УТВЕРЖДЕНЫ

приказом ОАО «МОЭСК»
от «*04*» *июля* 201*4* г.
№ *723*

ОАО «Московская объединенная электросетевая компания »

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по применению в ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов

Москва, 2014 г.

Оглавление

Введение 9
Основные цели и задачи Методических указаний 9
Документы, использованные при разработке Методических указаний 14
Термины и определения 20
Перечень сокращений: 27
Раздел 1. Анализ текущего состояния электрических сетей. Актуальные проблемы эксплуатации и развития электросетевого комплекса 34
1.1. Анализ текущего состояния и перспектив развития электрических сетей ОАО «МОЭСК» 34
1.2. Состояние организационной структуры ОАО «МОЭСК» 38
1.3. Анализ состояния объектов и оборудования электросетевого комплекса ОАО «МОЭСК» 39
1.4. Первоочередные проблемы электросетевого комплекса ОАО «МОЭСК» 43
1.5. Прогнозные показатели 44
Раздел 2. Прогноз развития электрических сетей ОАО «МОЭСК» на период до 2020 г. 46
Раздел 3. Принципы построения и схемы развития электрических сетей ОАО «МОЭСК» 48
3.1. Общие требования к разработке схем развития 48
3.2. Принципы построения схем электрических сетей 51
3.3. Общие принципы построения распределительных сетей 0,4-20 кВ 52
3.3.1. Требования к выбору системы напряжений 52
3.3.2. Требования к схемам построения сетей 53
3.3.3. Схема построения опорной сети 6 - 20 кВ в г. Москве 55
3.3.4. Построение распределительной сети 0,4-20 кВ в г. Москве 58
3.4. Ограничение токов короткого замыкания 61
3.5. Надежность электроснабжения крупных городов и мегаполиса 62
3.6. Повышение пропускной способности сетей и их адаптивность к изменяющимся нагрузкам 66
3.7. Применение средств компенсации реактивной мощности в электрических сетях 68
3.8. Сетевое резервирование и применение автономных источников питания 70
3.9. Определение центров питания, имеющих ограничения для технологического присоединения 72
3.9.1. Определение внутренних ограничений центра питания 74
3.9.2. Определение внешних ограничений центра питания 74
3.10. Принципы и перспективы перехода к «активно-адаптивным» распределительным сетям 75
Раздел 4. Основное оборудование электросетевого комплекса ОАО «МОЭСК» 79

4.1. Сети 35-220 кВ. Подстанции и распределительные устройства 79
4.1.1. Основные технические решения и требования к ПС 35-220 кВ при новом строительстве, техническом перевооружении, реконструкции 79
4.1.2. Схемы электрические принципиальные распределительных устройств ПС и основные требования к РУ 35 кВ-220 кВ 83
4.1.3. Первичное оборудование подстанций 35-220кВ 84
4.1.4. Ограничения по применению оборудования и материалов на ПС 35-220кВ 103
4.2. Распределительные сети 0,4-20 кВ. Подстанции и распределительные устройства .104
4.2.1. Общие требования 104
4.2.2. Технические требования к РУ 0,4 кВ 106
4.2.3. Технические требования к распределительным устройствам 6-20 кВ ТП 110
4.2.4. Технические требования к распределительным устройствам 6-20 кВ РП (СП, РТП) 111
4.2.5. Силовые трансформаторы 6-20 кВ 120
4.2.6. Линейные регулировочные трансформаторы (РТ) 6-10 кВ 123
4.2.7. Измерительные трансформаторы 0,4-20 кВ 123
4.2.8. Ограничения по применению оборудования в сетях 0,4-20 кВ 123
4.3. Основные технические требования к зданиям и сооружениям 124
4.4. Оборудование систем оперативного постоянного тока (СОПТ) 129
4.4.1. Аккумуляторные батареи 129
4.4.2. Требования к зарядным устройствам 130
4.4.3. Стабилизаторы напряжения 131
4.4.4. Требования к щитам постоянного тока 131
4.4.5.Средства мониторинга СОПТ 133
4.4.6. Дополнительные требования 134
4.5. Собственные нужды ПС 135
4.6. Линии электропередачи 139
4.6.1. Воздушные линии электропередачи напряжением 35-220 кВ 139
4.6.2. Воздушные линии электропередачи напряжением 0,4-20 кВ 145
4.6.3. Кабельные линии электропередачи 151
4.6.4. Кабельные линии электропередачи напряжением 0,4-20 кВ 155
4.7.Релейная защита и электроавтоматика (РЗА) высоковольтных сетей 35-220 кВ 162
4.7.1. Общие требования к устройствам РЗА 162
4.7.2. Релейная защита воздушных, кабельных и кабельно-воздушных линий 35-220 кВ 164
4.7.3. Защита шин 35-220 кВ 167
4.7.4. УРОВ 35-220 кВ 167
4.7.5. Релейная защита и автоматика на обходном выключателе (ОВ) 168

4.7.6. Релейная защита и автоматика на шиносоединительном (ШСВ) и секционном (СВ) выключателях 110 кВ и выше 168
4.7.7. Защита силовых трансформаторов и автотрансформаторов 35-220 кВ.....168
4.7.8. Защита элементов КРУ 6-20 кВ 170
4.7.9. Сигнализация замыканий на землю в сети 6-10 кВ 172
4.7.10. Требования к сети оперативного тока (постоянного и переменного).....172
4.7.11.Требования к трансформаторам тока и напряжения 35-220 кВ и к вторичным цепям тока и напряжения 173
4.7.12. Требования к цепям вторичной коммутации.....173
4.7.13. Требования к условиям эксплуатации.....174
4.7.14. Требования по РЗА при подключении ГТЭС 174
4.8. Релейная защита и автоматика распределительных сетей 6-20 кВ 175
4.8.1. Принципы и техническая реализация устройств РЗА распределительных сетей 6-20 кВ.....175
4.8.2. Общие требования к устройствам РЗА 176
4.8.3. Требования по электромагнитной совместимости (ЭМС) к устройствам РЗА.....176
4.8.4. Требования к источникам оперативного тока 177
4.8.5. Требования к трансформаторам тока и напряжения и к вторичным цепям тока и напряжения.....177
4.8.6. Релейная защита воздушных и кабельных линий 6-20 кВ 178
4.8.7. Защита ячеек секций шин 6-20 кВ 178
4.8.8. Защита трансформаторов 6-20/0,4 кВ со стороны высокого напряжения 179
4.8.9. Сигнализация замыканий на землю в сети 6-10 кВ 179
4.8.10. Сигнализация перегрузки в сети 6-10 кВ 180
4.8.11. Автоматическое повторное включение линий 6-20 кВ 180
4.8.12. Автоматика ввода резерва 6-20 кВ 180
4.8.13. Определение места повреждения в распределительных сетях 6-20 кВ 180
4.8.14. Передача информации от устройств РЗА.....181
4.8.15. Эксплуатация устройств РЗА распределительных сетей 181
4.9.Противоаварийная автоматика (ПА) 181
4.9.1. Устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР).....184
4.9.2. Устройства автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО) 184
4.9.3. Устройства автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР).....185
4.9.4. Устройства автоматического ограничения снижения напряжения (АОСН).....185
4.9.5. Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК 186
4.10. Режимная автоматика.....186
Раздел 5. Совершенствование производственной деятельности ОАО «МОЭСК» 188

5.1. Процессы капитального строительства, реконструкции и технического перевооружения электросетевых объектов....188
5.1.1. Общие требования....188
5.1.2. Основные требования к применению нового оборудования и технологий....189
5.2. Процессы эксплуатационного обслуживания и организации ремонтов сетей....190
5.2.1. Организация технического обслуживания и ремонтов....192
5.2.2. Организация аварийно-восстановительных работ....194
5.3. Диагностический мониторинг технического состояния оборудования ПС и ЛЭП....196
5.4. Совершенствование проектирования объектов МОЭСК....200
5.5. Стратегическое планирование развития электрических сетей....201
5.6. Процессы технологического присоединения к сетям ОАО «МОЭСК»....203
Раздел 6. Энергосберегающие технологии и повышение энергетической эффективности....204
Раздел 7. Основные направления развития автоматизированных систем технологического управления....207
7.1. Совершенствование организации оперативно-технологического управления сетями....207
7.1.1. Основные задачи системы оперативно-технологического управления процессами функционирования сетей....207
7.1.2. Основные задачи системы оперативно-технологического управления процессами эксплуатационного обслуживания, ремонтов и развития сетей....208
7.1.3. Основные задачи системы оперативно-технологического управления в части информационно-аналитической деятельности:....209
7.1.4. Совершенствование иерархической структуры оперативно-технологического управления сетями МОЭСК....210
7.1.5. Оперативное обслуживание ПС 35-220 кВ....214
7.2. Создание / развитие АСУТП подстанций МОЭСК....215
7.2.1. АСУТП ПС 220 кВ, транзитных ПС 110 кВ, ПС с дежурным персоналом....215
7.2.2. Системы телемеханики на тупиковых, отпаечных или без дежурного персонала ПС 110 кВ, ПС 35кВ, ПС 6-20 кВ и высоковольтных кабельных линиях....217
7.2.3. Создание «цифровых» подстанций....218
7.3. Модернизация и развитие систем сбора и передачи информации....219
7.3.1. Основные направления....219
7.3.2. Требования к системам телемеханики и АСУ ТП....219
7.4. Модернизация и развитие автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления (АСДТУ)....237
7.4.1. Общие положения....237
7.4.2. Создание (развитие) диспетчерских пунктов....238
7.4.3. Функциональное развитие АСДТУ....239

7.5. Создание / развитие автоматизированной системы производственно-технического управления - АСПТУ (автоматизации производственной деятельности служб МОЭСК и филиалов по эксплуатации и развитию сетей) 244

7.5.1. Создание / развитие систем мониторинга технического состояния и диагностики электросетевого оборудования....246

7.5.2. Создание / развитие систем автоматизации процессов планирования и проведения ТОиР 247

7.5.3. Создание системы локализации аварий (технологических нарушений) с целью оперативной информационной поддержки руководства компании в аварийных ситуациях 249

7.5.4. Создание единой системы управления распределенными ресурсами для производства аварийно-восстановительных работ при сложных технологических нарушениях природного и техногенного характера 249

7.5.5. Создание / развитие систем поддержки работы с клиентами и рынком электроэнергии и мощности....250

7.5.6. Поддержка процессов стратегического планирования развития сетей МОЭСК 252

7.6. Развитие АСТУ как единой системы, интегрирующей и координирующей средства и системы автоматизации технологического управления сетями ОАО «МОЭСК» 252

7.6.1. Назначение и общая характеристика АСТУ 252

7.6.2. Базовые принципы создания /развития АСТУ 254

Раздел 8. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) 258

8.1. АИИС КУЭ на питающих центрах ОАО «МОЭСК» 258

8.1.1. Общие положения 258

8.1.2. Организация учета электроэнергии на питающих центрах (ПЦ) 261

8.2. АИИС КУЭ в распределительных сетях ОАО «МОЭСК» 266

8.3. Направления развития системы учета электроэнергии и расчета с контрагентами 273

Раздел 9. Контроль качества электроэнергии. Создание системы мониторинга и управления качеством электроэнергии (СМиУКЭ) 273

9.1. Организация контроля качества электроэнергии 273

9.2. Создание системы мониторинга и управления качеством электроэнергии (СМиУКЭ) 276

Раздел 10. Метрологическое обеспечение 277

10.1. Общие положения 277

10.2. Основные требования....279

Раздел 11. Системы и средства связи 282

11.1. Цели и задачи ЕТСС....282

11.2. Основные требования к услугам ЕТСС....284

11.3. Структура и построение ЕТСС 285

11.3.1. Основные принципы организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами, центрами управления сетями и подстанциями 285
11.3.2. Основные направления развития ЕТСС ОАО «МОЭСК» 285
11.3.3. Структура ЕТСС 288
11.3.4. Состав оборудования ЕТСС 295
11.3.5. Принципы адресации и маршрутизации ЕТСС 296
11.3.6. Система тактовой сетевой синхронизации ЕТСС 297
11.3.7. Принципы построения системы управления ЕТСС 298
11.4. Электропитание СДТУ 299
11.5. Система эксплуатации и технического обслуживания 300
Раздел 12. Развитие информационных технологий (ИТ) 301
12.1. Цели и задачи развития ИТ в ОАО «МОЭСК» 301
12.2. Информационная безопасность (ИБ) 302
12.2.1. Цели и задачи 302
12.2.2. Защита информационно-телекоммуникационной инфраструктуры 303
12.2.3. Защита автоматизированных систем технологического управления 304
12.2.4. Управление доступом к корпоративным информационным ресурсам 306
12.2.5. Организация процесса аудита информационной безопасности 306
Раздел 13. Выполнение требований безопасности 308
13.1. Пожарная безопасность 308
13.1.1. Система обеспечения пожарной безопасности объекта 308
13.1.2. Система предотвращения и локализации пожара 308
13.1.3. Система противопожарной защиты 309
13.1.4. Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований пожарной безопасности и предупреждение аварийных отключений, связанных с пожарами: 310
13.2. Промышленная безопасность 312
13.3. Создание интегрированных комплексов инженерно-технических средств защиты для обеспечения безопасности объектов ОАО «МОЭСК» 313
Раздел 14. Обеспечение электромагнитной совместимости 316
Раздел 15. Охрана труда 318
Раздел 16. Экологическая безопасность 325
16.1. Принципы обеспечения экологической безопасности 325
16.2. Экология подстанций 327
16.3. Экология ВЛ 328
16.4. Экология КЛ 329
16.5. Экологическая безопасность автотранспортных предприятий 329

16.6. Запрещаемое к использованию оборудование 330
Раздел 17. Автотранспорт и механизмы.....331
17.1. Комплектование парка автотранспортных средств и механизмов.....331
17.2. Требования к автомобилям, спецтехнике, механизмам и специальному оборудованию, в том числе смонтированным на базе автотракторной техники.....332
Раздел 18. Технические аспекты реализации инновационной политики в ОАО «МОЭСК» 334
18.1. Цели, принципы и методы реализации инновационной деятельности ОАО «МОЭСК» 334
18.2. Программа инновационного развития.....336
18.3. Аттестация электрооборудования и материалов.....338
18.4. Требования к разработке пилотных проектов 339

Введение

Настоящие Методические указания по применению в ОАО «МОЭСК» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов разработаны на основе требования Положения ОАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе (Положение), принятого Советом директоров ОАО «Россети» (Протокол № 138 от 23.10.2013г.) о необходимости разработки комплекса нормативно-технической документации (стандарты организации, регламенты, нормы и правила), определяющего приоритеты и правила применения технических решений Положения в ходе эксплуатации электросетевых объектов, реализации программ нового строительства, комплексного технического перевооружения и реконструкции объектов электросетевого комплекса ОАО «МОЭСК», а также при инновационном и перспективном развитии электросетевых компаний.

В настоящее время в ОАО «МОЭСК» отсутствуют нормативно-технические документы, представляющие методическую основу для принятия основных технических решений при новом строительстве, реконструкции, техперевооружении и эксплуатации электрических сетей с учетом требований Положения.

Основные цели и задачи Методических указаний

Цель настоящих Методических указаний (МУ) заключается в определении основных технических направлений, унификации технических решений, 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.

Основными целевыми задачами ОАО «МОЭСК» являются:

– повышение готовности электрических сетей к передаче и распределению электрической энергии для обеспечения надежного снабжения электрической энергией потребителей, функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии;

– 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;

– развитие и совершенствование оперативно-технологического управления сетями и применение современных методов планирования развития сетей;

– преодоление тенденции старения основных фондов электрических сетей и электросетевого оборудования за счет их модернизации и применения инновационных технологий при реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве электрических сетей;

– применение новых технических решений и технологий при реконструкции и техническом перевооружении, а так же в системах обслуживания, управления, защиты, передачи информации, связи и систем учета электроэнергии (в том числе, автоматизированных систем управления);

– развитие технологий эксплуатации с использованием современных средств диагностики, технических и информационно-измерительных систем;

– повышение эффективности функционирования сетевых объектов, снижение капиталовложений и эксплуатационных издержек, в т.ч. потерь электроэнергии в электрических сетях, за счет оптимизации технических решений при разработке проектной документации, применения современных видов оборудования, строительных конструкций, сокращения площадей, занимаемых объектами электросетевого хозяйства;

– обеспечение профессиональной подготовки эксплуатационного и ремонтного персонала с учетом внедрения новых технологий и инновационного оборудования;

– минимизация воздействия на окружающую среду при новом строительстве, реконструкции, эксплуатации и ремонте объектов.

– совершенствование нормативно-технической базы и методического обеспечения деятельности ОАО «МОЭСК».

Методические рекомендации направлены на повышение эффективности функционирования, эксплуатации и развития распределительного электросетевого комплекса компании, в том числе на повышение:

- надёжности и живучести сети (минимизации возможности отказов элементов электрической сети, а также связанной с этими отказами невозможности исполнения в полном объеме обязательств перед пользователями сети) путём использования резервов пропускной способности сети, повышения её наблюдаемости и управляемости, повышения надежности отдельных элементов и систем, а также соответствующего построения сети;
- безопасности, определяемой состоянием электросетевого оборудования, при котором отсутствуют (или минимизированы) недопустимые риски на всех этапах его жизненного цикла (в процессе

монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки и утилизации), связанные с причинением вреда жизни или здоровью людей, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде;

- ремонтопригодности сети – минимизации времени простоя оборудования в ремонтах и, как следствие, ограничений во время ремонта передаваемой пользователям сети электроэнергии (обеспечение ремонтных схем сети с учетом необходимости бесперебойного электроснабжения потребителей);
- качества функционирования, т.е. возможности ведения режимов сети, обеспечивающих поддержание задаваемых оптимальных уровней напряжения, а также возможности контроля объемов электроэнергии во всех точках приема и отпуска электроэнергии в сети, уровня потерь, обеспечения выполнения требований по оптимальной плотности тока;
- удовлетворенности спроса на услуги ОАО «МОЭСК», оцениваемой возможностью сети принять и передать из сети объемы электроэнергии, востребованные рынком, как на этапе текущего функционирования, так и на этапе развития сети.

Методические указания предназначены для использования специалистами исполнительного аппарата, филиалов ОАО «МОЭСК» и дочерних предприятий:

- при определении приоритетных направлений развития научных, конструкторских и проектных работ;
- при разработке нормативно-технической и методической документации, а также стандартов организации;
- при формировании инновационных программ развития;
- при выборе пилотных проектов для отработки новых технических решений и технологий в распределительных электрических сетях;
- при разработке технических требований к оборудованию, изделиям, материалам и технологиям
- при выдаче технических условий, технических требований, технологических заданий и заданий на проектирование;
- при планировании объемов нового строительства, расширения, технического перевооружения и реконструкции электросетевых объектов;
- при разработке автоматизированных систем управления технологическими процессами и учета электроэнергии;
- при планировании и в процессе капитальных ремонтов и технического обслуживания электросетевых объектов;

Методические указания необходимы для обоснования принимаемых решений на основе максимального учёта специфических особенностей

электрических сетей Московского региона, которые обусловлены целым рядом факторов, в том числе:

- высокими темпами развития промышленного и непромышленного секторов экономики, домашнего хозяйства и сферы услуг в регионе;
- постоянно растущим количеством и разнообразием потребителей электрической энергии на ограниченной территории мегаполиса;
- устойчивым ростом потребления электрической энергии в условиях дефицита инвестиционных ресурсов на развитие электроэнергетики;
- наличием большого количества электросетевого оборудования, отработавшего нормативные сроки;
- большими величинами токов короткого замыкания и необходимостью применения различных мероприятий по их ограничению, приводящих к снижению надежности электроснабжения потребителей;
- высокой загрузкой и необходимостью раскрытия питающих центров для подключения потребителей;
- необходимостью компактного исполнения объектов электрических сетей вследствие высокой стоимости земли;
- необходимостью адаптации электросетевых объектов, вновь присоединенных к Москве территорий с требованиями, предъявляемыми к схемам построения сети и организации эксплуатации электроустановок мегаполисов**.**

В целом Методические указания определяют совокупность основных технических требований и решений, организационных мероприятий на ближайшую и среднесрочную перспективу, направленных на повышение надежности, безопасности и эффективности функционирования электрических сетей ОАО «МОЭСК», а также совершенствование технического уровня на основе применения современных, инновационных технологий и оборудования, в том числе имеющегося положительного опыта их применения в ДЗО ОАО «Россети» и ОАО «МОЭСК».

Настоящие Методические указания обязательны для применения филиалами, предприятиями и организациями, выполняющими на договорной основе проектные, строительно-монтажные и наладочные работы на распределительных устройствах подстанций и объектах электросетевого хозяйства, в классах напряжения 0,4÷220 кВ включительно, находящихся в управлении, эксплуатации, аренде, а также на объектах, присоединяющихся к электрическим сетям ОАО «МОЭСК» путем включения в заключаемые договоры условия, что указанные лица обязаны руководствоваться требованиями Методических указаний.

Действие настоящих Методических указаний не распространяется на объекты строительства и реконструкции, по которым ведутся проектные и строительные работы на основании ранее утвержденных заданий на

проектирование.

Методические указания утверждаются приказом Генерального директора Общества. Срок действия Методических указаний – до 2017 года.

Методические указания подлежат периодическому пересмотру, корректировкам, дополнениям в соответствии с практическими наработками и опытом эксплуатации электросетевых объектов на основании решений Научно-технического совета и организационно-распорядительных документов ОАО «МОЭСК» (не реже, чем один раз в три года с даты утверждения). Решение о внесении изменений и дополнений, а также об отмене принимается приказом Генерального директора Общества.

Документы, использованные при разработке Методических указаний

Федеральные законы:

- «О техническом регулировании» от 27.12.2002г. № 184-ФЗ;
- «Об электроэнергетике» от 26.03.2003г. № 35-ФЗ;
- «О защите прав потребителей» от 07.02.1992 г. № 2300-1;
- «О пожарной безопасности» от 21.12.94 № 69-ФЗ;
- «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ;
- «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ;
- «Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях» от 30.12.2001г. № 195-ФЗ;
- «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002г. № 7-ФЗ;
- «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ;
- «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008г. № 123-ФЗ;
- «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля» от 26.12.2008г. N 294-ФЗ;
- «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 г. №261-ФЗ;
- «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ;
- «Технический регламент «О безопасности электрических станций и сетей»» Проект Федерального закона № 118971-5 в ред. на 01.01.2010 г.;
- «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте» от 27.07.2010 N 225-ФЗ.

