линия 20 кВ от ПС 330 кВ Центральная;
- элементы и комплексы установок гибких (управляемых) систем передачи электроэнергии (передача постоянного тока 1000 МВт Ленинградская АЭС-2 - Выборгская);
- системы передачи электроэнергии на постоянном токе на ПС 400 кВ Выборгская;
- ПС 330 кВ Ломоносовская. Технологии цифровых ПС, цифровая РЗА на базе стандарта МЭК 61850, газоизолированные линии, система утилизации тепла;
- установка ФПУ на АТ 500/220 кВ ПС 750 кВ Новобрянская.

МЭС Юга:

- автоматизированные системы сигнализации гололедообразования и управления плавкой гололеда на ПС 220 кВ Яблоновская;
- безтросовые системы грозозащиты с применением гирлянд ГИРМК-220 кВ на основе изоляторов с мультикамерными разрядниками на ВЛ 220 кВ Цимлянская ГЭС – Шахты-30;
- система накопления электроэнергии на базе литий-ионных аккумуляторных батарей мощностью 1,5 МВт на ПС 220 кВ Псоу.

МЭС Западной Сибири:

- управляемый шунтирующий реактор 500 кВ мощностью 180 Мвар на ПС 500 кВ Нелым.

МЭС Волги:

- управляемый тиристорами шунтирующий реактор 500 кВ мощностью 180 Мвар на ВЛ 500 кВ Помары – Удмуртская.

МЭС Сибири:

- вставка постоянного тока ± 200 МВт на базе СТАТКОМ на ПС 220 кВ Могоча;

- установка устройства продольной компенсации (УПК) на ВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая (Кузбасская);

- установка устройства продольной компенсации на ВЛ 500 кВ Курган (МЭС Урала) – Витязь (Западная Сибирь) – Восход.

МЭС Востока:

Энергоскластер «Эльгауголь»

- ПС 220 кВ Призейская. Технологии цифровых ПС, оптические измерительные трансформаторы тока и напряжения, цифровая РЗА на базе стандарта МЭК 61850, организация Центра управления группы подстанций, мониторинг ВЛ (SmartBall);

- ПС 220 кВ А и Б. Применение технологий цифровых ПС на базе решений «Hardfiber».

- ПС 220 кВ Эльгауголь. Технологии цифровых ПС, цифровая РЗА на базе стандарта МЭК 61850, централизованная РЗА присоединений 35 кВ;

- активные фильтры;

- устройства синхронизированных измерений.

МЭС Урала:

- ПС 220 кВ Надежда. Технологии цифровых ПС, цифровая РЗА на базе стандарта МЭК 61850, система мониторинга температуры обмотки трансформатора посредством прямого измерения.

ОАО «МРСК Центра и Приволжья»:

- Инновационные сети 0,4-6(10) кВ в г. Богородске Нижегородской области с применением элементов «умных» электрических сетей и индивидуальных ПС.

ОАО «МОЭСК»:

- Создание управляемой распределительной электрической сети напряжением 10 кВ, основанной на магистральном принципе построения, с реализацией пилотного проекта;

- применение накопителей электрической энергии в распределительных электрических сетях.

ОАО «МРСК Центра»:

- Применение столбовых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ с подключения к сетям 10 кВ по упрощенной схеме (без коммутационных аппаратов).