Постановления и распоряжения Правительства РФ:

- «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» от 11.07.2001г. № 526;
- «О регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов» от 24.11.98 № 1371;
- «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте» от 10.03.99 № 263;
- «Об утверждении правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» от 27.12.2004г. № 854;
- «Об утверждении Правил не дискриминационного доступа к услугам по

передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил не дискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил не дискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям» от 27.12.2004г. № 861;

- «О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети» от 26.01.2006г. № 41;
- «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 4.05.2012 г. № 442;
- «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» от 16.02.2008 г. № 87;
- «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» от 17.10.2009г. №823;
- «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» (вместе с «Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций», «Правилами осуществления контроля за реализацией инвестиционных программ субъектов электроэнергетики») от 01.12.2009 № 977;
- «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»от 24 февраля 2009 г. №160;
- «Об энергетической стратегии России на период до 2030 г.» от 13.11.2009г. № 1715-р;
- «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» от 27.12.2010 года № 1172.

Документы Минэнерго (Минпромэнерго) РФ:

- Правила устройства электроустановок, утверждённые Приказом Минэнерго РФ от 08.07.2002г. № 204 (седьмое издание);
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждённые Приказом Минэнерго России от

19.06.2003г. № 229, зарегистрированные Минюстом России от 20.06.03 №4799;

- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, СО 153-34.20.118-2003;
- Об утверждении методических рекомендаций по устойчивости энергосистем, Приказ от 30.06.2003 г. № 277;
- О порядке расчета значений соотношений потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения), от 22.02.2007г. № 49;
- Методические рекомендации по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормальных режимов функционирования энергосистемы, учитываемых при определении платы за технологическое присоединение таких генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства, утвержденные Приказом Минпромэнерго России от 30.04.2008 г. № 216;
- Об организации в Министерстве энергетики Российской федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, от 30.12.2008 г. № 326;
- Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) подстанций напряжением 35 - 1150 кВ - РД 34.35.120-90.

Приказы ФСТ России:

- Об утверждении методических указаний по индексации предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов и тарифов на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, от 05.07.2005 № 275-э/4.

Приказы ОАО РАО «ЕЭС России»:

- Об организации работ по сокращению потерь электроэнергии в электрических сетях, от 01.06.2005г. № 338;
- Об утверждении целевой организационно-функциональной модели оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России, от 30.01.2006г. № 68;
- О повышении устойчивости и технико-экономической эффективности распределительных электрических сетей и систем электроснабжения потребителей за счет управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения, от 11.12.2006 № 893;
- Об организации взаимодействий ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» при

создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики, от 11.02.2008г. № 57;

- Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» «Электроэнергетика. Термины и определения», утвержден и введен в действие приказом от 17.06.2008г. № 289;
- Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России до 2030г., от 19.06.2008 №291;
- Целевая модель прохождения и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и ЦУС сетевых организаций, подстанциями (Приказ № 68 РАО «ЕЭС России»);
- Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций, утверждено Правлением ОАО РАО «ЕЭС России» от 21.01.2008 г. № 1805пр;
- Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России, от 11.02.2008 г. № 57.

Документы ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», ОАО «СО ЕЭС», ОАО «Россети», ОАО «МОЭСК», НП АТС:

- Положение ОАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе, утвержденное Советом директоров ОАО «Россети» (Протокол №138 от 23.10.2013г);
- Общие технические требования к ПС 330-750 кВ нового поколения, утверждены ОАО «ФСК ЕЭС» 08.01.2004;
- Общие технические требования к воздушным линиям электропередачи 110-750 кВ нового поколения, утверждены ОАО «ФСК ЕЭС» 16.02.2005;
- «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» СТО 56947007-29.240.10.028-2009;
- Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, утверждено 14 июля 2006 года (Протокол № 96 заседания Наблюдательного совета НП «АТС»);
- 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;
- 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;
- 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;

- Стратегия создания/модернизации систем учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии в сетях РСК, от 28.12.2007г. № 364р/469р;
- Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.007-2008 «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем»;
- Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»;
- Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций, утверждено Правлением ОАО РАО «ЕЭС России» 21.01.2008 г., № 1805пр;
- О введении в действие Положения об аттестации оборудования, технологий, материалов в ОАО «ФСК ЕЭС», от 10.06.2008г. №199р/171р;
- Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС»СТО 56947007-29.240.55.016-2008 «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ»;
- Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС»СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС);
- Принципы распределения функций технологического управления и ведения объектами диспетчеризации, совместно утверждены ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «СО ЕЭС» 28.07.2009 г.;
- Типовое соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и МРСК в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России, от 20.10.2010г;
- Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.30.047-2010;
- Типовые технические требования к организации обмена информацией с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями РСК, утвержденные ОАО «Холдинг МРСК» совместно с ОАО «СО ЕЭС» 19.03.2010;
- Типовая программа модернизации и расширения системы сбора и передачи информации на подстанциях МРСК, утвержденная ОАО «Холдинг МРСК» совместно с ОАО «СО ЕЭС» 19.03.2010;
- Стратегия создания/модернизации систем учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии в сетях ДЗО ОАО «Холдинг МРСК» (утверждена на заседании Правления ОАО «Холдинг МРСК» от

30.03.2010 г.);

- Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.043-2010 «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов»;
- Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства»;
- Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.95-049-2010 «Нормы проектирования поверхностных фундаментов для опор ВЛ и ПС»;
- Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.95-050-2010 «Нормы проектирования фундаментов из винтовых свай»;
- Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.95-051-2010 «Нормы проектирования фундаментов из стальных свай-оболочек и буронабивных свай большого диаметра»;
- Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.060.20.071-2011 «Силовые кабельные линии напряжением 110-500 кВ. Условия создания. Нормы и требования»;
- Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.060.20.072-2011 «Силовые кабельные линии напряжением 110-500 кВ. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»;
- Типовой Стандарт о технической политике по учету электроэнергии в распределительном комплексе ДЗО ОАО «Холдинг МРСК», от 25.08.2011 года № 110пр.;
- Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.005-2011 «Правила переключений в электроустановках»;
- Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ»;
- Соглашение № СДУ-9/2010 о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «МОЭСК» в целях обеспечения надежного функционирования ЕЭС России», утверждено ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «МОЭСК» 01.02.2011г.;
- Целевая модель оперативно-технологического управления ОАО «Московская объединенная электросетевая компания», утвержденная 08.07.2011г. ОАО «МОЭСК» и согласованная с ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК»;
- 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»;
- Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.126-2012 «Типовой

порядок организации и проведения метрологического обеспечения информационно-измерительных систем в ОАО «ФСК ЕЭС»;

- Порядок и методика проведения аттестации оборудования, технологий, материалов и систем в электросетевом комплексе, утверждены совместным приказом ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК» от 20.08.2012 №484/401;
- Концепция АСТУ ОАО «ФСК ЕЭС».

Приказы Рослесхоза:

- Об утверждении Особенностей использования, охраны, защиты, воспроизводства лесов, расположенных в водоохранных зонах, лесов, выполняющих функции защиты природных и иных объектов, ценных лесов, а также лесов, расположенных на особо защитных участках лесов, от 14.12.2010 г. №485
- Правила использования лесов для строительства, реконструкции, эксплуатации линейных объектов, утвержденные Приказом Рослесхоза от 10 июня 2011 г. № 223, зарегистрированные в Министерстве Юстиции РФ от 03 августа 2011 г. № 21533.

Термины и определения

За основу терминов и определений, использованных в настоящих Методических указаниях, приняты термины и определения, аналогичные приведённым в Правилах устройства электроустановок (седьмое издание), утверждённых Приказом Минэнерго РФ от 08.07.2002г. № 204, и СТО 17330282.27.010.001-2008 (ОАО «РАО ЕЭС России»).

Адаптивность – способность электрической сети обеспечивать функционирование во всех точках присоединения потребителей при исключении из работы одного (нескольких) элементов сети.

Безопасность продукции, процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации (далее - безопасность)– способность технического объекта обеспечить защиту человека, природной среды и собственности (материальных ценностей) от опасных воздействий, которые могут возникнуть при нормальной эксплуатации и технологических нарушениях на этом объекте.

Граница балансовой принадлежности– линия раздела объектов электросетевого хозяйства между владельцами по признаку собственности или владения на ином законном основании.

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.

Диспетчерское управление– организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики или энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра или путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние указанных объектов с использованием средств телеуправления из диспетчерского центра.

Диспетчерское ведение – организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики или энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии изменяются только с разрешения соответствующего диспетчерского центра.

Диспетчерский персонал – работники диспетчерского центра, уполномоченные субъектом оперативно – диспетчерского управления в электроэнергетике от имени диспетчерского центра осуществлять процедуры диспетчерского управления и диспетчерского ведения.

Качество функционирования сети–возможность ведения (установления) режимов сети, обеспечивающих поддержание задаваемых оптимальных уровней напряжения и контроля во всех точках приема и отпуска объемов электроэнергии, уровня потерь, обеспечения требований по оптимальной плотности тока.

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

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.

Международный стандарт– стандарт, принятый международной организацией (например, МЭК).

Необслуживаемый объект – объект, для которого проведение технического обслуживания не предусмотрено нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией.

Новое строительство – строительство электросетевых объектов в целях создания новых производственных мощностей, осуществляемое на вновь отведенных земельных участках до полного завершения строительства и ввода в

действие всего объекта на полную мощность. К новому строительству относится строительство на новой площадке объекта взамен ликвидируемого.

Нормативный документ– документ, устанавливающий правила, общие принципы или требования, касающиеся определенных видов деятельности или их результатов.

Объект малой генерации **–** генерирующая установка, по мощности не удовлетворяющая критериям субъекта оптового рынка электрической энергии (мощности).

Оперативный персонал – работники территориальной сетевой организации (диспетчеры ЦУС, ПО (ПЭС), РЭС, дежурный персонал подстанции или персонал оперативно – выездной бригады), уполномоченные ею на осуществление действий по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электросетевого хозяйства, подтверждение возможности такого изменения, а также координацию этих действий.

Пилотный проект – инвестиционный проект, в составе которого предусмотрено применение инновационных технических решений (новой техники, систем управления, защиты и диагностики), с целью их апробации на практике с последующим тиражированием.

Повышение энергетической эффективности – деятельность, направленная на экономию первичного энергетического ресурса, снижение энергоемкости технологических процессов.

Положение ОАО «Россети» о Единой технической политике.– совокупность технических требований, управленческих и организационных мероприятий на ближайшую и среднесрочную перспективу, направленных на повышение эффективности, технического уровня и безопасности электрических сетей дочерних и зависимых обществ (далее ДЗО) ОАО «ЕЭС ФСК» и ОАО «Холдинг МРСК», при которой техническая Политика реализуется посредством методов корпоративного управления в рамках действующего законодательства Российской Федерации.

Потребители электрической энергии – лица, приобретающие электрическую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд.

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

Расширение– строительство отдельных частей электросетевых объектов на территории действующих объектов или примыкающих к ним площадок, не

предусмотренных первоначальным проектом, в целях создания или присоединения дополнительных мощностей.

Реконструкция– комплекс работ на действующих объектах электрических сетей по их переустройству (строительству взамен) в целях повышения технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды.

Свод правил– документ в области стандартизации, в котором содержатся технические правила и (или) описание процессов проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации продукции и который применяется на добровольной основе в целях соблюдения требований технических регламентов.

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

Система управления рисками – совокупность процессов, методик, информационных систем, направленных на достижение целей и задач управления рисками последствий от опасных воздействий на электрическую сеть.

Стандарт– документ, в котором в целях добровольного многократного использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления и характеристики процессов проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг. Стандарт также может содержать правила и методы исследований (испытаний) и измерений, правила отбора образцов, требования к терминологии, символике, упаковке, маркировке или этикеткам и правилам их нанесения.

Строительство – предусматривает новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение электросетевых объектов.

Техническая политика – совокупность технических требований, решений, управленческих и организационных мероприятий на ближайшую и среднесрочную перспективу, направленных на повышение эффективности, технического уровня и безопасности электрических сетей на основе передовых, инновационных технических решений и технологий.

Технический регламент – документ, который принят международным договором РФ, ратифицированным в порядке, установленном законодательством РФ, или межправительственным соглашением, заключенным в порядке, установленном законодательством РФ, или

федеральным законом, или указом Президента РФ, или постановлением Правительства РФ, 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).

Технический уровень – система показателей, характеризующая качество функционирования (надёжность, безопасность, живучесть) и технико-экономические параметры электросетевых объектов (электрооборудования, конструкций и материалов).

Техническое перевооружение – комплекс работ на действующих электросетевых объектах, направленный на повышение их технико-экономического уровня. Состоит в замене морально и физически устаревшего оборудования, конструкций и материалов, механизации работ, внедрении современных средств управления производственным процессом при сохранении основных строительных решений в пределах ранее выделенных земельных участков.

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.

Технологически особый потребитель **-** потребитель, для которого кратковременные (в десятые доли секунды и менее) нарушения электроснабжения приводят к необходимости прекращения технологических процессов, на восстановление которых требуются значительные временные и ресурсные затраты. Для потребителя, имеющего такие свойства и установки значительной мощности, должны применяться источники гарантированного питания.

Технологическое ведение – подтверждение возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электросетевого хозяйства, осуществляемое оперативным персоналом.

Технологическое управление – выполняемые оперативным персоналом координация действий по изменению технологического режима работы или

эксплуатационного состояния объектов электросетевого хозяйства и (или) сами действия с использованием средств телеуправления или непосредственно на объектах электросетевого хозяйства, исключая случаи, когда эти действия выполняются по диспетчерской команде или координируются оперативным персоналом.

Точка присоединения к электрической сети- место физического соединения электрической установки потребителя услуг с электрической сетью сетевой организации.

Услуги по распределению электроэнергии - комплекс организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих распределение электроэнергии через технические устройства электрических сетей в соответствии с техническими регламентами.

Центр питания (ЦП) – понизительная подстанция напряжением 35-110 (220-500)/6-20 кВ либо электростанция, к РУ 6-20 кВ которой присоединены распределительные сети данного района;

Центр питания, имеющий ограничения для технологического присоединения – центр питания, для которого отсутствует техническая возможность технологического присоединения в соответствии с критериями, определенными Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 861.

Центр управления сетями (ЦУС) – структурное подразделение сетевой компании, осуществляющее функции технологического управления и ведения в отношении объектов электросетевого хозяйства, входящих в её эксплуатационную зону.

Электрическая сеть – совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определённой территории.

Энергетическое обследование – сбор, обработка, анализ информации об использовании энергетических ресурсов в целях получения достоверной информации об использовании энергетических ресурсов, о показателях энергетической эффективности, выявления потенциала, возможностей энергосбережения и повышения энергетической эффективности с отражением полученных результатов в энергетическом паспорте.

CIM – *Common Information Model* – общая информационная модель энергосистемы, описывающая компоненты энергосистемы и связи между ними с использованием объектно-ориентированной терминологии, которая построена в соответствии с требованиями международных стандартов МЭК 61968 и МЭК 61970.

ERP – *Enterprise Resource Planning System*– интегрированная система планирования ресурсов предприятия, построенная на основе единого стандартизованного информационного пространства предприятия.

FACTS – Flexible Alternating Current Transmission Systems– гибкие системы

передачи электроэнергии переменного тока, служащие для повышения пропускной способности линий электропередач; обеспечения устойчивой работы энергосистемы при различных возмущениях; обеспечения заданного (принудительного) распределения мощности в электрических сетях в соответствии с требованиями диспетчера; повышения надежности энергоснабжения потребителей; снижения потерь в электрических сетях; решения задачи по превращению электрической сети из «пассивного» устройства транспорта электроэнергии в «активный» элемент управления режимами работы.

Перечень сокращений:

ААС **–** активно-адаптивная сеть**;**
АБ– аккумуляторная батарея;
АБП - агрегат бесперебойного питания;
АВР– автоматический ввод резервного питания;
АДВ– автоматическая дозировка управляющих воздействий;
АИИС КУЭ– автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии;
АИИС УЭ– автоматизированная информационно-измерительная система учета электроэнергии в распределительных сетях**;**
АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;
АИС– автоматизированная информационная система учета**;**
АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования;
АПВ – автоматическое повторное включение;
АПНУ– автоматика для предотвращения нарушения устойчивости;
АПТС – аварийно-предупредительная телесигнализация;
АРМ – автоматизированное рабочее место;
АРНТ – автоматический регулятор напряжения трансформатора;
АРЧМ – система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности;
АС – автоматизированная система;
АСДТУ – автоматизированная система диспетчерско-технологического управления;
АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления;
АСК – асинхронизированный компенсатор реактивной мощности;
АСПТУ – автоматизированная система производственно-технического управления;
АСР– автоматическая система регулирования;
АСТУ – автоматизированная система технологического управления;
АСУ – автоматизированная система управления;
АСУТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;
АУСОНП–автоматика управления селективным отключением нагрузки потребителей;
АЧР – автоматика частотной разгрузки;
БД **–** база данных;
БКТП **–** блочная комплектная трансформаторная подстанция;
БМКТП **–** быстромонтируемая комплектная трансформаторная подстанция;
БП **–** бизнес процесс;
БСК – батарея статических конденсаторов;
ВДТ – вольтодобавочный трансформатор;
ВКС **–** Высоковольтные кабельные сети – филиал ОАО «МОЭСК»;

ВЛ– воздушная линия электропередачи;
ВЛИ – ВЛ с изолированными самонесущими проводами;
ВЛЗ – ВЛ с защищенными проводами;
ВН – высокое напряжение;
ВОК – волоконно-оптический кабель;
ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи;
ВРГ – выпрямительная реакторная группа;
ВЧ – высокочастотные каналы связи;
ВЭл – выкатной элемент;
ВЭС – Восточные электрические сети – филиал ОАО «МОЭСК»;
ГБП – граница балансовой принадлежности;
ГК – генерирующая компания;
ГЛОНАСС – глобальная навигационная спутниковая система (российский аналог GPS)
ГНБ – горизонтально - направленное бурение;
ДГР – дугогасящий реактор;
ДА – дугогасящий агрегат;
ДЗЛ –дистанционная защита линии;
ДЗО –дочернее зависимое общество;
ДЗР –дифференциальная защита реактора;
ДЗТ –дифференциальная защита трансформатора;
ДЗШ –дифференциальная защита шин;
ДП ЦСЗ –директивное письмо центральной службы защиты;
ДФЗ –дифференциально-фазная защита;
ДЦ –диспетчерский центр;
ЕНЭС – единая национальная (общероссийская) электрическая сеть;
ЕТСС – единая технологическая сеть связи;
ЕТССЭ – единая технологическая сеть связи электроэнергетики;
ЕЦССЭ – единая цифровая сеть связи электроэнергетики;
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
ЗТП – закрытая трансформаторная подстанция;
ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;
ЗУ – заземляющее устройство;
ЗЭС – Западные электрические сети – филиал ОАО «МОЭСК»;
ИА – исполнительный аппарат компании;
ИВКЭ – информационно-вычислительный комплекс электроустановок;
ИИК – информационно-измерительный комплекс;
ИРМ – источник реактивной мощности;
ИУ – исполнительное устройство;
ИЭУ – «интеллектуальное» электронное устройство;
КА – коммутационный аппарат;
КВ – короткие волны;

КВЛ – кабельно-воздушная линия электропередачи;
КЗ– короткое замыкание;
КИСУ – корпоративная информационная система управления;
КЛ – кабельная линия электропередачи;
КЛС – кабельная линия связи;
КНС **–** канализационно-насосная станция;
КП **–** контролируемый пункт;
КПР **–** устройство контроля предшествующего режима;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
КСО – камера сборная одностороннего обслуживания;
КСПД – корпоративная сеть передачи данных;
КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
КТПН **–** комплектная трансформаторная подстанция наружной установки;
КТС **–** квартальная тепловая станция;
КШЗ **–** комплект штанг для заземления воздушных линий с поверхности земли;
КЭ **–** качество электрической энергии;
ЛВС – локальная вычислительная сеть;
ЛЭП – линия электропередачи;
МКС **–** Московские кабельные сети – филиал ОАО «МОЭСК»;
МНЗ **–** максимальная направленная защита;
МО **–** метрологическое обеспечение;
МП **–** микропроцессорные (средства, системы, устройства);
МРСК – межрегиональная распределительная сетевая компания;
МТЗ **–** максимальная токовая защита;
МУ **–**методические указания;
МТП – мачтовая трансформаторная подстанция;
МЭК – международная электротехническая комиссия;
НИОКР – научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
НН – низкое напряжение (0,22-0,4 кВ);
НП АТС **–** некоммерческое партнерство "Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии Единой энергетической системы" (НП "АТС");
НПБ **–**нормы пожарной безопасности;
НСИ **–** нормативно-справочная информация;
НТД – нормативно-технический документ;
НТС – научно-технический совет;
ОАО «МОЭСК» **–** открытое акционерное общество «Московская объединенная электросетевая компания»;
ОАО «РАО ЕЭС России» **–** ОАО «Российское акционерное общество единой энергетической системы России»;
ОАО «Россети» **–** открытое акционерное общество «Российские сети»;

ОАО «СО ЕЭС» **–** ОАО «Системный оператор единой энергетической системы России»;

ОАО «ФСК ЕЭС» **–** ОАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы России»;

ОАО «Холдинг МРСК» **–** ОАО «Холдинг Межрегиональных распределительных сетевых компаний»;

ОВ – обходной выключатель;

ОВБ – оперативно-выездная бригада;

ОГК – оптовая генерирующая компания;

ОД – отделитель;

ОДГ – оперативно-диспетчерская группа;

ОДУ – Объединённое диспетчерское управление – филиал ОАО «СО ЕЭС»;

ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;

ОИК – оперативно-информационный комплекс;

ОМП –определение места повреждения;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОРЭ (ОРЭМ)– оптовый рынок электроэнергии (мощности);

ОС **–** очистные сооружения;

ОТУ – оперативно-технологическое управление;

ОЭС – Объединенная энергосистема;

ПА – противоаварийная автоматика;

ПАК – программно-аппаратный комплекс;

ПАУ – автоматическое противоаварийное управление;

ПБВ **–** переключатель ответвлений без возбуждения;

ПКЛ **–** питающая кабельная линия (отходящая от ЦП);

ПКЭ **–** показатели качества электрической энергии;

ПО **–** пусковые органы;

ПП **–** переходной пункт;

ПС – подстанция;

ПТК (ПТС) **–** программно-технический комплекс (средства);

ПТЭ **–** правила технической эксплуатации;

ПУ **–** пункт управления;

ПУЭ **–** правила устройства электроустановок;

ПЭС **–** предприятие электрических сетей;

РАС– регистрация аварийных событий и процессов;

РВ **–** разрядник вентильный;

РД **–** руководящий документ;

РДП **–** районный диспетчерский пункт;

РДУ– Региональное диспетчерское управление – филиал ОАО «СО ЕЭС»;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РКЛ – распределительная кабельная линия (отходящая от РП, РТП, СП, ТП);

РКУ – расчетные климатические условия;
РКС – районная канализационная станция;
РП – распределительный пункт;
РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;
РРЛ – радио-релейная линия связи;
РРТП – расширение, реконструкция и техническое перевооружение;
РРЭ – розничный рынок электроэнергии;
РС – распределительная электрическая сеть;
РСК – региональная сетевая компания;
РТП – распределительная трансформаторная подстанция;
РТС – районная тепловая станция;
РУ – распределительное устройство;
РЭС – район электрических сетей;
САПР– система автоматизированного проектирования;
САУ НРМ – система автоматического управления напряжением и реактивной мощностью;
СВ – секционный выключатель;
СЕВ(СОЕВ) – система (обеспечения) единого времени;
СИ – средство измерения;
СИП – самонесущий изолированный провод;
СМиУКЭ – система мониторинга и управления качеством электроэнергии;
СМР – строительно-монтажные работы;
СанПиН– санитарно-эпидемиологические правила и нормативы;
СНиП – строительные нормы и правила;
СОПТ – система оперативного постоянного тока;
СП – соединительный пункт;
ССП – сетевой секционирующий пункт;
ССПИ – система сбора и передачи информации (оперативной);
ССПТИ – система сбора и передачи технологической информации (неоперативной);
СТАТКОМ – статический компенсатор реактивной мощности;
СТК – статический тиристорный компенсатор;
СТО – стандарт организации;
СТП – столбовая трансформаторная подстанция;
ССП – сетевой секционирующий пункт;
СУ – система управления;
СУБД – система управления базой данных;
СУЭРК – система учета электроэнергии и расчета с контрагентами;
СЦИ – система синхронной цифровой иерархии;
СЭ – сетевые элементы;
СЭС – Северные электрические сети – филиал ОАО «МОЭСК»;
СЭТО– силовое электротехническое оборудование;

ТАПВ – трехфазное автоматическое повторное включение;
ТИ – телеинформация;
ТКЗ – ток короткого замыкания;
ТМ – телемеханика;
ТН – измерительный трансформатор напряжения;
ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;
ТП – трансформаторная подстанция напряжением 6-35/0,4 кВ;
ТРГ – тиристорная реакторная группа;
ТС – телесигнализация;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТСПД – технологическая сеть передачи данных;
ТСС – тактовая сетевая синхронизация;
ТТ– измерительный трансформатор тока;
ТТНП – трансформатор тока нулевой последовательности;
ТУ – технические условия;
ТЭО – технико-экономическое обоснование;
УБП – устройство бесперебойного электропитания;
УВ – управляющие воздействия;
УЗИП – устройство защиты от импульсных перенапряжений;
УКВ – ультракороткие волны (радиоволны);
УПАСК – устройство передачи аварийных сигналов и команд;
УПАТС –учрежденческо-производственная автоматическая телефонная станция;
УРОВ **–** устройство резервирования отказа выключателей;
УСЗ **–** устройство сигнализации замыкания на землю;
УСО– устройство связи с объектом;
УСПД– устройство подготовки и передачи данных;
УТМ КП **–** устройства телемеханики контролируемых пунктов;
УТМ ПУ **–** устройства телемеханики пунктов управления;
УШР **–** управляемый шунтирующий реактор;
ФОЛ (ФОТ)– устройство фиксации отключения линии (трансформатора);
ЦИТ– цифровой измерительный трансформатор;
ЦП – центр питания;
ЦППС – центральное приемно-передающее устройство;
ЦПС – «цифровая» подстанция;
ЦСПА – централизованная система противоаварийной автоматики;
ЦСОД – центр сбора и обработки данных;
ЦТП – центральный теплофикационный пункт;
ЦУС – центр управления сетями;
ЦЭС **–** Центральные электрические сети – филиал ОАО «МОЭСК»;
ЧАПВ– устройство частотного автоматического повторного включения;
ЧДА – частотная делительная автоматика;

ШР – шунтирующий реактор;
ШРОТ – шкаф распределения оперативного тока;
ШСВ – шинно-соединительный выключатель;
ЩСН – щит собственных нужд;
ЩПТ – щит постоянного тока;
ЩУ – щит управления;
ЭМС – электромагнитная совместимость;
ЭС (ЭЭС) – энергосистема (электроэнергетическая система);
ЭСК – электросетевой комплекс;
ЮЭС – Южные электрические сети – филиал ОАО «МОЭСК»;
CIM– Common Information Model – общая информационная модель;
ERP **–** Enterprise Resource Planning System– Интегрированная система планирования ресурсов предприятия;
FACTS– Flexible Alternating Current Transmission Systems – гибкие системы передачи электроэнергии переменного тока;
GPS–Global Positioning System– глобальная навигационная спутниковая система (США);
KVM – keyboard video mouse - переключатель клавиатуры, монитора и мыши;
SCADA– Supervisory Control and Data Acquisition–диспетчерское управление и сбор данных;
SOA– Service Oriented Architecture– сервисно-ориентированная архитектура программно-технических комплексов.

Для обозначения **обязательности** выполнения технических требований и решений в настоящих Методических указаниях применяются понятия ***«должен»***, ***«следует»***, ***«необходимо»***, ***«предусматривается»*** и производные от них.

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

Понятие ***«допускается»*** означает, что данное требование или решение применяется в виде исключения, как вынужденное (вследствие стесненных условий, ограниченных ресурсов и т. п.).

Понятие ***«рекомендуется»*** означает, что данное решение является одним из лучших, но не обязательным.

Все значения величин, приведенные в Методических указаниях с предлогами ***«от»***и ***«до»***, следует понимать ***«включительно»***.

Раздел 1. Анализ текущего состояния электрических сетей. Актуальные проблемы эксплуатации и развития электросетевого комплекса

1.1. Анализ текущего состояния и перспектив развития электрических сетей ОАО «МОЭСК»

Устойчивый рост потребления электрической энергии в условиях дефицита инвестиционных ресурсов на развитие электроэнергетики вынуждает особенно тщательно оценивать существующие и перспективные производственные возможности ОАО «МОЭСК», а также определять реальные масштабы необходимой реконструкции и развития.

В настоящее время в Московском регионе темпы роста электропотребления по сравнению с докризисным периодом значительно снизились. Так, если в 2007 г. рост электропотребления по сравнению с предыдущим годом составлял 3,4%, в 2008 г. - 3,2 %, то в 2009 г. снизился по сравнению с предыдущим годом на 2,0 %. В последующие периоды, в связи с начавшимся выходом страны из кризиса, наблюдается прирост электропотребления. Так, в 2010 г. электропотребление выросло по сравнению с предыдущим годом на 4,0 %, в 2011 г. - на 0,8%. В 2012 году отпуск в сети ОАО «МОЭСК» был выше уровня 2011 года на 3,3% и составил 83,9 млрд кВтч.

Развитие Московского региона предполагает, с одной стороны, реализацию различных энергоемких проектов (например, инновационный наукоград Сколково), а с другой стороны - снижение электропотребления за счет выполнения мероприятий по энергосбережению согласно принятой политике энергосбережения (закон РФ от 23.11.2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности").

Анализ существующей динамики электропотребления, перспективных планов развития региона и выполнения мероприятий по энергосбережению позволяет прогнозировать прирост электропотребления на ближайшие 5 лет около 2,0 % в год. При этом структура потребления изменится незначительно и будет определяться умеренными темпами развития промышленных производств, а также ростом потребления электроэнергии в домашних хозяйствах и сфере услуг.

Рост потребления в промышленном секторе экономики Московского региона ожидается на уровне 1,5 % в год и обусловлен ростом промышленного производства, увеличением объема строительных работ, развитием транспорта и т.д.

В непромышленном секторе рост электропотребления ожидается на уровне 2,0% в год и связан с ростом числа коммерческих, финансовых и общественных учреждений, оснащением их современной техникой.

Ожидается рост электропотребления и в сельском хозяйстве - около 1,6 %.

В домашних хозяйствах и сфере услуг рост электропотребления составит 2,2 % и обусловлен как ростом численности населения, так и объемами жилищного строительства. Прогнозируется рост удельных показателей электропотребления в домашних хозяйствах и сфере услуг с приближением к показателям развитых стран (2800-4200 кВтч/чел.). В настоящее время в целом по Московскому региону удельные показатели электропотребления в домашних хозяйствах и сфере услуг составляют 2300 кВтч/чел, при 1800 кВтч/чел. по России в целом.

В ближайшие 10-15 лет рост потребления электроэнергии будет определяться умеренными темпами развития отраслей промышленности, ростом потребления электроэнергии в коммунальном и бытовом секторах. Рост потребления в непромышленной сфере ожидается вследствие роста числа коммерческих, финансовых и общественных учреждений, оснащения их различного рода техникой; в бытовой сфере - вследствие насыщения квартир изделиями бытовой электротехники и увеличения размеров жилья.

Общая территория обслуживания ОАО «МОЭСК» составляет 46 892 кв.км. Электричеством, поставляемым Компанией, пользуются свыше 17 млн. человек – более 96% потребителей г. Москвы и 95% Московской области.

В энергохозяйстве ОАО «МОЭСК» 608 высоковольтных питающих центров напряжением 35-220 кВ суммарной трансформаторной мощностью 46,1 ГВА, более 15,5 тыс. км линий электропередачи 35–220 кВ; более 1,4 тыс. км высоковольтных кабельных линий напряжением 35-220 кВ, 119,6 тыс. км распределительных электрических сетей, более 29,2 тысяч распределительных пунктов и трансформаторных подстанций.

Основными «узкими местами» электрической сети 110 (35) кВ и выше ОАО «МОЭСК» являются:

- повышенная загрузка ряда кабельных и воздушных линий электропередачи и трансформаторов сети 220-110 кВ, что вызывает ограничение технологического присоединения новых потребителей к электрической сети Московской энергосистемы;
- возникновение перегрузок в сетях всех напряжений при отключении элементов сети 500 кВ;
- большие величины токов короткого замыкания и недостаточная отключающая способность выключателей 220 и 110 кВ, необходимость применения различных мероприятий по их ограничению, в частности секционирования и разрыва электрической сети, приводящих к снижению надежности электроснабжения потребителей;

- регулирование напряжения в сети Московской энергосистемы затруднено по причине недостаточности и низкой эффективности средств управления и компенсации реактивной мощности на напряжении 110-220 кВ;
- на большинстве подстанций Московского региона до сих пор находится в работе оборудование, выработавшее нормативный срок;
- необходимость применения компактного исполнения объектов электрических сетей вследствие высокой стоимости земли.

Основная часть подстанций 35-220 кВ (97,2%) построена с двумя и более силовыми трансформаторами. На подстанциях 35-220 кВ большая часть установленных трансформаторов (75,1%) снабжены устройствами регулирования напряжения под нагрузкой, из них 80% оборудованы блоками автоматического управления.

Продолжительность эксплуатации трансформаторного парка подстанций ОАО «МОЭСК» высшим напряжением 35-110-220 кВ по состоянию на начало 2013 г. характеризуется табл. 2.1.

Таблица 2.1.

Номи-нальное напряже-ние	Всего трансформаторов		Установленная трансформаторная мощность со сроком службы более 25 лет				
	Установл. мощность ,МВА	Кол-во, шт		Установл. мощность ,МВА	%	Кол-во, шт.	%
220 кВ	17911,5	97	более 25 лет	4904	27	32	33
			в т.ч. 25-29 лет	1977	12,9	13	13,4
			30-39 лет	2677	17,4	16	16,5
			40-49 лет	250	1,6	2	2,1
			более 50 лет	90	0,6	1	1
110 кВ	26138,2	802	более 25 лет	17739,1	64,8	577	71,9
			в т.ч. 25-29 лет	3611,3	13,2	108	13,5
			30-39 лет	8562,2	31,3	264	32,9
			40-49 лет	3839	14	140	17,5
			более 50 лет	1726,6	6,3	65	8,1
35 кВ	2023,6	459	более 25 лет	1556,78	76,8	383	83,4
			в т.ч. 25-29 лет	95,2	4,7	26	5,7
			30-39 лет	440,4	21,7	92	20
			40-49 лет	595,1	29,3	132	28,8
			более 50 лет	426,08	21	133	29

Продолжительность эксплуатации линий электропередач ОАО «МОЭСК» высшим напряжением 35-110-220 кВ по состоянию на начало 2013 г. характеризуется табл. 2.2.

Таблица 2.2.

Название сетей	Номинальное напряжение	Общая протяжен-ность ЛЭП (км)	Протяженность ЛЭП со сроком службы более 40 лет		
				км	%
ВЛ	220 кВ	1467,5	Итого:	1012,68	69
			в т.ч. 40-50 лет	260,15	17,7
			50-60 лет	432,99	29,5
			60-70 лет	185,29	12,6
			более 70 лет	134,24	9,1
	110 кВ	9834,8	Итого:	6114,3	62,2
			в т.ч. 40-50 лет	2230,5	22,7
			50-60 лет	1999,7	20,3
			60-70 лет	559,6	5,7
			более 70 лет	1324,5	13,5
	35 кВ	4236,8	Итого:	2689,6	63,5
			в т.ч. 40-50 лет	691,3	16,3
			50-60 лет	785,9	18,6
			60-70 лет	947,8	22,4
			более 70 лет	264,6	6,2
КЛ	220 кВ	334,33	Итого:	52,65	15,7
			в т.ч. 40-50 лет	0,5	0,1
			50-60 лет	52,15	15,6
			60-70 лет	-	-
			более 70 лет	-	-
	110 кВ	711,849	Итого:	50,62	7,1
			в т.ч. 40-50 лет	4,8	0,7
			50-60 лет	45,82	6,4
			60-70 лет	-	-
			более 70 лет	-	-
	35 кВ	166,5	Итого:	-	-
			в т.ч. 40-50 лет	-	-
			50-60 лет	--	-
			60-70 лет	-	-
			более 70 лет	-	-

По условиям физического износа ВЛ на металлических и железобетонных опорах до настоящего времена практически не ликвидировались за исключением случаев изменения трассы или переустройства ВЛ по градостроительным и др. требованиям.

В 2013 г. 55% питающих центров имеют ограничения для технологического присоединения потребителей, что не обеспечивает в полном объеме развитие электросетевого комплекса для удовлетворения потребностей в электрической энергии.

По состоянию на 2013 г. по данным ОАО «МОЭСК» по причинам перегрузки ЛЭП 35-110-220 кВ, трансформаторов и автотрасформаторов в нормальных и аварийных режимах на подстанциях Москвы и Московской области отсутствует возможность технологического присоединения нагрузок новых потребителей на 461 подстанции напряжением 35-110-220 кВ. Из них: в Восточных сетях – 126 ПС, Западных – 74 ПС, Северных – 96 ПС, Центральных – 80 ПС, Южных – 85 ПС.

Одной из основных проблем функционирования электрической сети ОАО «МОЭСК» являются высокие значения токов короткого замыкания (ТКЗ). В настоящее время наибольшая величина ТКЗ в сети 110 и 220 кВ наблюдается на шинах подстанций и электростанций, расположенных на территории г. Москвы и ближайшего Подмосковья. В качестве основного мероприятия по ограничению ТКЗ в Московской энергосистеме применяется секционирование (деление) сети 110 и 220 кВ. Однако в отдельных узлах сети напряжением 110-220 кВ возникла необходимость или ограничивать токи КЗ, или устанавливать аппаратуру с термической стойкостью и коммутационной способностью 50-63 кА.

На подстанциях электрических сетей ОАО «МОЭСК» по состоянию на начало 2011 г. установлено 339 выключателей на напряжении 220 кВ и 1967 – на напряжении 110 кВ. В их числе срок службы 145 выключателей 220 кВ и 586 выключателей 110 кВ составляет 26 лет и более.

В настоящее время требуется проведение планомерной замены старых масляных и воздушных выключателей на современные элегазовые, что связано не только со старением коммутационного оборудования, но и с необходимостью повышения отключающей способности выключателей.

1.2. Состояние организационной структуры ОАО «МОЭСК»

В 2007 году в ОАО «МОЭСК» проводились мероприятия по изменению организационной структуры с целью укрупнения филиалов. 29 декабря 2007 года Компанией учреждены и зарегистрированы 3 дочерних общества со 100% участием ОАО «МОЭСК»:

- ОАО «Москабельсетьмонтаж»;
- ОАО «Москабельэнергоремонт»;
- ОАО «Завод по ремонту электротехнического оборудования».

29 февраля 2008 года Советом директоров ОАО «РАО «ЕЭС России» принято решение о формировании межрегиональной распределительной сетевой компании Москвы и Московской области на базе ОАО «МОЭСК» в форме реорганизации путем присоединения ОАО «МГЭсК» к ОАО «МОЭСК».

30 июня 2008 года ОАО «МОЭСК» было реорганизовано путем присоединения ОАО «МГЭсК». В результате была сформирована единая операционная компания на базе электросетевых активов г. Москвы и Московской области, что предоставило реорганизованному Обществу ряд существенных преимуществ:

– повышение управляемости электросетевых объектов;
– создание единого баланса электрической энергии на территории региона;
– создание единого центра ответственности;
– консолидирование программ перспективного развития.

Таким образом, с 2013 года в результате реформирования в структуре компании имеются 8 филиалов:

- Центральные электрические сети (ЦЭС),
- Южные электрические сети (ЮЭС),
- Восточные электрические сети (ВЭС),
- Северные электрические сети (СЭС),
- Западные электрические сети (ЗЭС),
- Высоковольтные кабельные сети (ВКС),
- Московские кабельные сети (МКС),
- Энергоучет.

Кроме того, в состав компании входят 4 дочерние компании ОАО «Завод РЭТО», ОАО «МКСМ», ОАО «МКЭР» и ОАО «Энергоцентр».

1.3. Анализ состояния объектов и оборудования электросетевого комплекса ОАО «МОЭСК»

1). Подстанции 35-220 кВ

В настоящее время в ЭСК ОАО «МОЭСК» входят 608 подстанций напряжением 35-220 кВ с общей трансформаторной мощностью 46 073,3 МВА, в том числе:

- 45 подстанций 220 кВ мощностью 17 911,5 МВА;
- 354 подстанции 110 кВ мощностью 26 138,2 МВА;
- 209 подстанций 35 кВ мощностью 2 023,6 МВА.

Из общего количества 69,8 % подстанций отработали нормативные сроки**.**

Основная часть (97,2%) подстанций 35-220 кВ построена с двумя и более силовыми трансформаторами.

На подстанциях 35-220 кВ большая часть установленных трансформаторов (75,1%) снабжены устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), из них 80% оборудованы блоками автоматического управления.

2). Воздушные линии электропередачи 35-220 кВ

Протяженность воздушных линий электропередачи напряжением 35-220 кВ, принадлежащих ОАО «МОЭСК» в настоящее время составляет 15 539,1км, в том числе:

- ВЛ 220 кВ –1 467,5,1км;
- ВЛ 110 кВ – 9 843,8км;
- ВЛ 35 кВ – 4 236,8 км.

Из общего количества 59,6 % воздушных линий отработали нормативные сроки.

3). Высоковольтные кабельные сети

Протяженность кабельных линий 110 – 220 кВ составляет 863 км.

Доля маслонаполненных кабельных линий - 477 км.

Доля кабельных линий с полиэтиленовой изоляцией за счёт реконструкции и нового строительства увеличилась с 26 % до 45 % (со 191 км до 386 км) от общего объёма высоковольтных кабельных сетей (рост составил 195 км).

4). Релейная защита и автоматика

Современное состояние устройств РЗА в Обществе характеризуется значительной степенью физического и морального износа находящегося в эксплуатации оборудования.

Более 50 % находящегося в эксплуатации оборудования имеет срок службы 25 и более лет и требует замены.

Более 94 % устройств РЗА выполнено на электромеханической элементной базе.

Кабели вторичной коммутации на многих ПС не заменялись с момента включения ПС в эксплуатацию.

Имеются защиты на ответственных присоединениях со сроком службы более 50 лет.

5). Распределительные сети 0,4-20 кВ

Воздушные линии (ВЛ) напряжением 0,38-10 кВ построены по радиальному принципу с использованием, в основном, алюминиевых, неизолированных проводов малых сечений, деревянных и железобетонных опор с механической прочностью не более 27- 35 кН·м.

Исходя из конструктивного исполнения и срока службы ВЛ, по состоянию на 01.01.2010 отработали свой ресурс 16 356 км ВЛ 6-20 кВ и 13 405 км ВЛ 0,38 кВ.

Кабельные сети построены по петлевой схеме или в виде двух лучевых схем с 1-2-трансформаторными подстанциями. В качестве силового

кабеля используется, в основном, кабель с бумажной, пропитанной маслом изоляцией с алюминиевыми жилами.

Трансформаторные подстанции 6-20/0,4 кВ вне мегаполиса (г. Москва) подключены к сетям, как правило, по тупиковой схеме в одно-трансформаторном исполнении. В электрической сети г. Москвы преобладает двухлучевая схема подключения подстанций в двухтрансформаторном исполнении.

Из общего числа подстанций 6-20/0,4 кВ 39 % выполнены в закрытом исполнении.

Продолжается эксплуатация масляных выключателей устаревших конструкций, более 40 % выключателей отработали нормативные сроки службы.

6). Автоматизация и телемеханика электрических сетей

Автоматизация сетей 35-220 кВ и особенно 6-20 кВ находится на относительно низком уровне - около 38% центров питания оснащены телесигнализацией и менее 16% имеют телеуправление.

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

Находящиеся в эксплуатации на ПС 35-220 кВ устройства телемеханики работают 10 и более лет.

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

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

7). Состояние автотранспорта

Механизация ремонтов и технического обслуживания линий электропередачи и подстанций осуществляется с использованием транспортных средств общего назначения, строительных машин и механизмов, в том числе на высокопроходимом шасси, предусмотренных нормативами их комплектования, разработанными ООО «РусЭнергоКонсалт» в 2011г.

Оснащенность специальными самоходными средствами механизации находится в пределах разработанного норматива комплектования, утвержденного приказом ОАО «МОЭСК» от 22.11.2011г. № 848.

Доля машин, находящихся в неудовлетворительном для эксплуатации состоянии, составляет не более 10%; парк машин обновляется в соответствии с планом реновации.

Автомашины повышенной проходимости составляют около 75% от общего числа линейных автомашин и специальных механизмов.

8). Потери электроэнергии при передаче

В электрических сетях ОАО «МОЭСК» за период с 2008 по 2012 годы относительные потери электроэнергии снизились с 11,05 % от отпуска в сеть до 9,63 %. По сравнению с 2011 годом, при росте отпуска в сеть на 3,27%, потери электрической энергии в 2012 году снизились на 327,4 млн кВтч или на 0,38 % от отпуска электроэнергии в сеть и составили 8 369,5 млн кВтч.

Основными факторами сверхнормативных технических потерь являются:

– изношенность электрооборудования;
– использование устаревших видов электрооборудования;
– несоответствие используемого электрооборудования существующим электрическим нагрузкам;
– режимы работы электрических сетей с ненормативными уровнями напряжения и реактивной мощности.

Основными факторами нетехнических потерь являются:

– погрешность измерения, возникающая в результате несоответствия приборов учета классам точности,
– несоответствие трансформаторов тока существующим нагрузкам, нарушения сроков поверки и неисправности приборов учета электроэнергии;
– использование расчетных методов величин отпущенной электроэнергии при отсутствии приборов учета;
– несовершенство методов снятия показаний с приборов учета и выписки квитанций непосредственно абонентами бытового сектора;
– несанкционированный доступ к электрическим сетям.

9). Показатели надежности

Показатели надежности электроснабжения за последние годы снижаются, что обусловлено высоким и постоянно растущим износом электрических сетей.

В сетях 6-20 кВ происходит в среднем до 30 отключений в год в расчете на 100 км воздушных и кабельных линий, в сетях 0,4 кВ - до 100 отключений. 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%), недостатки эксплуатации (6%), посторонние воздействия (16%), невыясненные причины повреждений (28%).

Кабельные линии всех классов напряжения повреждаются из-за дефектов прокладки (до 20%), изношенности силовых кабелей (31%), механических повреждений (30%), заводских дефектов (10%), коррозии (9%).

Увеличивается количество повреждений силовых трансформаторов 35-220 кВ. Более 50% отказов вызвано старением и увлажнением изоляции, повреждениями комплектующих узлов, таких, как переключатели ответвлений, устройства регулирования напряжения и вводы. В свою

очередь, причинами повреждений трансформаторов, устройств регулирования напряжения и вводов являются дефекты конструкций, изготовления, монтажа и ремонта, несоблюдение правил и норм эксплуатации, а также большие токи короткого замыкания, перенапряжение при однофазных замыканиях на землю в сетях 6-35 кВ, ударные токи и перегрузки.

1.4. Первоочередные проблемы электросетевого комплекса ОАО «МОЭСК»

При эксплуатации электрических сетей, находящихся на балансе ОАО «МОЭСК», возникают общие проблемы, решение которых является первоочередной задачей компании, это необходимость в:

- техническом перевооружении и реконструкции электрических сетей, вызванной высокой степенью их износа (около 70%),
- совершенствовании принципов их построения с целью обеспечения требуемой пропускной способности без коренной перестройки на протяжении всего срока их эксплуатации,
- оптимизации процессов функционирования и эксплуатации сетей по уровням напряжения и видам их исполнения,
- повышении наблюдаемости и управляемости процессов передачи и распределения электроэнергии с учетом региональных особенностей.

Существует несоответствие между требованиями потребителей и возможностями ОАО «МОЭСК» в части надежности электроснабжения и обеспечения качества поставляемой потребителям электроэнергии.

Остаются недопустимо высокими фактические (в первую очередь нетехнические) потери электрической энергии в сетях напряжением 0,4 и 6-10 кВ.

Применение в управлении электрическими сетями устройств микропроцессорной техники требует реконструкции заземляющих контуров для обеспечения электромагнитной совместимости.

Увеличение числа потенциальных поставщиков электрооборудования отечественных и зарубежных производителей требует разработки единых технических требований, соответствующих условиям эксплуатации сетей ОАО «МОЭСК», и проведения сертификации (аттестации) продукции, предлагаемой поставщиками.

В то же время, рост количества оборудования, отработавшего нормативные сроки службы, вызывает необходимость ежегодного увеличения затрат на ремонтные работы.

Повышения эффективности электрических сетей можно добиться только путем их модернизации на новой технологической базе с использованием прогрессивных технических решений, новых подходов к планированию и реализации процессов нового строительства, реконструкции

и технического перевооружения, что требует в свою очередь определённых инвестиций.

Перечисленные выше общие проблемы и задачи требуют своего решения на нынешнем этапе существования электросетевого комплекса, что обеспечит формирование электрических сетей нового поколения, соответствующих мировому уровню.

1.5. Прогнозные показатели

В электроэнергетике Московского региона происходят процессы, аналогичные процессам, происходящим в энергетике развитых стран. Потребление электроэнергии растет в среднем на 5-7% в год. Уровень максимальных электрических нагрузок уже превысил уровень 1990 года. Для непромышленного сектора в структуре потребления увеличение идёт еще быстрее.

Несмотря на спад энергопотребления в 2009 году, составивший 6,3% к 2008 году, предполагается, что до 2020 года рост потребления электроэнергии будет определяться ускоренными темпами развития отраслей промышленности, ростом потребления электроэнергии в коммунальном и бытовом секторах вследствие оздоровления экономики после кризисных явлений.

Потребление электроэнергии в промышленных отраслях (в расчете на одного жителя) составит 1,6-2,4 МВт·ч в год.

Ожидаемое потребление электроэнергии в коммерческом секторе будет ежегодно возрастать на 2-3% в год.

Потребление электроэнергии к 2020 году в целом по стране составит 1270,7 млрд. кВт·ч, В результате электрические нагрузки в коммунально-бытовом секторе увеличатся в 1,5- 2 раза. Следует также ожидать значительного роста нагрузок и потребления электроэнергии в сельскохозяйственном производстве.

Таким образом, анализ состояния и перспектив развития электроэнергетики в Московском регионе показывает, что:

– в основных отраслях экономики (строительство, промышленность, предприятия по переработке и хранению сельскохозяйственной продукции и др.) намечается рост потребности в электрической энергии;

– потребление электроэнергии в коммунально-бытовом секторе имеет устойчивую тенденцию роста (около 3-5% ежегодно). К 2020 году ожидается удвоение потребления электроэнергии в коммунально-бытовом секторе с одновременным увеличением электрических нагрузок.

Учитывая техническое состояние и уровень сетевых объектов ОАО «МОЭСК» и прогнозные показатели роста электрических нагрузок и энергопотребления, в предстоящий период необходимо выполнить работы по совершенствованию электрических сетей. В этой связи необходимо:

– разработать схемы развития электрических сетей напряжением 35-220 кВ и электрических сетей напряжением 6-10 кВ и 0,4 кВ с учетом планов развития генерирующих источников региона;

– разработать программы нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения сетей.

В период до 2020 года подлежит восстановлению или замене:

– более 12 тыс. км воздушных и кабельных линий;
– около 50 % силовых трансформаторов на подстанциях 35-220 кВ;
– около 50 % силовых трансформаторов на подстанциях 6-10/0,4 кВ;
– почти 45% масляных выключателей 6-220 кВ;
– более 35 % измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Восстановление сетевых объектов в тех же параметрах с использованием устаревшей элементной базы по экономическим и техническим соображениям нецелесообразно. В этой связи Методические указания предусматривают разработку общих технических требований и технических решений для перехода к сетям, отвечающим потребностям потребителей и уровню развития экономики Московского региона.

Раздел 2. Прогноз развития электрических сетей ОАО «МОЭСК» на период до 2020 г.

В электроэнергетике Московского региона наблюдаются процессы, свойственные процессам, происходящим в развитых странах. Потребление электроэнергии растет в среднем по 1,8% в год (за 2007-2011годы). Уровень максимальных электрических нагрузок уже превысил уровень 1990 года.

Развитие Московского региона предполагает, с одной стороны, реализацию различных энергоемких проектов (например, инновационный наукоград Сколково, национальный центр авиастроения в г.Жуковском, индустриальные и многофункциональные парки, промышленные, научно-образовательные и инновационные кластеры на новой территории г.Москвы), а с другой стороны - снижение электропотребления за счет выполнения мероприятий по энергосбережению согласно принятой политике энергосбережения (закон от 23.11.2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности").

К 2020 году рост потребления электроэнергии будет определяться ускоренными темпами развития промышленных производств, а также ростом потребления электроэнергии в домашних хозяйствах и сфере услуг. Ожидаемый рост электропотребления по Московскому региону оценивается в 2,5-3,0% в год.

Рассматривая состояние и перспективы развития электроэнергетики в Московском регионе, следует отметить, что:

– намечается рост потребности в электрической энергии в основных секторах экономики (промышленность, транспорт, строительство, сельскохозяйственное производство);

– потребление электроэнергии в домашних хозяйствах и сфере услуг также имеет устойчивую тенденцию роста (развитие предприятий торговли, общественного питания, медицинского обслуживания, образовательных учреждений с учетом предоставления качественных услуг и постепенного приближения уровня обслуживания к мировым стандартам).

По прогнозу, суммарный объем электропотребления по г. Москве и Московской области по сетям ОАО «МОЭСК» к 2020 году возрастет с 86,9 млрд кВтч в 2012 г. до 97,9 млрд кВтч в 2019 году, в том числе по г.Москве электропотребление возрастает до 50,4 млрд кВтч, по Московской области – до 47,5 млрд кВтч.

Изменение суммарной структуры электропотребления по Московскому региону определяется увеличением доли промышленного производства за счет развития обрабатывающих производств, прежде всего на территории Московской области (до 75% суммарного прироста спроса на нужды промышленности в Московском регионе за период 2012-2020 гг. приходится на область), предприятий сферы услуг, что связано со столичными

функциями города и приближением качества предоставляемых услуг к уровню европейских столиц (до 65% суммарного прироста спроса на нужды сферы услуг в Московском регионе связано с развитием г. Москвы), кроме того увеличивается доля транспортной составляющей при снижении доли потерь в электрических сетях.

К 2020 г. максимальная электрическая нагрузка Московской энергосистемы ожидается на уровне 22,8 - 24,0 млн. кВт против ~~16,6~~ 17,7 млн. кВт в 2011 г. для условий среднемноголетних температур наружного воздуха. Среднегодовой прирост нагрузки за период 2012–2020 гг. составит 3,5 % - 4,0 %.

В период 2012-2020 гг. предусматривается следующее развитие электрической сети 110-220 кВ и выше ОАО «МОЭСК»:

- Сеть 220 кВ будет продолжать выполнять системообразующие функции и обеспечивать выдачу мощности электростанций и электроснабжение нагрузочных узлов и крупных потребителей.
- Основные тенденции в развитии сетей 110 кВ будут состоять в усилении распределительных функций и обеспечении выдачи мощности электростанций. Предполагаемые к вводу объекты 110 кВ будут обеспечивать, в основном, электроснабжение потребителей. Сооружение дополнительных ЛЭП 110 кВ ограничивается обеспечением надежного электроснабжения существующих и новых потребителей и носит частный характер.

При этом развитие основывается на применении новых типов силового и коммутационного оборудования созданного на основе новых материалов, передовых технологий на ПС – элегазовых выключателей, КРУЭ на ПС 110, 220 кВ; обеспечение большой пропускной способности, снижения потерь, защита сетей от внешних воздействий ЛЭП – применение композитных проводов и кабелей из сшитого полиэтилена большой пропускной способности.

В период 2012-2020 гг. планируется ввести

- **2982 МВА** трансформаторной мощности на ПС 220кВ;
- **332 МВА** трансформаторной мощности на ПС 110 кВ;
- **223 км** новых ЛЭП 220кВ.
- **50 км** новых ЛЭП 110кВ.

В период до 2020 года подлежит реконструкции :

- **7646 МВА** трансформаторной мощности на ПС 220кВ;
- **11761 МВА** трансформаторной мощности на ПС 110 кВ;
- **421 МВА** трансформаторной мощности на ПС 35 кВ;
- **117 км** ЛЭП 220 кВ.
- **1243 км** ЛЭП 110 кВ.
- **79 км** ЛЭП 35 кВ.

Раздел 3. Принципы построения и схемы развития электрических сетей ОАО «МОЭСК»

Основным программным документом с технико-экономическими обоснованиями поэтапной реконструкции и технического перевооружения электрических сетей ОАО «МОЭСК» является Схема перспективного развития электрических сетей напряжением 110 (35) - 220 кВ.

Схема разрабатывается на базе социально-экономического прогноза развития Московского региона, согласованного с территориальными органами управления, с учетом рекомендаций схемы развития ЕЭС России, а также с учетом имеющихся проработок по схемам тепло- и электроснабжения городов и населенных пунктов, схем внешнего электроснабжения промышленных предприятий.

На основе указанной Схемы должны быть разработаны Схемы развития районов электрических сетей (РЭС) и Схемы районов Московских кабельных сетей напряжением 6-20 кВ. В Схемах должны быть приняты основные решения по схемостроению с учётом надёжности электроснабжения потребителей, по реконструкции и техническому перевооружению и по новому строительству центров питания.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 17.10 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», основной целью разработки схем перспективного развития электросетевого комплекса является развитие сетевой инфраструктуры, обеспечивающей удовлетворение долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство электросетевых объектов.

Схемы перспективного развития электрических сетей должны разрабатываться на постоянной основе на период от 5 до 15 лет, а в течение срока их действия подлежать уточнению и корректировке не реже одного раза в два года.

Планирование развития электрической сети ОАО «МОЭСК», как электрической сети мегаполиса осуществляется с учетом требований Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

3.1. Общие требования к разработке схем развития

Технические, экономические и экологические требования к электрическим сетям нового поколения:

– электрическая и экологическая безопасность функционирования сетевых объектов;

– надежность электроснабжения с учетом требований потребителя,

роста электрических нагрузок и объемов потребления электроэнергии;

– нормированный уровень качества электрической энергии;

– адаптивность электрических сетей к динамично развивающимся районам, росту электрических нагрузок, применению новых технологий обслуживания сетевых объектов и их автоматизации.

В Схемах обосновываются и определяются:

- перспективные электрические нагрузки и рост (коэффициент роста) электрических нагрузок;
- направления и технические решения повышения пропускной способности электрических сетей;
- принципы, технические и схемные решения повышения управляемости, надежности функционирования, эффективности и безопасной эксплуатации распределительных электрических сетей;
- технические параметры электросетевых объектов, предусмотренных в планах нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения, в том числе, размещение вновь сооружаемых линий электропередачи и подстанций;
- последовательность (этапы) нового строительства, расширения и реконструкции, а также очередность их выполнения для конкретных электросетевых объектов;
- целесообразность перевода действующих и вновь строящихся сетей на более высокий класс напряжения;
- вопросы компенсации реактивной мощности;
- допустимые значения токов короткого замыкания.

При разработке Схем должны быть учтены следующие документы и исходные данные:

- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики;
- Схема и программа развития Единой энергетической системы России;
- Схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации;
- утвержденные планы социально-экономического развития Московского региона, административного района или образования, включающие в себя:
  - ✓ планируемые объемы промышленного и гражданского строительства;
  - ✓ перспективы развития инженерной и технологической инфраструктуры;
  - ✓ планы нового строительства или расширения существующих в регионе объектов генерации;
  - ✓ строительство возобновляемых и нетрадиционных источников энергии;

- технико-экономические доклады (обоснования) или данные, характеризующие уровень энергообеспеченности и электропотребления, а также планируемая динамика роста данных показателей;
- планируемые демографические и миграционные изменения.
- результаты технического аудита и инвентаризации электросетевых объектов, находящихся на балансе в компании;
- отчетные данные ОАО «МОЭСК» за последний финансовый год;
- инвестиционные программы ОАО «МОЭСК», программы реновации электрических сетей, данные о выданных технических условиях на технологическое присоединение;
- оценки потребности в электротехническом оборудовании, изделиях, материалах.

Результаты разработки Схем перспективного развития должны включать в себя:

– реализацию новых требований топологического построения электрической сети и выбор схемных решений на расчетный период времени;

– рекомендации по объемам нового строительства, расширению, реконструкции и техническому перевооружению сетевых объектов;

– технические мероприятия, направленные на увеличение пропускной способности сети;

– мероприятия по повышению надежности, управляемости и контроля параметров электрической сети и ее элементов;

– предложения и технико-экономические обоснования по переводу сетей и линий электропередачи на более высокий уровень напряжения;

– предложения по режимам работы нейтрали сетей 6-10кВ и 35 кВ;

– мероприятия по энергоэффективности и энергосбережению, включая рекомендации по снижению технических и коммерческих потерь;

– разработку предложений по совершенствованию эксплуатации и применению передового оборудования, изделий, материалов, а также инновационных технологий при строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов.

На основе Схем развития компании должны быть определены объёмы работ и финансирования с разбивкой по годам реализации сетевого строительства. Все технические решения по реконструкции и техническому перевооружению, новому строительству, объёмы работ и объёмы финансирования должны быть рассмотрены, утверждены ОАО «Россети» и приняты к исполнению ОАО «МОЭСК».

При формировании схем перспективного развития возникает необходимость постоянного проведения мониторинга и маркетинговых исследований растущего спроса на мощность. Схемы перспективного развития электрических сетей должны разрабатываться на постоянной основе

на период от 5 до 15 лет, а в течение срока их действия, подлежать уточнению и корректировке не реже одного раза в два года.

Проведение реконструкции и технического перевооружения на основе разработанных Схем развития электрических сетей напряжением 35-220 кВ обеспечит реализацию технической политики ОАО «МОЭСК» с оптимальными затратами, со снижением эксплуатационных затрат, повысит эффективность их функционирования.

3.2. Принципы построения схем электрических сетей

Схемы сетей по своей топологии и параметрам должны обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять передачу мощности в различных режимах, в том числе ремонтных и послеаварийных.

Построение сетей должно обеспечивать:

– нормированные уровни надёжности для каждой группы потребителей;

– требуемое качество электроэнергии у потребителей;

– оптимизацию потерь электроэнергии в элементах сети;

– восприимчивость к изменениям электрических нагрузок;

– возможность последующего развития без существенного переустройства;

– оптимальный уровень токов короткого замыкания;

– оптимальные эксплуатационные затраты.

Техническое перевооружение электрических сетей должно предусматривать повышение пропускной способности, в том числе путем перевода ВЛ и ПС на более высокий класс напряжения.

Отказ от развития электрических сетей напряжением 110 кВ как системообразующих сетей и от развития электрических сетей 35 кВ как распределительных. Электрические сети данных напряжений будут поддерживаться в рабочем состоянии там, где невозможен их перевод на напряжение 220 и 110 кВ соответственно.

Места установки трансформаторных подстанций (центров питания), плотность их установки, их мощность и рабочее напряжение на высокой стороне должны выбираться с максимальным охватом территории для электроснабжения, в зависимости от размещения центров нагрузки с таким расчётом, чтобы длина отходящих фидеров по магистрали для 6 кВ не превышала 7 км, для 10 кВ не превышала 10 км, для 20 кВ не превышала 17 км. Подключение каждой подстанции (центра питания) к сети должно осуществляться, как правило, от разных источников питания напряжением 35-220 кВ.

Развитие и построение распределительных электрических сетей напряжением 35-220 кВ должно осуществляться на основе утвержденных

Схем перспективного развития и согласовываться со Схемами развития магистральных электрических сетей, распределительных компаний и электрических станций, находящихся в Московском регионе.

Центры питания с высшим напряжением 35-220 кВ должны подключаться не менее чем к двум сетевым источникам питания и, как правило, иметь два силовых трансформатора на подстанции.

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

При построении электрических сетей напряжением 35-220 кВ рекомендуется ограничивать количество транзитных подстанции до 4-х штук.

Суммарная установленная мощность трансформаторов *на вновь сооружаемых* подстанциях, обеспечивающих только электроснабжение нагрузки, не должна превышать 250 МВА на напряжении 110 кВ, 400 МВА на напряжении 220 кВ. Количество установленных трансформаторов, питающих нагрузку, должно быть не менее двух и не более четырех.

Эксплуатацию новых и реконструируемых линий электропередачи следует рассчитывать на срок службы по элементам подстанций и ЛЭП не менее 50 лет.

3.3. Общие принципы построения распределительных сетей 0,4-20 кВ

3.3.1. Требования к выбору системы напряжений

Учитывая отечественный и зарубежный опыт эксплуатации развития сетей, в рассматриваемый период в Московском регионе следует приступить к переходу на более высокие классы среднего напряжения (с 6 на 10 - 20 кВ). При переводе сетей на новый или реконструируемый питающий центр, необходимо рассматривать варианты перевода распределительных сетей на более высокий класс среднего напряжения.

Выбор системы напряжений распределения электроэнергии должен осуществляться в процессе разработки схем перспективного развития на основе анализа роста перспективных электрических нагрузок. При этом не должны подвергаться развитию сети 6 кВ, которые в перспективе необходимо переводить на 10 и, при технико-экономическом обосновании, 20 кВ.

Режим заземления нейтрали:

- сеть 0.4 кВ – глухозаземленная нейтраль;

- сеть 6-10 кВ – с изолированной нейтралью с компенсацией емкостных токов (заземление через дугогасящий реактор);
- сеть 20 кВ – с нейтралью, заземленной через резистор. При этом, сопротивление резистора выбирается таким образом, чтобы ток однофазного замыкания на землю составлял 1000А.

3.3.2. Требования к схемам построения сетей

Общие требования

Развитие и построение распределительных электрических сетей напряжением 6-20 кВ должно осуществляться на основе утвержденных Схем развития районов распределительных электрических сетей, территориально охватывающих, как правило, административные районы (административные образования) Московского региона.

Распределительная электрическая сеть должна быть построена таким образом и с такими параметрами, чтобы была обеспечена возможность поставки электроэнергии (мощности) потребителям в нормальном и послеаварийном режиме работы электрических сетей.

Основным принципом построения электрических сетей с ВЛ напряжением 6-20 кВ следует принять магистральный принцип, предусматривающий:

– радиальную (древовидную) схему построения с магистралью, выполненной проводом одного сечения по всей длине линии;

– автоматическое секционирование и резервирование магистрали.

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

В районах малоэтажной застройки со значительными величинами единовременно потребляемой мощности каждым потребителем (15 кВА и более) необходимо осуществлять электроснабжение от нескольких столбовых трансформаторных подстанций номинальной мощностью 25 – 63 кВА. При этом следует стремиться к сокращению протяженности сетей 0,4 кВ, подключенных к одной трансформаторной подстанции.

Максимальная протяженность одной магистрали ВЛ 0,4 кВ не должна превышать 400 м. При необходимости обеспечения технологического присоединения новых потребителей, которое невозможно выполнить без увеличения протяженности ВЛ 0,4 кВ, следует осуществлять строительство сетей 6-20 кВ с установкой дополнительной трансформаторной подстанции.

В сетях с кабельными линиями напряжением 6-20 кВ следует применять 2-лучевую или петлевую схему.

Как основную, необходимо использовать схему развития сети от РП (РТП) 6-20 кВ, подключенных к питающему центру двумя линиями с большой пропускной способностью. РП 6-20 кВ и РТП 6-20/0,4 кВ рекомендуется выполнять в виде отдельно стоящих объектов.

Схема построения сети должна обеспечивать равномерную загрузку ячеек на питающих центрах и РП (РТП) 6-20 кВ.

При выборе схемы построения сети 6 – 20 кВ необходимо избегать подключения трансформаторных подстанций электроприемников III категории надежности к основным источникам питания потребителей I и II категорий, в целях обеспечения возможности для реализации графиков временного отключения. Допускается использование резервного источника питания потребителей I и II категорий надежности для электроснабжения электроприемников III категории.

При новом строительстве и реконструкции протяженных воздушных ЛЭП 6-20 кВ, как одно из действенных мероприятий по нормализации уровня напряжения в конце линии, необходимо предусматривать установку вольтодобавочных трансформаторов.

В процессе развития электрической сети 10-20 кВ необходимо преследовать цель повышения технико-экономических показателей путем:

– максимального использования пропускной способности существующей сети;

– сокращения протяженности трасс КЛ;

– ликвидации встречных потоков КЛ;

– перераспределения нагрузок между перегруженной и незагруженной сетью;

– замены меньших сечений КЛ на большие (частично или полностью), тем самым добиваясь увеличения пропускной способности сети;

– применения технических мероприятий для включения всех КЛ в РТП (РП) под нагрузку;

– замены трансформаторов на большую мощность;

– перевода сети с 6 на 10 (20) кВ.

Прокладка КЛ 6-10 кВ, резервирующих секции РТП в послеаварийном режиме (поперечных связей между РП), допускается только для повышения надежности электроснабжения:

– РТП с концентрированной (крупной) промышленной нагрузкой;

– РТП с крупной нагрузкой особо ответственных потребителей уникальных зданий и сооружений, крупных административных комплексов (театр, цирк, концертные и выставочные залы, музеи, дворцы спорта и спортивные сооружения, гостиницы, банки, торгово-развлекательные комплексы, и т.д.), зданий центральных правительственных учреждений и особо важных объектов гражданской обороны, если 8 МВА

трансформаторной мощности и более потребителя подключены в абонентскую часть РТП;

– РТП насосных станций (КТС, РТС, КНС, ОС, теплосети, водопровода).

3.3.3. Схема построения опорной сети 6 - 20 кВ в г. Москве

В качестве основной необходимо использовать схему развития сети от РП (РТП) 6-10 кВ, подключенных к двум независимым территориально разнесенным центрам питания двумя линиями с большой пропускной способностью. При этом в случае нового строительства эти линии не должны выполняться в виде спаренных кабелей.

Схема с питанием каждой секции 6-10 кВ РП (РТП) по двум отдельным кабельным линиям, включенным на параллельную работу, может применяться только при соответствующем техническом обосновании.

Схема с параллельной работой на одну секцию 6-10 кВ РП (РТП) двух одиночных или 4-х попарно-сдвоенных ПКЛ с устройствами МНЗ при организации поперечных связей по внутренней сети применяется только для метрополитена.

Резервирование секций РТП жилых микрорайонов и коммунально-промышленных зон в послеаварийном режиме должно осуществляется по КЛ 6-10 кВ, которые в нормальном режиме включены под нагрузку (рис. 3.3.1).

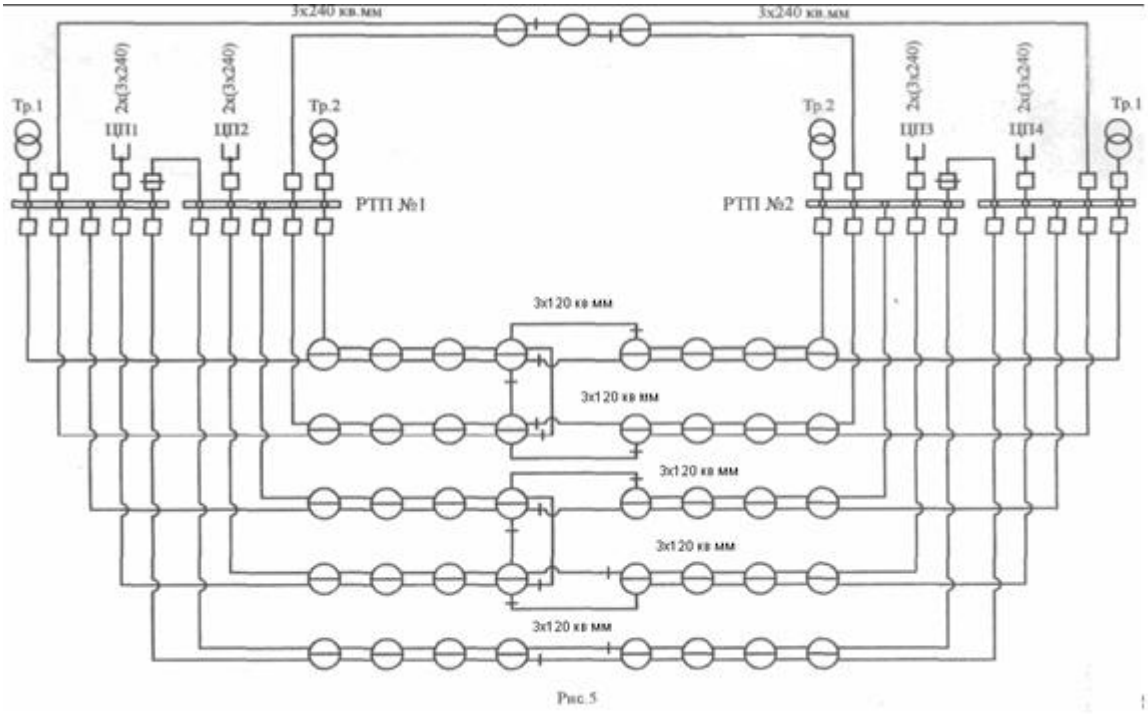


Рис. 3.3.1. Резервирование секций РТП

Для РТП (СП) с промышленной нагрузкой (в т.ч. режимных предприятий или организаций) должно быть предусмотрено:

- выделение конкретного количества ячеек в части обслуживаемой ОАО «МОЭСК». При этом, присоединение абонентской части должно выполняться через силовой выключатель, установленный в части ОАО «МОЭСК»;
- выпуск КЛ в распределительную сеть из части ОАО «МОЭСК»;
- размещение РТП на границе территории предприятия со свободным доступом в РУ 6 - 10 кВ персонала ОАО «МОЭСК».

В опорной сети 10 кВ используются кабельные линии:

- трехжильные с бумажно-пропитанной изоляцией 3х240 кв. мм;
- одножильные с изоляцией из сшитого полиэтилена 3(1х500) кв. мм сечение экрана 70 кв.мм. В обоснованных случаях допускается использовать кабели 3х (1х240) кв. мм с экраном 50 кв.мм.

Для сетей городского электрифицированного транспорта в РТП выделяется две ячейки. Сети строятся по специальным нормам и эксплуатируются потребителем.

Построение опорной сети 20 кВ производится с применением СП и КЛ 20 кВ с алюминиевыми жилами 3х(1х240) с сечением экрана – 25 мм^2 (мощность одного СП – 10 МВА), 3х(1х500) с сечением экрана – 35 мм^2 (мощность одного СП – 20 МВА).

Принцип построения сетей 20 кВ приведен на рисунке 3.3.2.

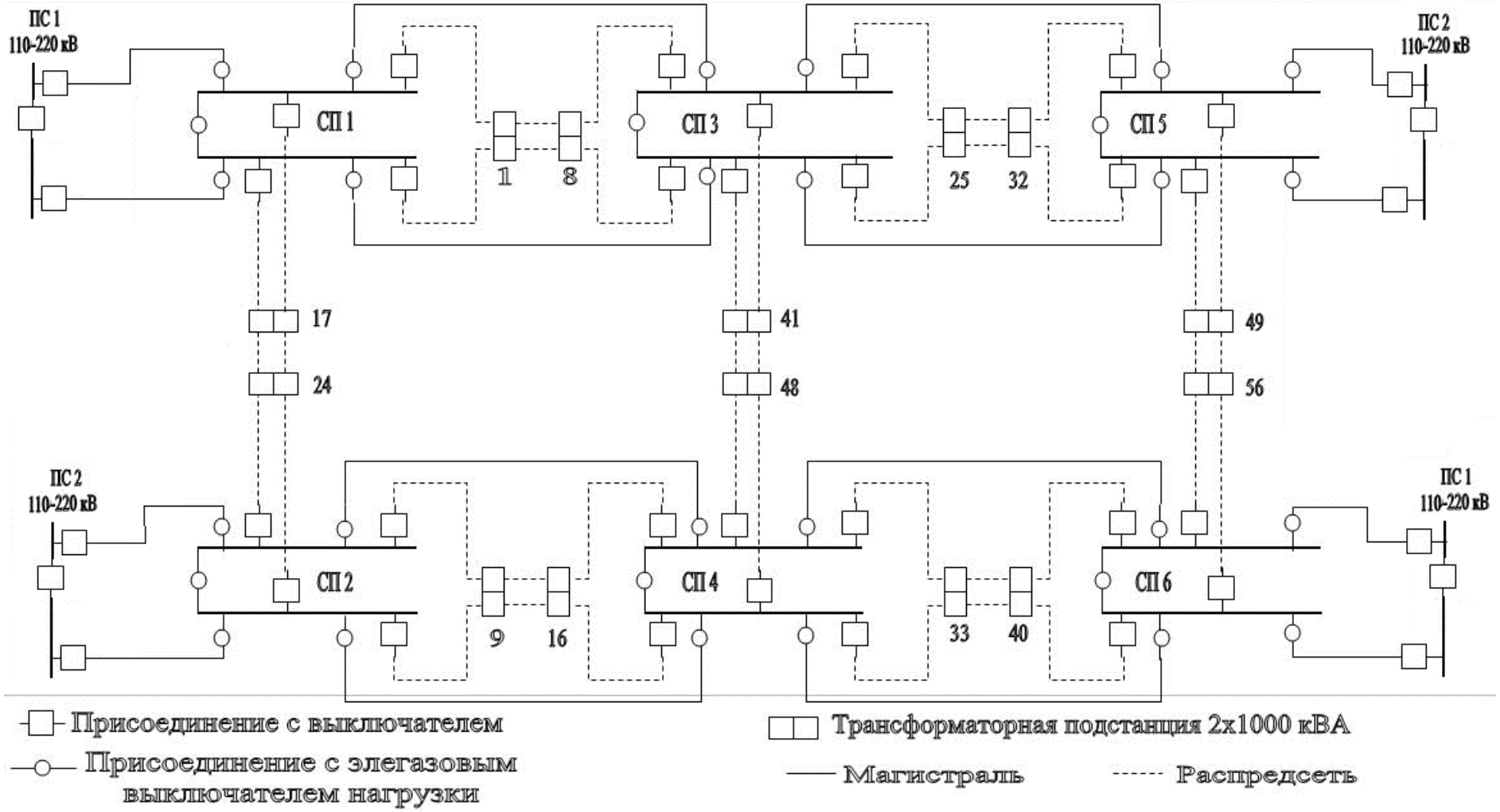


Рис. 3.3.2. Схема построения опорной сети 20 кВ

При данной схеме реализуется принцип магистрали (ПС 1-ПС2) с отбором нагрузок через соединительные пункты (СП). Допускается наличие поперечных связей между магистралями только через распределительную сеть. Предусматриваются прямые связи между СП, выполненные кабелем сечением равным ПКЛ. АВР в СП не предусматривается, однако должно быть смонтировано телеуправление.

Для снижения степени воздействия токов короткого замыкания на экраны кабельных линий рекомендуется на присоединениях в СП использовать выключатели нагрузки, что позволит уменьшить выдержку времени срабатывания защит на коммутационных аппаратах в ЗРУ 20 кВ питающего центра.

Не рекомендуется:

– прокладывать более двух КЛ, по которым резервируются секции РП (РТП) в послеаварийном режиме (нормально не нагруженные КЛ);

– для потребителей первой категории прокладывать взаиморезервирующие линии, от территориально не разнесенных центров (источников) питания;

Не допускается:

– подключение ТП непосредственно к ПКЛ без РТП (РП; СП)

– выполнять резервирование мощности потребителей между питающими центрами 35-220 кВ, которые могут быть обесточены при ремонте одной из питающих ЛЭП и наложении аварийного отключения второй.

3.3.4. Построение распределительной сети 0,4-20 кВ в г. Москве

Построение распределительной сети 6-20 кВ осуществляется по двухлучевой схеме кольцевого типа с присоединением ТП, между двумя РТП (СП) с односторонним питанием ТП. Перенос точек деления сети из одного ТП в другое позволяет создать гибкую, экономичную и надежную схему перераспределения нагрузок между РТП (СП).

В распределительной сети используются трансформаторные подстанции с малогабаритными элегазовыми моноблоками КРУ в РУ 6-20 кВ, выполненные по типовым проектам, как для строительства новых ТП, так и для реконструкции существующих.

В целях унификации, при строительстве отдельностоящих и пристроенных ТП они выполняются по типовым проектам малогабаритных комплектных трансформаторных подстанций (БКТП) полной заводской готовности модульного типа в бетонной оболочке, например 2БКТП – 1000 (1250), с устройством АВР на стороне среднего напряжения с возможностью установки силовых трансформаторов мощностью до 1250 кВА включительно.

При реконструкции существующих ТП применяются следующие типовые проекты, где РУ высокого напряжения выполнено на КРУ с малогабаритными элегазовыми моноблоками:

– 2ТО-1000. Проект реконструкции трансформаторной подстанции типа 2ТО-400 с увеличением мощности трансформаторов до 1000 кВА включительно с АВР на стороне высокого напряжения. РУ низкого напряжения выполнено на сборке 0,4 кВ до 14 мест включительно. Проект реконструкции выполнен с незначительными изменениями в строительной части подстанции.

– 2ТО-630. Проект реконструкции трансформаторной подстанции 2ТО-400 с увеличением мощности трансформаторов до 630 кВА включительно с АВР на стороне 0,4 кВ. РУ низкого напряжения выполнено на сборке 0,4 кВ до 12 мест включительно.

– ТК-2х630 (по схеме 2БКТП-630). Проект реконструкции трансформаторной подстанции ТК-2х400 с увеличением мощности трансформаторов до 630 кВА включительно с АВР на стороне 0,4 кВ. РУ низкого напряжения выполнено на сборке 0,4 кВ до 14 мест включительно.

– ТК-2х1000. Проект реконструкции трансформаторной подстанции ТК-2х400 с увеличением мощности трансформаторов до 1000 кВА включительно с АВР на стороне высокого напряжения. РУ низкого напряжения выполнено на сборке 0,4 кВ до 16 мест включительно.

– 4ТО-2х1000. Проект реконструкции трансформаторной подстанции 4ТО-2х630 с увеличением мощности трансформаторов до 1000 кВА включительно с АВР на стороне высокого напряжения. РУ низкого напряжения выполнено на сборке 0.4 кВ до 16 мест включительно.

– ТП 2х1000-АВНвн. Проект реконструкции трансформаторной подстанции ТП-2х630-АВНвн с увеличением мощности трансформаторов до 1000 кВА включительно с АВР на стороне высокого напряжения. РУ низкого напряжения выполнено на сборке 0.4 кВ до 16 мест включительно.

– БКТПу-2х1000. Проект реконструкции трансформаторной подстанции БКТПу-2х630 с увеличением мощности трансформаторов до 1000 кВА включительно с АВР на стороне высокого напряжения. РУ низкого напряжения выполнено на сборке 0,4 кВ до 16 мест включительно.

– БКТП-1х400 по схеме с двумя линейными присоединениями в РУ в/н, которые используются в малоэтажной застройке коттеджного типа для не резервируемых токоприемников III категории надежности. ТП подключаются по однолучевой схеме кольцевого типа.

Не рекомендуется использовать в распределительной сети узловые (шестикабельные) ТП.

Если РУ низкого напряжения в ТП находится в эксплуатации абонента и имеет АВР на стороне 0,4 кВ, то АВР в РУ высокого напряжения, принадлежащей ОАО “МОЭСК”, не выполняется**.**

В случае, когда силовые трансформаторы в ТП находятся в эксплуатации ОАО «МОЭСК”, а РУ низкого напряжения на обслуживании абонента, то на вводах 0,4 кВ должны быть установлены стационарные или выдвижные автоматические выключатели, при этом должно обеспечиваться требование видимого разрыва на стороне абонента. Оперативная блокировка в таком случае должна исключать возможность включения трансформаторов на параллельную работу.

В ТП со схемами, где АВР выполнено на стороне высокого напряжения, следует комплектовать ячейки моноблока двумя электромоторными приводами в луче “Б” и одним моторным приводом в луче “А”.

Для построения распределительной сети 6 - 20 кВ используется унифицированное сечение РКЛ:

1. 3х120 мм^2:

– Сеть 6 кВ - в одном луче между двумя РТП присоединяются не более 4 МВА трансформаторной мощности (в луче от РТП до точки деления сети не более 2 МВА).

– Сеть 10 кВ - в каждом луче между двумя РТП присоединяются не более 6 МВА трансформаторной мощности (в луче от РТП до точки деления сети не более 3 МВА)

2. 3х(1х120) мм^2 - сечение экрана 35 мм^2:

– Сеть 6 кВ - как правило, не используется.

– Сеть 10 кВ - в каждом луче между двумя РТП присоединяются не более 8 МВА трансформаторной мощности (в луче от РТП до точки деления сети не более 4 МВА).

– Сеть 20 кВ (сечение экрана 16 мм^2) - в каждом луче между двумя РТП (СП) присоединяются не более 16 МВА трансформаторной мощности.

3. 3х240 или 3(1х240) сечение экрана 50 мм^2:

– Резервирование нагрузок секций РТП в послеаварийном режиме от секций другого РТП (поперечные связи между РП) - в каждую линию между двумя РТП подключается до 2 МВА (3х240 мм^2) или до 4 МВА 3(1х240 мм^2) трансформаторной мощности;

Включение нагрузок особо ответственных или энергоемких потребителей рекомендуется осуществлять непосредственно с шин РТП. Рекомендуется эти ТП включать в КЛ, по которым резервируются секции РТП в послеаварийном режиме (поперечные связи между РП), если это не приведет к увеличению трасс КЛ по сравнению с другими вариантами.

КТПН механизации строительства и абонентские распределительные сети 6-20кВ должны быть отделены от сети Компании:

– в РТП (РП, ТП) выключателем с устройством МТЗ (в ТП, если распределительное устройство среднего напряжения в ТП выполнено на силовых выключателях);

– в ТП ячейкой ИКВН-10, КРУН-10 или функцией «D» («В») (при этом заземляющие ножи во вводной ячейке абонента должны устанавливаться только со стороны абонента после коммутационного аппарата) с установкой ее вблизи ТП Компании.

При наличии на одной территории сетей 6 и 10 кВ должны развиваться сети 10кВ, с постепенным и поэтапным переводом сети 6 кВ на 10 кВ.

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

ЦТП должны питаться не менее чем двумя отдельными линиями 0,4 кВ от ТП (РТП). Не допускается присоединение к этим линиям других электроприемников.

3.4. Ограничение токов короткого замыкания

Значительное количество существующих точек секционирования электрической сети 110-220 кВ и невозможность их увеличения по условиям обеспечения надежного электроснабжения потребителей определяют необходимость разработки в рамках Схем развития сетей и реализации технических мероприятий по ограничению токов короткого замыкания (ТКЗ).

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

Протекание ТКЗ не должно приводить к недопустимому нагреву проводников и аппаратов, подвергать их электродинамическим усилиям выше допустимых значений, следовательно, проводники и аппараты должны быть термически и динамически устойчивы.

Максимальный уровень ТКЗ для сетей 35 кВ и выше ограничивается параметрами выключателей, трансформаторов, проводников и другого оборудования, условиями обеспечения устойчивости энергосистемы.

В сетях 6-20кВ токи КЗ дополнительно ограничиваются параметрами электрических аппаратов и токопроводов, термической стойкостью кабелей.

Для высоковольтных электрических сетей напряжением 220 кВ рекомендуется ограничивать токи короткого замыкания на уровне 50 кА, в

электрических сетях 110 кВ – 40 кА, 35 кВ – до 31,5 кА, в электрических сетях 6-20 кВ – до 12 кА.

Для обеспечения нормальных условий работы оборудования и элементов электрических сетей при разработке схем развития электрических сетей необходимо рекомендовать мероприятия по ограничению уровня ТКЗ, в том числе:

– секционирование элементов электрических сетей с применением АВР;

– установка токоограничивающих реакторов;

– использование трансформаторов с расщепленными обмотками низшего напряжения;

– использование трансформаторов с увеличенными реактансами;

– применение вставок постоянного и переменного тока на основе полностью управляемых вентилей, имеющих небольшие габариты (что имеет значение в условиях городов);

– сверхпроводниковых ограничителей ТКЗ.

Для эффективного ограничения ТКЗ в Московской энергосистеме целесообразно использовать комплексный подход, сочетающий наиболее эффективные и наименее затратные мероприятия.

3.5. Надежность электроснабжения крупных городов и мегаполиса

Повышение надежности электроснабжения потребителей – это одна из основных задач ОАО «МОЭСК», для решения которой необходимо использование современных технологий и инновационной составляющей.

Основными проблемными аспектами надежности электроснабжения потребителей Московского региона являются:

– высокие темпы роста электропотребления в Московском регионе со значительным снижением доли концентрированной промышленной нагрузки и увеличением распределенного электропотребления в сфере услуг;

– рост числа и установленной мощности электростанций;

– рост доли генераторов малой и средней мощности, подключаемых к единой энергосистеме;

– большая концентрация электропотребления и высокая доля потребителей 1-й категории в г. Москве;

– сложная структура замкнутых сетей г. Москвы, которая влечет за собой рост токов короткого замыкания и снижение мобильности в оперативно-технологическом управлении;

– недостаточная пропускная способность электрических сетей;

– применение традиционно используемых систем противоаварийной автоматики, работающих на принципе децентрализованного управления и не

обеспечивающих обратную связь о характере протекания аварийных процессов в электрической сети;

– высокий уровень потерь электроэнергии при передаче (11,2%), превышающий среднемировые показатели на 4%;

– среднее время восстановления энергоснабжения, в два раза превышающее среднее время восстановление энергоснабжения потребителей в Европе.

Повышение надежности электроснабжения должно быть основано на сочетании задач оптимального развития схемы электроснабжения и модернизации системы режимного и противоаварийного управления.

Необходимо сформировать кольцевую системообразующую сеть высших классов напряжений вокруг г. Москвы с созданием системы управления потоками активной и реактивной мощности в кольцевых структурах, позволяющей минимизировать транзитные потоки мощности через внутренние электрические сети города.

Вновь сооружаемые подстанции должны выполняться в закрытом исполнении с применением компактного первичного электротехнического оборудования (преимущественно элегазового) и иметь минимальные размеры, обеспечивающие при этом надлежащий уровень безопасности, экологичности и удобство эксплуатации, а также вписываться в архитектурный облик городской зоны.

В г. Москве должны преимущественно использоваться кабельные линии электропередачи, особенно для высших классов напряжения, и сооружаться подстанции глубокого ввода. Для размещения электросетевого хозяйства должно активно осваиваться подземное пространство крупных городов, 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 крупных городах и мегаполисах должна обеспечивать минимальное время восстановления электроснабжения потребителей при возникновении аварийных режимов посредством применения сетевого резервирования, секционирования сети, применения быстродействующих 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 и автомобильные дороги, связь, телевидение, радио и др.). Такие потребители должны располагать собственной системой жизнеобеспечения, оснащенной автономным источником электроснабжения. При этом система

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

Все потребители должны самостоятельно определять требования к уровню надежности электроснабжения от электрической сети и соответственно при необходимости к собственной системе жизнеобеспечения.

Система жизнеобеспечения должна функционировать как при полном прекращении электроснабжения от электрической сети общего назначения, так и при внезапных изменениях режима работы сети, в том числе кратковременных, при которых продолжение технологического процесса невозможно или связано с риском возникновения опасных последствий. Потребители должны обеспечивать работоспособность системы жизнеобеспечения и ее готовность действовать в любой момент времени с защитой от ошибочной подачи электроэнергии в сеть электросетевой организации.

Технологическое присоединение ответственных потребителей к электрической сети общего назначения должно включать контроль работоспособности системы жизнеобеспечения и постоянный мониторинг её состояния. Для регламентирования данных требований исполнительными органами власти каждого крупного города или мегаполиса должна быть разработана необходимая нормативная база.

В распределительной сети г. Москвы рекомендуется использование более высоких классов напряжения. Так, оптимальным вариантом развития распределительной сети рассматривается применение напряжения 20 кВ. Подключение новых микрорайонов и крупных промышленных потребителей в г. Москве уже сейчас рекомендуется осуществлять по распределительной сети 20 кВ. Низковольтные линии должны быть выполнены исключительно изолированными проводами. При выборе класса напряжения для отдельных реконструируемых объектов необходимо учитывать существующее сетевое окружение.

Перспективным решением по увеличению рабочих токов линий электропередачи является применение сверхпроводящих кабелей, а также высокотемпературных проводов воздушных линий с использованием композиционных материалов, где рабочий ток при тех же радиальных габаритах токоведущей жилы может быть увеличен в несколько раз.

Необходимо усовершенствовать систему автоматического противоаварийного управления, которая учитывала бы качественное изменение структуры электропотребления с существенным уменьшением

доли промышленной нагрузки и доминированием коммунально-бытовой нагрузки. Система автоматического противоаварийного управления должна отличаться большей «интеллектуальностью», избирательностью и быстродействием. В этой связи, оптимальным решением представляется постепенный переход к активно-адаптивным распределительным электрическим сетям (smart grids).

Важнейшим условием обеспечения надежности – это баланс и управляемость режимом работы энергосистемы по реактивной мощности во всех схемно-режимных ситуациях. Необходимо оснастить электрические сети средствами компенсации реактивной мощности, в том числе управляемыми на базе преобразовательной техники новых типов управляемых устройств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения с использованием силовой электроники (в т. ч. с использованием технологий FACTS).

Серьезной проблемой в Московской энергосистеме является высокий уровень токов короткого замыкания. Один из эффективных способов решения данной проблемы – секционирование сетей с использованием различных токоограничителей для связи секций, в том числе:

– реакторов, зашунтированных тиристорами;

– вставок постоянного тока на основе управляемых вентилей, имеющих небольшие габариты, что имеет большое значение в условиях стесненности пространства в крупных городах;

– сверхпроводниковых ограничителей токов короткого замыкания;

– других инновационных устройств ограничения токов короткого замыкания.

Принятие решения о формировании резерва мощности на каждом питающем центре должно приниматься индивидуально с учетом существующего спроса и планов перспективного развития прилегающих территорий.

Необходимо выработать экономические принципы стимулирования потребителей к участию в процессе энергосбережения, которые должны быть сформулированы в правилах технологического присоединения, в договорах об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению и в договорах на энергоснабжение.

Особенностью проблемы надёжности электроснабжения крупных городов является её зависимость от надёжности теплоснабжения. Необходимо учитывать, что при нарушении работы городской системы теплоснабжения увеличивается электропотребление на обогрев жилых помещений. В этой связи система электроснабжения потребителей должна быть рассчитана на возможные сценарии развития аварийных ситуаций на теплофикационных объектах городской инфраструктуры.

Для крупных городов и мегаполиса 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 этом необходимо более четко определиться с требованием по минимальной расчетной температуре для оценки балансов мощности и энергии.

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 крупных городов и мегаполисов.

3.6. Повышение пропускной способности сетей и их адаптивность к изменяющимся нагрузкам

Развитие электрических сетей должно обеспечивать увеличение пропускной способности распределительных электрических сетей на всём протяжении периода их эксплуатации и реализовываться через проектные решения, принятые в Схемах развития электроэнергетики региона и Схемах развития 6-20 кВ районов электрических сетей с учётом планируемых электрических нагрузок.

Поскольку находящиеся на балансе ОАО «МОЭСК» электрические сети, располагающиеся в черте г. Москвы и ближнего Подмосковья, и сети периферийных районов Московской области отличаются по плотности, длине образующих их линий электропередачи, соотношению воздушных и кабельных линий, мероприятия по повышению их пропускной способности должны выбираться дифференцированно, с учетом местных условий.

Для повышения пропускной способности электрических сетей ОАО «МОЭСК», восприимчивости к изменениям электрических нагрузок без нарушения качественных показателей поставляемой потребителю электроэнергии необходимы следующие мероприятия:

- использовать в городских сетях преимущественно кабельные линии (КЛ) электропередачи различных классов напряжения и постепенная замена воздушных линии (ВЛ) электропередачи, проходящие по территории города, КЛ;
- внедрять высокотемпературные сверхпроводящие кабели (ВТСП) в сетях высокого напряжения 110 кВ и выше;
- применять на ВЛ 35-110 (220) кВ неизолированные провода с увеличенной допустимой температурой нагрева;

- применять на ВЛ провода сечением не менее значений, указанных в ПУЭ;
- усиливать отдельные участки распределительных сетей путем проектирования и строительства ВЛ в габаритах более высоких классов напряжения с целью создания аварийного резерва их пропускной способности (в случае необходимости резервировать земельные участки под строительство нагрузочных подстанций и охранных зон линий электропередачи);
- при строительстве ВЛ, проходящих в труднодоступных местах, характеризующихся высокой плотностью нагрузки, где последующий перевод ВЛ на более высокий класс напряжения связан с трудно выполнимыми условиями прохождения её на местности и/или большими затратами рекомендуется, при соответствующем технико-экономическом обосновании, применять провода повышенного сечения на ВЛ 110 кВ - до 400 мм^2, на ВЛ 35 кВ - до 240 мм^2, на ВЛ 6-20 кВ - до 150 мм^2;
- предусматривать при проектировании и строительстве ВЛ конструкции опор, рассчитанные на подвеску вторых и более цепей;
- внедрять системы температурного мониторинга ВЛ 35-110 (220) кВ;
- внедрять переход к строительству столбовых трансформаторных подстанций 6-20/0,4 кВ и подстанций глубокого ввода 35/0,4 кВ;
- применять магистральный принцип построения сетей 6-20 кВ;
- применять в распределительных сетях всех классов напряжения современные управляемые СКРМ, а также накопители энергии в сочетании с преобразователями напряжения типа СТАТКОМ;
- применять в процессе эксплуатации на магистралях напряжением 6-20 кВ вольтодобавочные трансформаторы и/или конденсаторные батареи, работающие в автоматическом режиме;
- оснащать исполнительными механизмами (приводами) для воздействия на активные элементы сети (выключатели, АВР, секционирующие пункты, РПН, ВДТ, конденсаторные установки), с целью изменения её топологических параметров и воздействия на смежные энергетические объекты, по заранее согласованным сценариям;
- создавать программное обеспечение единое для сети в целом, с учётом зоны ответственности за процесс передачи и распределения электроэнергии от генерации до потребителя.

Строительство магистралей должно осуществляться одновременно с оборудованием их пунктами АВР, секционирующими пунктами и другим оборудованием, предусмотренным в Схемах развития районов распределительных электрических сетей.

Должно быть предусмотрено поэтапное сокращение протяженности сетей напряжением 0,4 кВ за счет приближения сетей 6-20 кВ к потребителям с применением мероприятий, повышающих их электрическую безопасность.

Радикальное повышение адаптивности электрических сетей МОЭСК к изменениям нагрузки должно быть обеспечено (помимо повышения их пропускной способности) за счет:

- комплексной автоматизации и телемеханизации электросетевых объектов всех видов оперативного обслуживания как с постоянным дежурным персоналом (ПДП), так и без такового;
- создания в структуре каждого Центра управления сетей (ЦУС) системы автоматизированного оперативного управления текущим режимом и конфигурацией электрических сетей, обеспечивающей рациональное маневрирование их резервами пропускной способности, мощности и энергии распределенных в них накопителей энергии и источников генерации (в том числе подвижных) с целью повышения бесперебойности электроснабжения потребителей при нормированном качестве электроэнергии в условиях переменной нагрузки;
- перехода к кустовой структуре оперативного управления электросетевыми объектами без ПДП с целью повышения оперативности и производительности труда оперативных выездных бригад (ОВБ).

3.7. Применение средств компенсации реактивной мощности в электрических сетях

Средства компенсации реактивной мощности (СКРМ) в совокупности с генераторами электростанций и РПН трансформаторов (автотрансформаторов) предназначаются для:

- поддержания в электрической сети 110 – 220 кВ уровней напряжения, не превышающих наибольшие длительно допустимые рабочие значения по ГОСТ 1516.3-96;
- поддержания уровней напряжения в узлах питания распределительных сетей (6-10-20)/0.4 кВ, обеспечивающих напряжение на выводах электроприемников в пределах, регламентированных ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 54149-2010;
- соблюдение нормативных требований к степени компенсации реактивной мощности на шинах потребителей согласно Приказу Минпромэнерго России № 49 от 22.02.2007 г;
- поддержания в установившихся режимах величины реактивной мощности и напряжения синхронных генераторов в пределах, регламентированных «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» [1], паспортными данными и результатами испытаний;
- обеспечения требуемых коэффициентов запаса статической апериодической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем», утверждёнными приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 277;

- повышения пропускной способности электрической сети ОАО «МОЭСК»;
- повышения динамической устойчивости синхронных машин, коммутируемых в электрические сети ОАО «МОЭСК» при аварийных возмущениях вблизи электростанций и крупных узлов нагрузки с синхронными двигателями;
- компенсации избыточной зарядной мощности ЛЭП;
- обеспечения допустимых условий включения ЛЭП;
- снижения внутренних (резонансных и коммутационных) перенапряжений на ЛЭП;
- фильтрации гармоник тока и симметрирования напряжений на участках электрической сети, где нарушаются требования ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 54149-2010 в части показателей, характеризующих несинусоидальность и несимметрию напряжений;
- снижения потерь электроэнергии в электрической сети за счет оптимизации электрических режимов по напряжению и реактивной мощности.

На новых и реконструируемых объектах ОАО «МОЭСК» рекомендуется применение следующих типов СКРМ:

- дискретно управляемые (коммутируемые) автоматически и/или вручную СКРМ: выпрямительные реакторные группы (ВРГ), шунтирующие реакторы (ШР), батареи статических конденсаторов (БСК);
- непрерывно автоматически регулируемые СКРМ на базе силовой электроники: статические компенсаторы (СТАТКОМ), тиристорные реакторные группы (ТРГ), статические тиристорные компенсаторы (СТК), в виде установок, образованных параллельным включением ТРГ и БСК или параллельным включением ТРГ, автоматически коммутируемых ВРГ и БСК;
- непрерывно автоматически регулируемых электромагнитных аппаратов: управляемые шунтирующие реакторы (УШР) с подмагничиванием сердечника постоянным током, УШР трансформаторного типа, установки, образованные параллельным включением УШР и БСК.

Для повышения коэффициента мощности потребителей электрической энергии в сетях 0,4-20 кВ рекомендуется применять БСК. В узлах, характеризующихся сильными колебаниями нагрузки, рекомендуется применять автоматизированные конденсаторные установки, в случае невозможности установки регулируемых БСК, предельный размер компенсации реактивной мощности с помощью нерегулируемых БСК должен определяться проектом.

Для снижения потерь мощности и обеспечения требуемых уровней напряжения в загруженных распределительных сетях следует применять конденсаторные установки, обеспечивающие возможность включение отдельных её элементов или всей установки в целом. Применение

конденсаторной установки допускается при условии исключения резонансных явлений при всех режимах работы электрической сети. Управляемые конденсаторные установки рекомендуется устанавливать на закрытых потребительских подстанциях с трансформаторами мощностью 250 кВА и более. Необходимость установки конденсаторных батарей определяется на основании соответствующих расчётов.

С целью поддержания параметров качества энергии и компенсации реактивной мощности переменной нагрузки с повышенной генерацией высших гармоник тока и напряжения (преобразователи тока, напряжения и частоты на базе силовой электроники, сварочные аппараты и т.п.) следует применять СТК. Для снижения искажения синусоидальности напряжения, а также генерирования реактивной мощности в сетях 0,4-35 кВ, как правило, должны устанавливаться фильтро-компенсирующие устройства.

Для компенсации избыточной реактивной мощности КЛ должны применяться шунтирующие реакторы. Необходимость установки шунтирующих реакторов и степень компенсации для вновь сооружаемых КЛ определяется на основании соответствующих расчетов. Шунтирующие реакторы для компенсации реактивной мощности КЛ должны присоединяться к шинам ПС или к ЛЭП через выключатели. Присоединение ШР к ЛЭП следует предусматривать при условии, что оно необходимо по условию включения ЛЭП.

Вопрос о целесообразности установки СКРМ для обеспечения допустимых уровней напряжения следует рассматривать в случае, если уровень напряжения на ПС 110 – 220 кВ ниже 0.95 от номинального в нормальных режимах и ниже 0.9 от номинального в послеаварийных режимах.

Установку СКРМ в сети 110 кВ и выше следует применять в случае, если нормализация напряжения путем регулирования напряжения на электростанциях оказывается неэффективной из-за их значительной электрической удаленности.

Выбор параметров, мест установки и алгоритмов управления должен основываться на результатах расчетов установившихся режимов, электромеханических и электромагнитных переходных процессов и сопоставления технико-экономических показателей альтернативных вариантов технических решений. Принятое решение об установке СКРМ должно быть согласованно с филиалом ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ.

3.8. Сетевое резервирование и применение автономных источников питания

Для ответственных потребителей электроснабжение должно осуществляться без перерыва подачи электроэнергии, для этого должно быть использовано:

- сетевое резервирование, которое должно обеспечиваться схемными решениями посредством однократного сетевого резервирования;
- автономное (аварийное) резервирование от независимого источника питания (агрегаты бесперебойного питания, дизельная или другая электростанция, которые должны устанавливаться потребителем).

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

Электрическую сеть 35-220 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 локализации повреждений и сокращения времени перерывов в электроснабжении потребителей при подключении абонентских отпаечных ЛЭП 6-10 кВ к сетям ОАО «МОЭСК» необходимо обязывать потребителя (абонента) устанавливать автоматический секционирующий пункт (реклоузер) в местах врезки.

Для ответственных потребителей, не терпящих 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 агрегаты бесперебойного питания.

Автономные источники питания должны устанавливаться собственниками электроустановок.

Установка и подключение автономных источников питания к распределительным электрическим сетям, должна производиться на основании технических условий, выдаваемых электросетевой компанией.

РУ-0,4 кВ и щиты 0,4 кВ в ТП, к которым подключены электроприемники с требуемой высокой надежностью электроснабжения, должны быть оснащены стационарными местами для подключения ПЭС.

Резервные или аварийные источники электроснабжения должны подключаться на выделенные шины гарантированного питания, к которым

подключены электроприемники, для которых требуется высокая надёжность электроснабжения.

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

В зависимости от требований потребителя к уровню заявленной надежности электроснабжения или категорийности электроприемников, резервные или аварийные источники питания должны быть оборудованы системой автоматического пуска при отключении основного (централизованного) источника электроснабжения.

При подключении потребителей с использованием КЛ 0,4-20 кВ вне зависимости от заявленной категории надежности необходимо при разработке технических условий на присоединение предусматривать резервирование потребителей на случай повреждения данной КЛ путем прокладки резервной КЛ по той же трассе либо иными способами, вплоть до строительства второго источника электроснабжения.

3.9. Определение центров питания, имеющих ограничения для технологического присоединения

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 861«Об утверждении правил не дискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, правил не дискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям», определены критерии возможности технологического присоединения, а именно:

– нахождение энергопринимающего устройства, в отношении которого подана заявка на техническое присоединение, в пределах территориальных границ обслуживания соответствующей сетевой организации;

– сохранение условий электроснабжения (установленной категории надежности электроснабжения и сохранения качества электроэнергии) для прочих потребителей, энергопринимающие установки которых на момент подачи заявки заявителя присоединены к электрическим сетям сетевой организации или смежных сетевых организаций;

– отсутствие ограничений на присоединяемую мощность на объектах электросетевого хозяйства, к которым надлежит произвести технологическое присоединение;

– отсутствие необходимости реконструкции или расширения (сооружения новых) объектов электросетевого хозяйства.

К центрам питания, имеющим ограничение на технологическое присоединение, относятся подстанции, у которых при увеличении

присоединяемой к ним мощности и/или потребителей невозможно обеспечить:

– нормативные, проектные и технические параметры;

– нормированные показатели надежности и качества передаваемой электрической энергии;

– надлежащий уровень безопасной эксплуатации электросетевого объекта.

Также, при техническом обосновании, к центрам питания, имеющим ограничение на технологическое присоединение, допускается относить подстанции, для которых планируемое технологическое присоединение вызывает необходимость их расширения или реконструкцию.

Перечень центров питания, имеющих ограничение на технологическое присоединение, используется для определения текущего и перспективного дефицита (резерва) располагаемой мощности, при принятии решения о возможности присоединения новых потребителей к сетям ОАО «МОЭСК».

Текущий дефицит располагаемой мощности ~~в~~ центра питания - превышение значений мощности по замерам в режимные дни относительно значений максимальной мощности, рассчитанных в соответствии с настоящим документом и соответствующим требованиям ПТЭ.

Перспективный дефицит располагаемой мощности центра питания - превышение суммарной мощности по замерам в режимные дни и величины мощности по выданным техническим условиям на технологическое присоединение потребителей относительно значений максимальной мощности в соответствии с настоящим документом и соответствующим требованиям ПТЭ.

Перечень центров питания, имеющих ограничения на технологическое присоединение, ежегодно определяется по данным контрольных замеров максимума нагрузки и ежеквартально актуализируется в отношении величин перспективного дефицита располагаемой мощности ЦП.

В целях проверки обоснованности установления ОАО «МОЭСК» факта отсутствия технической возможности для технологического присоединения, заявитель вправе обратиться в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти по технологическому надзору для получения заключения об отсутствии технической возможности технологического присоединения.

Информация о загрузке центров питания о наличии либо отсутствии возможности технологического присоединения к центрам питания напряжением 35кВ и выше размещена в свободном доступе на официальном интернет-ресурсе ОАО «МОЭСК» - портал технологических присоединений. Раскрытие информации по резерву мощности на ТП напряжением ниже 35 кВ осуществляется на корпоративном сайте ОАО «МОЭСК».

Центры питания ОАО «МОЭСК» имеют ограничение на технологическое присоединение при наличии любого из следующих условий.

– Внутренние ограничения: загрузка в наиболее тяжелом послеаварийном режиме оставшихся в работе трансформаторов подстанции превышает 105% от номинальной мощности трансформатора в общем случае либо превышает максимально допустимые значения, установленные заводом-изготовителем соответствующего оборудования подстанции, (для трансформаторов, установленная мощность которых снижена по результатам обследования специализированной организацией в расчетах и определениях максимально допустимой нагрузки должна учитываться мощность, которая установлена по результатам обследования.

– Внешние ограничения: загрузка ЛЭП в наиболее тяжелом аварийном режиме в прилегающей к ПЦ окружающей сети свыше 100% от номинальной пропускной способности (с учетом выполнения режимных мероприятий).

3.9.1. Определение внутренних ограничений центра питания

– По результатам зимнего контрольного замера определяется фактическая послеаварийная загрузка оборудования на подстанции. Послеаварийная загрузка рассчитывается в режиме (N-1) наиболее тяжелого для данной подстанции технологического нарушения с учётом наиболее продолжительного времени восстановления повреждённого оборудования.

– Выполняется сравнение фактической послеаварийной загрузки оборудования подстанции и максимально допустимой нагрузки соответствующего оборудования (в общем случае для масляных трансформаторов 105% от номинальной мощности).

– В случае превышения послеаварийной нагрузки оставшегося в работе оборудования подстанции над максимально допустимой нагрузкой и невозможности разгрузки центра питания путем перевода части нагрузки на другие подстанции, такой центр питания является, имеющим внутренние ограничения на технологическое присоединения до выполнения соответствующих мероприятий (в том числе, по реконструкции или новому строительству) для ликвидации перегрузов оборудования в послеаварийном режиме.

3.9.2. Определение внешних ограничений центра питания

Загрузка по окружающей сети определяется из расчета наиболее тяжелого режима для ЛЭП при наложении ремонтного режима на технологическое нарушение с учетом проведения режимных мероприятий, позволяющих снизить загрузку ЛЭП (отключение параллельной ЛЭП, отключение СШ, отключение секции, отключение автотрансформатора(-ов), отключение линий связи с ТЭЦ, отключение линий связи с узловыми ПЦ 500/220/110кВ , 220/110/35кВ, 110/35кВ).

При загрузке ЛЭП в наиболее тяжелом аварийном режиме свыше 100% (с учетом выполнения режимных мероприятий) подстанции, входящие в зону влияния данной ЛЭП включаются в перечень центров питания, имеющих ограничения для технологического присоединения.

3.10. Принципы и перспективы перехода к «активно-адаптивным» распределительным сетям

Перспективы развития ЕЭС России в ближайшие годы связаны с созданием интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС), под которой понимается энергосистема нового поколения, обеспечивающая эффективное использование всех видов ресурсов (природных, социально-производственных и человеческих) для надежного и качественного энергоснабжения потребителей энергии за счет гибкого взаимодействия субъектов (всех видов генерации, электрических сетей и потребителей) на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной системы управления. В ИЭС ААС активно-адаптивная распределительная сеть – это полностью автоматизированная, саморегулирующаяся и самовосстанавливающаяся сеть, обеспечивающая эффективное управление потреблением и транспортом электрической энергии.

В соответствии с разработанной в ОАО «ФСК ЕЭС» концепцией ИЭС ААС к активно-адаптивной распределительной сети предъявляются следующие основные требования:

доступности - обеспечения доступа любых видов генерации и потребителей электроэнергии к услугам электросетевой технологической, информационной и коммерческой инфраструктуры - вне зависимости от временных, территориальных и иных факторов, в соответствии с экономически обоснованным спросом, - по подключению, передаче, получению электроэнергии;

достаточности – возможности использования в соответствии со своими потребностями электрической энергии (мощности) надлежащего качества в любой интервал времени суток, сезона и года;

надежности - возможности противостояния физическим и информационным негативным воздействиям без масштабных отключений или высоких затрат на восстановление работы сети;

экономичности - функционирования в соответствии с основными законами спроса и предложения на базе обоснованных цен;

допустимости (технологической и социально-экологической) совместной работы систем централизованного и децентрализованного энергоснабжения с поддержанием необходимого уровня резервирования и надежности энергоснабжения;

эффективности - обеспечения контроля затрат (в том числе на эксплуатацию оборудования), снижения потерь электроэнергии при ее передаче и распределении за счет ситуационного регулирования нагрузки с максимальным учетом требований потребителей;

органичности во взаимодействии с окружающей средой - снижения воздействий на окружающую среду посредством нововведений в передаче, распределении, хранении и потреблении электроэнергии;

технологического единства - использования разных технологий, выбираемых в соответствии с программой, направленной на реализацию ИЭС ААС.

Для реализации этих требований ААС должна обладать новыми свойствами, основными из которых являются:

– стандартизованный высокотехнологичный гибкий интерфейс «потребитель-сеть» и «генератор-сеть» с выходом на системы технологического управления и коммерческой координации;

– новая сетевая топология, обеспечивающая регулирование обменов мощности, с соответствующей системой управления активными элементами ААС и объектами генерации;

– адаптивная реакция управляемых элементов 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;

– 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 сети 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 эффективной самодиагностики элементов 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;

– обеспечение надежного и качественного энергоснабжения потребителей за счет использования цифровых автоматизированных информационных и управляющих систем;

– обеспечение высокого уровня информационной безопасности за счет встраивания элементов систем безопасности во все технологические системы.

ААС должна строиться на принципах интеллектуального интегрирования в электрическую сеть традиционных, распределенных, возобновляемых источников энергии, накопителей энергии, связанных между собой в единый технологический управляемый комплекс, работающий под контролем центров управления сетями с соблюдением заданных оперативных режимов и ограничений.

Распределительные электрические сети при переходе к активно-адаптивной сети должны базироваться на применении следующих элементов:

- ЛЭП, адаптирующиеся к изменяющимся параметрам сети и направлениям потоков мощности (с использованием технологий гибких систем передачи электроэнергии – FACTS);

- устройства на основе высокотемпературной сверхпроводимости (трансформаторы, КЛ, компенсаторы реактивной мощности, ограничители токов короткого замыкания и др.);

- коммутационные аппараты с высокой отключающей способностью и большим коммутационным ресурсом;

- новые цифровые средства и системы релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики, диагностики оборудования, контроля, учёта и управления;

- устройства для аккумулирования (накопления) электрической энергии;

- устройства электромагнитного преобразования электроэнергии для регулирования потоков активной и реактивной мощности, регулирования напряжения в сети, ограничения токов короткого замыкания, регулирования напряжения по амплитуде и по фазе, а также для преобразования рода тока;

- средства мониторинга динамических свойств ЭЭС (WAMS - Wide Area Measurement Systems) на основе синхронизированных векторных измерений параметров электрического режима сети в реальном времени;

- автоматизированные системы управления, сбора и передачи информации о состоянии сети, режимах передачи мощности от генерирующих источников, обмене потоками мощности и электроэнергии со смежными сетями, а также об отпуске электрической энергии и мощности

потребителям.

Организационные и технические мероприятия, проводимые при создании интеллектуальных сетей, а также алгоритмы работы информационно-технологических и управляющих систем при переводе сетей на активно-адаптивные принципы функционирования должны согласовываться со смежными электросетевыми организациями и Системным оператором с целью обеспечения технологического единства ИЭС ААС.

Переход электрических сетей ОАО «МОЭСК» к работе, основанной на принципах активно-адаптивной сети, должен выполняться поэтапно.

Первый этап – формирование концепции построения ААС Москвы и Московской области, принципов её функционирования; разработка основных требований к реализации пилотных проектов ААС; выбор комплекса взаимосвязанных технических решений по силовому оборудованию, программно-техническим средствам информационно-технологических систем, автоматизированных систем управления, средствам сбора и передачи информации.

Второй этап – реализация ряда пилотных проектов ААС в режиме опытно-промышленной эксплуатации с целью получения расчётных параметров систем, технико-экономических показателей; анализ и обобщение опыта эксплуатации.

Третий этап – разработка нормативно-правовых документов, регламентирующих юридические аспекты, организационные и технические мероприятия, а также последовательность их реализации при создании ААС.

Четвертый этап - полномасштабная реализация проектов ААС.

Раздел 4. Основное оборудование электросетевого комплекса ОАО «МОЭСК»

4.1. Сети 35-220 кВ. Подстанции и распределительные устройства

Основные требования к подстанциям и распределительным устройствам напряжением 35 кВ и выше, изложенные в стандартах ОАО «ФСК ЕЭС» «Общие технические требования к трансформаторным подстанциям и распределительным пунктам нового поколения» и «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».

Основные технические решения и требования должны основываться на результатах расчетов электрических режимов и токов короткого замыкания с учетом перспективного развития электрической сети и роста нагрузок.

При ресинхронизации сроков окончания нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов, указанных в Схеме перспективного развития, со сроками Инвестиционной программы ОАО «МОЭСК» вышеуказанные расчеты необходимо выполнять для двух сроков:

- согласно срокам Инвестиционной программы ОАО «МОЭСК»;
- согласно срокам Схемы перспективного развития ОАО «МОЭСК».

Ниже приведены основные требования, выполнение которых обязательно при строительстве, техническом перевооружении и реконструкции ПС.

4.1.1. Основные технические решения и требования к ПС 35-220 кВ при новом строительстве, техническом перевооружении, реконструкции

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

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

Для создания благоприятных условий эксплуатации зданий и сооружений необходимо, 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 требованиям типовой инструкции.

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

- сокращение площадей ПС путем оптимизации схемно-компоновочных решений, при условии сохранения надежности и ремонтопригодности;
- в крупных городах с высокой плотностью застройки допускается строительство закрытых, встроенных, заглубленных или подземных подстанций с применением силовых трансформаторов с элегазовой изоляцией при специальном технико-экономическом обосновании и разработке исчерпывающих мероприятий по, защите окружающей среды (экологии) и обслуживающего персонала от воздействия утечек элегаза в нормальном режиме и от продуктов разложения элегаза в аварийных ситуациях, а также по взрыво- и пожаробезопасности;
- в городах и населенной местности переходные пункты для ЛЭП 35-220 кВ, размещаемые на территории ПС, выполнять открытого типа, а за территорией ПС - закрытого типа; вне населенной местности - открытого типа;
- при сооружении закрытых ПС трансформаторы (АТ) номинальным напряжением 110 кВ и выше рекомендуется устанавливать на открытых площадках, при необходимости с противошумовым заграждением; установка трансформаторов (АТ) в зданиях допускается при специальном обосновании и разработке исчерпывающих противопожарных мероприятий;
- при новом строительстве и реконструкции необходимо обязательное выполнение экологических мероприятий в соответствии с действующим природоохранным законодательством.

Реконструкция РУ 110-220 кВ ПС должна выполняться, как правило, с некоторым расширением площади ПС, сооружением новых ячеек и организацией перезаводов в них присоединений; поячеечная реконструкция ОРУ допускается при наличии специальных обоснований;

При новом сооружении ПС 110-220 кВ, а также проведении реконструкции ПС 220-110 кВ открытого типа на основании соответствующего технико-экономического обоснования выполняется ПС закрытого типа.

При сооружении новых подстанций необходимо:

- внедрять комплексную автоматизацию, обеспечивающую создание интегрированной системы управления технологическими процессами с подсистемами релейной защиты и автоматики, коммерческого учета электроэнергии, мониторинга состояния оборудования, диагностики и управления оборудованием;
- обеспечивать резервируемыми цифровыми каналами связи для передачи сигналов управления и информации о состоянии электрооборудования на диспетчерский пункт, в том числе, диспетчерскими голосовыми и видеоканалами;

- оснащать РУ видеонаблюдением, в т.ч. на монорельсовом ходу, с возможностью увеличения изображения и инфракрасной подсветкой.

4.1.1.1. Выбор технологических решений по подстанциям 35-220 кВ

Технологические решения по подстанциям должны выбираться из условий:

- применение открытых РУ 35-220 кВ, в том числе, модульного и контейнерного исполнения, применение КРУ 35 кВ и КРУЭ 110-220 кВ должно иметь техническое обоснование;

- выбор материалов, конструирование и расчеты зданий и сооружений выполняются в соответствии с требованиями нормативно-технических документов (ГОСТы, СНиПы, технические условия, руководства и др.);

При новом строительстве и реконструкции подстанций для замены устаревшего электрооборудования следует предусматривать оборудование, прошедшее сертификацию на соответствие государственным стандартам и требованиям отраслевых стандартов и действующему Положению ОАО «Россети» о единой технической политике и обладающее повышенной функциональной и эксплуатационной надежностью, экологической и технологической безопасностью, позволяющее применять дистанционное управление с удаленных диспетчерских центров при минимуме эксплуатационных затрат.

На вновь строящихся и реконструируемых ПС, как правило, следует устанавливаться новое оборудование того же типа, что и раннее установленное на данной ПС или группе ПС.

При замене первичного оборудования рекомендуется предусматривать замену вторичного оборудования и цепей вторичной коммутации на передовое оборудование, отвечающее современным требованиям.

При проектировании подстанций учитывать возможность замены силовых и регулировочных трансформаторов на большую мощность в соответствии с существующей шкалой мощностей.

При реконструкции и техническом перевооружении ПС 35-220 кВ рекомендуется применять трансформаторы единичной мощностью не выше 16 МВА на подстанциях 35 кВ, не выше 125 МВА – на подстанциях 110 кВ и не выше 250 МВА – на подстанциях 220 кВ.

Трансформаторы на подстанциях 35, 110 и 220 кВ должны быть оснащены автоматическими регуляторами напряжения.

По территории подстанции кабели 110-220 кВ прокладываются в земле, в кабельных туннелях и эстакадах.

При новом строительстве и комплексной реконструкции для обеспечения ЭМС, в некоторых случаях рекомендуется кабельные лотки и каналы выполнять заглубленными, предусмотрев дренаж грунтовых и отвод талых вод в местах пересечений с коммуникациями и при вводах в здания;

Для разводки кабелей в помещениях ОПУ и РЩ преимущественно использовать кабельные шахты и фальшполы, кабельные этажи допускаются при технико-экономическом обосновании.

При новом строительстве и реконструкции ПС должна предусматриваться возможность расширения.

Для электроотопления ПС рекомендуется, в том числе, рассматривать применение современных технологий гелиоэнергетики.

4.1.1.2. Основные требования к подстанциям 35-220 кВ

Подстанции 35-220кВ должны отвечать следующим техническим требованиям:

–обеспечивать безопасную эксплуатацию;

–обеспечивать экологическую безопасность на всех этапах жизненного цикла;

–конструктивное исполнение подстанции и применяемое оборудование должны обеспечивать максимальную ремонтопригодность и минимальное время восстановления электроснабжения потребителей при минимальных трудозатратах;

–рассчитываться на срок эксплуатации строительной части не менее 50 лет;

–обеспечивать максимально возможную совместимость с оборудованием, находящимся в эксплуатации и обладающим аналогичными характеристиками, но другого производителя;

–обеспечивать адаптивность к применению нового оборудования и устройств, базирующихся на современной элементной базе на этапе эксплуатации и ремонта;

–электрические схемы распределительных устройств подстанции, как правило, должны соответствовать «Схемам принципиальным электрическим распределительных устройств подстанций 35-750 кВ типовые решения»;

–компоновочные решения подстанций должны обеспечивать удобство и безопасность проведения осмотра, технического обслуживания и ремонта оборудования;

–на территории ОРУ подстанции необходимо прокладывать дорожки с твердым покрытием, обеспечивающие проход персонала при осмотре оборудования.

–первичное оборудование подстанций должно иметь срок службы не менее 30 лет;

–секции шин 6-20 кВ должны иметь, как правило, не более 7 отходящих линий на одну секцию РУ, а при количестве секций в РУ 4 и более рекомендуется разделять секции шин противопожарными перегородками;

–при новом строительстве и реконструкции подстанций количество секций 6 – 20 кВ должно быть ограничено 2-мя на каждый силовой трансформатор (ВДТ), в случае необходимости присоединения большего количества отходящих фидеров необходимо предусмотреть строительство вне территории подстанции РП питающихся от РУ подстанции по 2м фидерам с организацией в РП АВР.

–на щите подстанции должны быть установлены панели управления с мнемосхемой и ключами управления выключателями 35 – 220 кВ, вводными и секционными выключателями 6 – 20 кВ и выключателями ТСН;

–ошиновку 6 – 20 кВ трансформаторов, расположенную на ОРУ, необходимо выполнять с использованием жестких шин на эстакадах с применением термоусадочной изоляции, при этом расстояния между фазами шин и относительно заземленных конструкций должны выбираться без учета изолирования шин. Термоусадочная изоляция должна быть трекингостойкой и стойкой к ультрафиолету на весь срок службы не менее 25 лет. Применение кабельных перемычек допускается при техническом обосновании. Применение закрытых токопроводов и литых токопроводов на ОРУ не допускается.

Места присоединения кабеля к ТСН необходимо изолировать термоусадочным материалом или системой усиления изоляции.

При использовании импортного оборудования вся документация, обозначения, надписи должны быть на русском языке, все приборы и устройства должны быть русифицированы.

4.1.2. Схемы электрические принципиальные распределительных устройств ПС и основные требования к РУ 35 кВ-220 кВ

Для выбора схем РУ 35 кВ-220 кВ объектов электросетевого комплекса ОАО «МОЭСК» применимы требования, изложенные в стандартах ОАО «ФСК ЕЭС»:

– «Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»;

– «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ».

Схемы электрические принципиальные РУ ПС 35-220 кВ должны обеспечивать:

- 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, а также в минимизации количества коммутаций в первичных и вторичных цепях при изменении режима работы электроустановки;

- техническую гибкость, заключающуюся в возможности быстрой адаптации электроустановки к изменяющимся режимам, 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.

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 35-220 кВ должны применяться схемы с одним выключателем на присоединение (при наличии соответствующих обоснований допускаются схемы с двумя системами шин или с обходной системой 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;
- РУ 6-20кВ, к которым присоединяется разветвленная сеть, должны оснащаться управляемыми дугогасительными устройствами компенсации емкостных токов замыкания на землю.
- применяемые схемы должны обеспечивать возможность расширения РУ в перспективе; при отсутствии исходных данных по количеству перспективных присоединений следует предусматривать возможность расширения площадей:
- для РУ 220 кВ - 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 4 присоединения.

4.1.3. Первичное оборудование подстанций 35-220кВ

4.1.3.1. Общие технические требования к первичному оборудованию ПС 35-220кВ

На подстанциях напряжением 35-220кВ должно применяться оборудование соответствующее Российской нормативной базе, имеющее сертификаты соответствия и рекомендованное для применения в электроэнергетике. По выбираемому оборудованию должен иметься положительный опыт эксплуатации в ОАО «МОЭСК» в части надёжности, безопасности и удобства обслуживания.

Межремонтные сроки обслуживания оборудования - при

необходимости вывода оборудования из работы - должны быть не менее 15 лет.

Конструктивное исполнение вновь устанавливаемого оборудования должно максимально соответствовать заменяемому.

Конструкции опор, узлов, изделий и оборудования должны быть типовыми и унифицированными.

Предпочтение должно получать оборудование, произведенное на территории России и имеющее положительный опыт эксплуатации (не менее 5 лет) в Российской Федерации.

Фирмы производители оборудования должны располагать собственными производственными площадями, иметь в Московском регионе сервисные центры (службы) и склады с ЗИП и положительные отзывы от энергокомпаний.

При поэтапной реконструкции в пределах одной подстанции необходимо применять оборудование аналогичное уже установленному как по конструктивному исполнению, габаритным и установочным размерам, так и по расположению органов управления и схем вторичных цепей.

Для новых конструкций, материалов и оборудования необходимо проведение опытной эксплуатации в течение не менее 1 года.

Решение о применении нового оборудования должно приниматься на Техническом совете ОАО «МОЭСК» по результатам опытной эксплуатации.

4.1.3.2. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы напряжением 35-220 кВ

На подстанциях 35-220 кВ должны применяться силовые трансформаторы, оснащённые следующим оборудованием:

– быстродействующими регуляторами напряжения (РПН) вакуумного исполнения, обладающими ресурсом до первой ревизии не менее 300 000 переключений;

– высоковольтными вводами 110-220 кВ с твёрдой RIP изоляцией;

– устройствами непрерывного контроля содержания растворённых в масле газов, а также влагосодержания трансформаторного масла (для трансформаторов 110 – 220 кВ, установленных на особо важных объектах);

– газовыми реле типа РГТ-80(50), оснащёнными двумя парами контактов отключающих и сигнальных;

– струйными реле, оснащёнными двумя парами отключающих контактов;

– предохранительными клапанами;

– необслуживаемыми влагоосушителями, оборудованными автоматическими выпаривателями влаги;

– системы охлаждения типа «Д» должны быть снабжены радиаторами пластинчатого типа, имеющими оцинкованную поверхность корпуса;

– системы охлаждения типа «ДЦ» должны иметь охладители, конструкция которых позволяет эффективно проводить их промывку;

– маслонасосами, рассчитанными на полный срок службы трансформаторов (автотрансформаторов), равный 30 годам;

– измерителями-сигнализаторами температуры с выводом информации для АСУ ТП;

– виброгасителями для установки на них приводов РПН;

– стационарными лестницами, при высоте бака 3м и более от уровня рельса.

На автотрансформаторах 220 кВ единичной мощностью 200 МВА и выше, по требованию Заказчика, могут применяться системы мониторинга, обеспечивающие непрерывное измерение, регистрацию и отображение основных параметров автотрансформаторов в нормальных, предаварийных и аварийных режимах.

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы, должны отвечать следующим требованиям:

– 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»;

– подпрессовка обмоток в процессе эксплуатации (30 лет) должна быть исключена;

– конструкция охлаждающих устройств (радиаторов) - пластинчатая (плоско-штампованные радиаторы, оцинкованные методом горячего погружения);

– конструкция вводов и трансформатора должна допускать демонтаж и замену вводов без съема крышки, бака, выемки активной части, слива масла ниже прессующих колец;

– должна быть применена уплотнительная резина со сроком службы 30 лет. Все фланцевые соединения (за исключением нижнего разъёма) должны иметь кольцевые проточки для улучшения герметичности;

– нагрузочная способность и электродинамическая стойкость трансформаторов (автотрансформаторов) должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия», ГОСТ 14209-85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки и ПТЭ;

– срок службы должен быть не менее 30 лет (ГОСТ Р 52719-2007 п.6.7.);

– отсутствие необходимости капитального ремонта в течение всего срока службы

– гарантийный срок не менее 3 лет со дня ввода в эксплуатацию (ГОСТ Р 52719-2007 п.13.2.);

– взрывобезопасность за счет конструктивного исполнения баков трансформаторов, применения систем предотвращения разгерметизации корпуса при внутренних повреждениях (клапаны, системы предотвращения взрывов и пожаров).

На отводах обмотки ВН последовательного трансформатора (фазы «а» и «с») должны быть установлены трансформаторы тока, имеющие класс точности 10 Р, предельную кратность 30 и нагрузку 30 ВА.

При применении регулировочных трансформаторов следует проверять их на термическую и электродинамическую стойкость к воздействию токов КЗ.

Основные требования к линейным регулировочным трансформаторам (РТ)

РТ предназначены для регулирования напряжения в сетях 6-10 кВ в тех случаях, когда необходимый уровень напряжения в данной сети не может быть обеспечен только за счёт встроенного регулирования уже имеющихся силовых трансформаторов

Регулирование напряжения должно осуществляться путём применения блока автоматического регулирования.

РТ с системой охлаждения «Д» при отключённом дутье должны допускать продолжительную нагрузку не более 50% от номинальной при температуре верхних слоёв масла не выше 60 ^{o}С.

Трансформаторы должны допускать работу при напряжении превышающем номинальное:

– на 10 % длительно, при номинальной мощности;

– на 15 % не более 6 часов в сутки при номинальной мощности или длительно при мощности не превышающей 50 % номинальной.

РТ должны быть оснащены РПН вакуумного исполнения, требующие первой ревизии контактора после 300000 переключений.

Газовые реле типа РГТ должны иметь две пары сигнальных и отключающих контактов.

Струйное реле контактора РПН должно быть снабжено двумя отключающими контактами.

На отводах обмотки ВН последовательного трансформатора (фазы «а» и «с») должны быть установлены трансформаторы тока, имеющие класс точности 10 Р, предельную кратность 30 и нагрузку 30 ВА.

4.1.3.3. Выключатели

В сетях 110-220 кВ следует применять элегазовые выключатели (в том числе, со встроенными трансформаторами тока), колонковые и баковые на чистом элегазе с пружинными приводами. Выключатели должны быть взрывобезопасные с наличием клапанов сброса давления.

В сетях 35-110 кВ следует применять элегазовые или вакуумные

выключатели с токами отключения не ниже расчетного тока КЗ в месте установки выключателя.

В распределительных устройствах напряжением 6-20 кВ следует применять вакуумные выключатели с номинальным током отключения не менее 20 кА с пружинными и электромагнитными приводами, не требующими обязательного наличия оперативного питания для их безопасного оперирования.

Конструкция выключателей должна обеспечивать:

– надежную работу до выработки установленного ресурса по механической и коммутационной износостойкости;

– низкий уровень коммутационных перенапряжений, в ТУ на конкретные типы вакуумных выключателей должен указываться уровень перенапряжений при отключении малых индуктивных токов.

– высокую ремонтопригодность.

– срок периодичности средних ремонтов должен быть не менее 15-20 лет.

В пределах одного РУ не рекомендуется применение выключателей различных производителей с различным конструктивным исполнением.

Во всех случаях должны применяться выключатели, не требующие капитального ремонта в течение всего срока службы. Срок службы должен быть не менее 30 лет, гарантийный срок эксплуатации – не менее 60 месяцев с даты ввода в эксплуатацию.

Выключатели, поставляемые на объекты ОАО «МОЭСК», должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52565-2006.

4.1.3.4. Комплектные распределительные устройства

При проектировании распределительных устройств 110-220 кВ руководствоваться «Типовыми принципиальными электрическими схемами РУ напряжением 6-750 кВ подстанций и указаниями по их применению».

При строительстве новых питающих центров и реконструкции действующих предпочтение следует отдавать следующим конструктивным исполнениям распределительных устройств:

– открытого типа (ОРУ);

– КРУЭ: в стесненных условиях; в сильнозагрязненных районах; в местах представляющих историческую и культурную ценность или достаточно близко расположенных к жилью; для электроснабжения объектов жизнедеятельности, а также там, где особенно важно бесперебойное электроснабжение (высотные здания; аэропорты; транспорт; очистительные установки; портовые сооружения, металлургическая, химическая, цементная промышленность и др.) и при других достаточных обоснованиях.

Все оборудование должно поставляться с согласованными техническими характеристиками на основании представляемых

изготовителем опросных листов. Опросные листы должны быть согласованы техническими службами исполнительного аппарата, а также проектной организацией.

Совместно с оборудованием должны поставляться адаптеры для пристыковки высоковольтных испытательных установок (согласно опросным листам).

В поставляемой технической документации должны быть подробные указания по монтажу, демонтажу, сборке и замене всех узлов и деталей. К указанным выше документам должны прилагаться монтажные чертежи с размерами и нагрузками на фундаменты. Для болтовых соединений должны быть указаны моменты затяжки.

Требования к конструкции:

– поставляемое для монтажа оборудование должно иметь максимальную заводскую готовность, позволяющую проводить монтаж и наладку оборудования в минимальные сроки;

– исполнение КРУЭ должно позволять использовать как кабельные, так и воздушные заходы на подстанцию. Возможно применение элегазовых токопроводов небольшой длины;

– конструкция КРУЭ должна предусматривать вывод в ремонт и замену любого газового объёма без полного отключения КРУЭ в течение всего технологического периода замены;

– ячейки должны быть оборудованы указателями наличия напряжения на токоведущих частях;

– в КРУЭ должны быть предусмотрены вторые заземляющие ножи на системах шин и в развилке шинных разъединителей (для схемы две системы шин);

– отсеки с заземляющими ножами должны быть оборудованы блокировкой, препятствующей их ошибочному включению, и предохранительными мембранами. Заземляющие ножи сборных шин, отходящих линий и ячеек автотрансформаторов должны быть быстродействующими;

– ячейки КРУЭ 110-220 кВ с кабельными вводами должны обеспечивать возможность испытания изоляции и определение места повреждения кабеля без отстыковки кабельных вводов;

– элегазовые токопроводы напряжением до 220 кВ, с общей длиной токопровода не более 12м;

– уровень годовых утечек элегаза не должен превышать 0,5%;

– 2 системы шин, каждая из которых должна иметь два быстродействующих заземлителя;

– заземлители должны быть установлены непосредственно рядом с разъединителями, со всех сторон, откуда может быть подано напряжение;

– для предотвращения ошибочных операций с разъединителями и заземлителями должны быть механические, электрические и электромеханические блокировки;

– шинные разъединители должны быть установлены в отдельных герметичных газовых объемах с целью недопущения одновременного отключения двух систем шин при проведении ремонтно-восстановительных работ;

– трансформаторы напряжения к системам шин должны подключаться через разъединители с возможностью монтажа или демонтажа без обесточения подстанции;

– для обеспечения возможности проверки основной изоляции КЛ 110-220 кВ трансформаторы напряжения должны быть установлены по отношению к кабельным вводам за разъединителями;

– в КРУЭ должны быть установлены трансформаторы тока до 7 штук. 1 обмотка для учета с классом точности 0,2S, 1 обмотка для измерения с классом точности 0,5S и до 5 обмоток для защиты с классом точности 10P. Номинальный вторичный ток должен быть равен 1 А. Установить три обмотки класса 10P со стороны шин и две обмотки класса 10P со стороны линии. Обмотки трансформаторов тока класса 10P должны иметь предельную кратность 30 или выше и иметь нагрузочную способность 30ВА или выше. Конструктивное исполнение трансформаторов тока должно позволять изменение коэффициента трансформации в течение всего срока службы КРУЭ;

– КРУЭ 110 кВ с токами к.з. 40 кА должно поставляться в трехфазном исполнении. КРУЭ 110 кВ с токами к.з. 50 кА и выше может поставляться в пофазном исполнении;

– соединение кабелей 110 кВ с КРУЭ должно быть «штекерного типа», т.е. расстыковка кабеля с КРУЭ должна производиться без выполнения газотехнологических работ;

– блоки кабельных вводов должны позволять пристыковывать кабели в диапазоне сечений 300-2500 мм^2. Конструкция ячеек в случае необходимости должна предусматривать возможность пристыковки кабелей большего сечения без значительных работ по реконструкции КРУЭ;

– система контроля плотности элегаза должна быть индикаторного типа (плотномеры типа Wika) , в течение срока эксплуатации эта система не должна подвергаться ежегодным проверкам;

– устройства для заполнения газом должны быть совместимы с газотехнологическими установками фирмы Дило;

– выключатели должны быть одноразрывными, в том числе для выключателей с номинальными токами отключения до 50 и 63 кА;

– привода должны быть пружинными с малым потреблением электроэнергии, пружинно-гидравлические привода могут применяться в исключительных случаях;

– шкафы и схемы управления должны быть совместимыми с аналогичными устройствами фирм Сименс и АББ, а также других производителей в соответствии с опросными листами и спецификациями на оборудование;

– конструкция привода и выключателя должна быть следующей: включение выключателя осуществляется от привода, а отключение отключающими пружинами, т.е. должна быть обеспечена возможность отключения выключателя независимо от состояния (работоспособности) привода;

– на КРУЭ должны быть оформлены соответствующие документы, в т.ч. паспорта, в соответствии с правилами устройства сосудов, работающих под давлением. Все сосуды, работающие под давлением, должны подвергаться заводским испытаниям на прочность корпуса (например гидравлические испытания). Фирма, поставляющая КРУЭ, должна гарантировать прочность сосудов (не должно быть требований по проведению испытаний на их прочность) в течение всего срока эксплуатации с учетом возможности продления этого срока на 20-30 лет.

– предохранительные мембраны должны иметь срок службы не менее 30 лет;

– повышенная локализационная стойкость – каждый основной элемент должен находиться в отдельном газо-изолированном объеме. При повреждении любого газо-изолированного объема не должно приводить к разрушению соседнего объема и проникновению продуктов разложения элегаза в другие смежные объемы и другие фазы.

Выключатели, поставляемые в составе КРУЭ должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52565-2006.

Минимальный объем работ при техническом обслуживании. При этом средний ремонт не чаще 1 раза в 20-25 лет, техобслуживание с отключением присоединений не чаще 1 раза в 10 – 15 лет или после выработки ресурса.

Гарантийный срок эксплуатации после ввода в работу должен быть не менее 3 лет.

Требования к организации сервисного обслуживания:

- наличие сервисного центра со складом ЗИП (газотехнологические установки, комплекты инструментов и приспособления для ремонта и наладки, в т.ч. и специальные для сборки и разборки отдельных узлов и механизмов, датчики перемещения для измерения скоростей включения и отключения, испытательные установки с адаптерами, смазки, герметики, резиновые уплотнения, изоляторы, реле, плотномеры, двигатели, катушки включения, отключения и др.);

- обеспечение прибытия шеф-инженера (уполномоченного представителя компании) на подстанцию в течение одного рабочего дня для принятия решения в случае отказа оборудования (т.е. местонахождение в Московском или близко расположенном регионе).

КРУ 6-10-20-35 кВ на ПС 35-220 кВ

При реконструкции и новом строительстве к конструкции ячеек КРУ предъявляются следующие требования:

– малогабаритные ячейки КРУ с воздушной изоляцией;

– ячейки КРУ должны быть укомплектованы - стационарными указателями напряжения;

– заземляющие ножи должны иметь дистанционный привод, обеспечивающий их быстрое, не зависящее от скорости действий оператора, включение (за счет энергии пружин);

– ячейки КРУ должны быть укомплектованы указателями включенного и отключенного состояния заземляющих ножей;

– ячейки КРУ должны иметь конструкцию, обеспечивающую беспрепятственный доступ ко всем элементам для их обслуживания;

– конструкция ячейки должна обеспечивать операции с выкатным элементом при закрытой двери;

– конструкция ячеек должна позволять использовать стандартное сертифицированное оборудование для проведения работ по метрологическому обеспечению измерительных трансформаторов тока и напряжения;

– при новом строительстве предпочтительным является установка ячеек с двухсторонним обслуживанием, применение ячеек с односторонним обслуживанием должно быть обосновано.

Все конструктивы шкафа должны быть снабжены приспособлениями, препятствующими самоотвинчиванию.

Все приборы, аппараты и соединительная проводка должны иметь маркировку по системе обозначений, принятой в типовых схемах электрических соединений. Нанесение обозначений на приборы и аппараты шкафа должно быть не стирающимся в процессе эксплуатации и выполняться способом, обеспечивающим стойкость маркировки против действия влаги и света.

Полный установленный срок службы шкафов – не менее 25 лет (при условии проведения технического обслуживания и (или) замены аппаратуры в соответствии с указаниями инструкции по эксплуатации на шкафы и комплектующие изделия).

Гарантийный срок эксплуатации должен быть 5 лет со дня ввода шкафов в эксплуатацию.

Цепи вторичной коммутации, расположенные в высоковольтных отсеках, должны быть уложены в металлические короба, либо в металлорукав.

Все болтовые соединения токоведущих частей должны быть выполнены с применением тарельчатых шайб, применение контрагаек и гроверов запрещено.

Мнемосхема на внешней панели должна отражать положение коммутационной аппаратуры.

В отсеке КЛ должны быть конструкции для крепления КЛ, с немагнитными хомутами крепления.

Шкафы КРУ должны иметь ключ дистанционного управления коммутационными аппаратами во избежание нахождения оперативного персонала в опасной зоне при производстве переключений.

В случае отсутствия оперативного тока должна быть предусмотрена возможность ручного управления коммутационными аппаратами.

Конструкция шкафа РУ должна предусматривать возможность установки приспособлений и устройств для съёма сигналов телесигнализации, телеуправления и телеизмерений в объеме, установленном соответствующим разделом настоящих МУ.

Шкафы КРУ должны соответствовать требованиям стандарта ГОСТ 14693-90, действующих Правил устройства электроустановок и комплекту конструкторской документации, утвержденному и согласованному с ОАО «МОЭСК» в установленном порядке.

Степень защиты оболочки шкафа КРУ при закрытых дверях должна быть не менее IP41 по ГОСТ 14254-96. При открытых дверях отсеков шкафов КРУ степень защиты должна быть не менее IP10, а для релейного шкафа – IP00.

Электрическая прочность изоляции главных и вспомогательных цепей шкафов КРУ должна соответствовать требованиям ГОСТ 1516.1-76 и ГОСТ 1516.3-96.

Шкафы КРУ относительно нагревания при длительной работе в нормальном режиме должны удовлетворять требованиям ГОСТ 10434-82 и ГОСТ 8024-90. При этом температура нагрева частей оболочек шкафов КРУ, к которым можно прикасаться при эксплуатации, в нормальном режиме работы не должна превышать 50 °С.

В части безопасности шкафы КРУ должны соответствовать требованиям стандартов ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.4-75.

Организационные и технические мероприятия по обеспечению техники эксплуатационной безопасности шкафов КРУ должны соответствовать требованиям Правил техники безопасности при обслуживании

электроустановок, ГОСТ 14693, ГОСТ 12.1.019, а по обеспечению пожарной защиты - ГОСТ 12.1.004.

Шкафы КРУ в пределах одного РУ должны быть одного исполнения, иметь одинаковые габаритные и установочные размеры и обеспечивать взаимозаменяемость выкатного элемента (ВЭ) и запасных частей.

Все выключатели, установленные в КРУ в пределах одной ПС, должны быть одного типоисполнения и быть взаимозаменяемыми в пределах ряда номинальных токов.

Шкаф КРУ должен быть устойчив к внутренней дуге, то есть в случае возникновения внутри шкафа открытой электрической дуги конструкция шкафа должна обеспечивать локализацию аварии в пределах отсека в соответствии с ГОСТ 14693-90 при времени воздействия электрической дуги до 1 с, а также при токах короткого замыкания до порога чувствительности защиты - за время действия дуги 1 с. Ограничение времени горения дуги должно обеспечиваться установкой разгрузочных клапанов с конечными выключателями в сочетании с электрическими схемами дуговой защиты. Конструкция разгрузочных клапанов должна исключать в нормальном рабочем состоянии попадание пыли внутрь шкафа и обеспечивать механическую фиксацию срабатывания.

Токоведущие части шкафов КРУ должны быть выполнены медными или алюминиевыми шинами. Выводные контактные устройства должны быть рассчитаны на подсоединение как медных, так и алюминиевых шин, проводов и кабелей.

Ячейки, имеющие обратное питание (вводные, секционные, ТН, ТТ, ТСН), должны быть обозначены красной полосой на дверце выкатного элемента шириной не менее 200 мм и надписью «возможно обратное напряжение».

Корпус ячеек КРУ должен быть выполнен из оцинкованного металла, фасадные двери должны быть покрашены в цвет RAL 7030.

На фасадной двери отсека выкатного элемента должен быть предусмотрен прозрачный карман для установки таблички с наименованием присоединения; размеры кармана должны быть не менее (ш/в) 300/150 мм.

Шкафы КРУ с силовыми выключателями должны комплектоваться вакуумными коммутационными аппаратами. При этом силовые выключатели должны иметь энергонезависимый привод с возможностью оперирования выключателем при отсутствии оперативного тока.

Силовые выключатели, применяемые в шкафах КРУ, должны обладать коммутационной способностью и выдерживать стандартные испытательные циклы в соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 и ГОСТ 17717-79.

Силовой выключатель шкафа КРУ должен быть выполнен на выдвижном элементе (ВЭ) с перемещением в ремонтное положение на

инвентарную тележку, либо непосредственно в коридор управления и обслуживания (для шкафа КРУ с нижним расположением ВЭ).

Инвентарная тележка шкафа КРУ для перемещения ВЭ в ремонтное положение должна точно и надежно фиксироваться в шкафу КРУ, надежно фиксировать ВЭ непосредственно на себе, иметь минимальные габариты по ширине и глубине в рабочем положении, быть компактной в сложенном состоянии (для хранения), иметь достаточный диапазон регулирования по высоте, иметь стопор на всех колесах и ручки для удобства её перемещения.

На каждую секцию КРУ в комплекте поставки должно быть предусмотрено не менее 2-х инвентарных тележек для фидерных выключателей и 1-й тележки для вводного и секционного выключателей.

Все токоведущие части главных цепей шкафа КРУ, которые могут оказаться под напряжением после выведения ВЭ в ремонтное положение, должны ограждаться автоматически закрывающимися шторками, имеющими приспособление для их запирания. Шторочный механизм должен запираться на висячий замок в удобном месте и быть раздвижным. Шторки механизма должны быть изготовлены из металла.

Коммутационная аппаратура, встраиваемая в шкафы КРУ, должна иметь четкие механические указатели «вкл», «откл» и т.п., а также цветовую маркировку «вкл» - зеленый цвет, «откл»- красный цвет.

В шкафах ТН должна быть предусмотрена аппаратура защиты от перенапряжений (ОПН), которая устанавливается на выкатном элементе ТН.

Конструкция шкафа КРУ должна обеспечивать возможность доступа ко всем отсекам со стороны коридора управления и обслуживания (для шкафа КРУ с односторонним обслуживанием).

Двери шкафов КРУ должны плавно, без затирания, поворачиваться на угол не менее 95° и иметь замки. Дверные замки шкафов КРУ должны открываться одним ключом, при этом замок должен быть с «нулевым секретом». Недопустима установка более одного запора на одну фасадную дверь. Двери должны полностью закрываться при нахождении ВЭ в шкафах как в рабочем, так и в контрольном положениях.

Во всех отсеках шкафа КРУ должно предусматриваться местное освещение. Лампы освещения отсеков, рассчитанные на напряжение 12 В, должны легко меняться без отключения шкафа КРУ. Лампы не должны быть эксклюзивными.

Шкафы КРУ должны быть укомплектованы емкостными делителями, через которые должны подключатся стационарные индикаторы наличия напряжения, а также гнезда для проведения «фазировки в горячую» (указатель наличия напряжения на кабеле, указатель наличия напряжения на сборных шинах).

Заземление сборных шин шкафа КРУ должно осуществляться с помощью стационарного быстродействующего заземлителя.

Ножи заземлителя шкафа КРУ должны быть устойчивы к воздействию сквозных токов короткого замыкания при длительности протекания токов термической стойкости равной 1 с.

Шкафы КРУ должны иметь смотровые окна в отсеке ВЭ и отсеке присоединений. Смотровые окна должны быть выполнены из прочного негорючего материала.

Вся аппаратура, приборы, ряды зажимов, шинки и соединяющие проводники шкафов КРУ должны быть промаркированы в соответствии с системой обозначений, принятой в схемах электрических соединений. Нанесение маркировки должно выполняться на корпусах аппаратов и приборов (или возле них) методом, который обеспечивает стойкость маркировки против действия влаги и света. Маркировка должна быть не стирающейся в процессе эксплуатации.

Шкафы КРУ должны иметь ключ местного и дистанционного управления коммутационными аппаратами.

Должна быть предусмотрена блокировка между местным управлением коммутационными аппаратами и телеуправлением.

Шкаф КРУ должен быть рассчитан на установку 3-х трансформаторов тока и не менее 3-х ТТНП с внутренним диаметром 125 или 200 мм.

Должна быть обеспечена возможность «прогрузки» трансформаторов тока первичным током в шкафу КРУ, в противном случае необходимо предусмотреть «прогрузочную тележку» массой не более 15 кг.

Шкаф КРУ должен быть рассчитан на установку ТТ с возможностью легкого отсоединения (демонтажа). Конструкция шкафа КРУ должна обеспечивать возможность легкого доступа к контактам ТТ для осмотра и опломбировки.

В отсеке присоединений шкафов КРУ в случае кабельного подсоединения (отсек КЛ) должна быть обеспечена возможность подключения двух однофазных кабелей сечением 240 мм^2 или одного однофазного кабеля сечением до 500 мм^2 включительно. Расстояние от верхней части крепежного хомута до места подключения высоковольтного кабеля в ячейке должно составлять не менее 650 мм. Также должна быть предусмотрена шина заземления со стальными шпильками М8 и М10 по количеству однофазных кабелей для заземления экрана кабеля.

В отсеке КЛ конструкция вводов (выводов) для присоединения жил высоковольтных кабелей должна предусматривать раздельные зажимы для каждого кабеля. При этом должны быть предусмотрены приспособления для крепления кабелей с немагнитными свойствами (крепежный хомут из немагнитного металла).

Металлический пол в шкафу КРУ должен быть съемным и разрезным.

Корпуса шкафов КРУ должны допускать непосредственную их приварку к металлическим закладным элементам. Также корпуса шкафов

КРУ должны иметь не менее двух шпилек М12 для заземления к внутреннему контуру заземления ПС. Предпочтительно, чтобы шкафы КРУ конструктивно имели в наличии специальные клеммы для присоединения переносного заземления, а также для заземления испытательных штанг, например с «гайкой-барашком».

Разъемные контакты шкафов КРУ для подключения трансформаторов собственных нужд (ТСН) должны обеспечивать возможность отключения токов холостого хода трансформаторов.

ТСН, встраиваемые в шкафы КРУ, должны быть сухого типа. Тип охлаждения – естественный.

КРУ на ток 4000А и выше, оборудованные принудительной вентиляцией, должны иметь не менее 2-х вентиляторов, или периодический автоматический контроль работы вентиляторов с выводом сигнала неисправности на ЩУ ПС.

В шкафах КРУ 6–35 кВ должны быть выполнены следующие виды защитных блокировок:

a) блокировка, не допускающая перемещений ВЭ из рабочего положения в контрольное (разобщенное), а также из контрольного (разобщенного) в рабочее при включенном положении выключателя, установленного на ВЭ;
b) блокировка, исключающая включение заземлителя, при нахождении выключателя (ВЭ) в рабочем и промежуточном положении;
c) блокировка, не допускающая включение коммутационного аппарата, установленного на ВЭ, при промежуточном положении ВЭ между рабочим и контрольным;
d) блокировка, не допускающая перемещение ВЭ из контрольного положения в рабочее при включенном заземлителе;
e) блокировка, исключающая доступ к сборным шинам и шинным отпайкам от них, при нахождении ВЭ в рабочем положении;
f) блокировка, исключающая открытие двери отсека кабельной линии при отключенном заземлителе. При этом данная блокировка должна разрешать отключение заземлителя при открытых дверях отсека кабельной линии для работы на КЛ (ОМП, испытания);
g) блокировка, не допускающая перемещение ВЭ из контрольного положения в рабочее при открытой двери отсека КЛ;
h) блокировка, исключающая включение выключателя в рабочем положении при разомкнутых цепях вторичной коммутации;
i) блокировка, исключающая включение выключателя при отсутствии напряжения на защите данного присоединения;
j) блокировка, исключающая перемещение в рабочее положение вводного и секционного выключателя при включенных ЗН на секции.

Помещения, где устанавливаются ячейки КРУ, должны соответствовать следующим требованиям:

a) пол в помещении должен быть выровнен таким образом, чтобы отсутствовала необходимость регулировки сервисной тележки при работе с ячейками любых присоединений в пределах одного КРУ;
b) покрытие пола должно обеспечивать отсутствие образования пыли, выдерживать механические нагрузки от сервисной тележки (выкатного элемента) ячейки КРУ максимальной для данного КРУ массы без видимых повреждений;
c) стены и потолок помещения должны быть покрыты негорючим и не образующим пыли материалом;
d) система вентиляции должна иметь в контуре забора наружного воздуха сменные фильтры для исключения попадания пыли в помещение КРУ;
e) секции, имеющие питание от разных силовых (регулировочных) трансформаторов, должны быть разделены капитальной перегородкой с проходом, обеспечивающим передвижение персонала и оборудования КРУ.

4.1.3.5. Разъединители 35-220 кВ

В сетях напряжением 35-220 кВ следует применять разъединители:

– преимущественно горизонтально-поворотного типа с электроприводом главных ножей и заземлителей;

– с изоляторами полимерными, цельнолитыми на основе стеклопластикового стержня или с фарфоровыми опорно-стержневыми, улучшенного качества;

– с моторным приводом и дистанционным управлением как основных так и заземляющих ножей;

– напряжение питания двигателя привода разъединителя должно быть переменным.

Конструкция применяемых разъединителей должна предусматривать применение следующих технических решений:

– контакты главных ножей и заземлителей должны быть выполнены с использованием контактных стержней из специального сплава;

– в основании поворотных колонок должны быть установлены закрытые шарикоподшипники с заложенной в них долговременной смазкой и не требующие дополнительной смазки в течение всего срока службы;

– все стальные части разъединителей должны быть защищены от коррозии методом горячего цинкования;

– должна быть обеспечена максимальная заводская готовность разъединителя (поставка укрупненными узлами либо в сборе);

– регулировка наклона поворотных оснований для установки захода

контактных ножей в разъёмных контактах должна быть бесступенчатая (без применения регулировочных шайб и пластин);

– в комплект поставки разъединителя в обязательном порядке должна быть включена поставка рамы и стоек для установки разъединителя на фундамент.

Разъединители, поставляемые на объекты ОАО «МОЭСК», должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52726-2007.

4.1.3.6. Измерительные трансформаторы

Измерительные комплексы, в т.ч. трансформаторы тока и напряжения, должны быть сертифицированы в соответствии с установленным в Российской Федерации порядком и зарегистрированы в Государственном Реестре как средства измерения с проверками на класс точности.

Выводы обмоток измерительных трансформаторов, предназначенные для учета электроэнергии, должны иметь класс точности 0,2S и защиту от несанкционированного доступа (возможность пломбирования).

Измерительные трансформаторы тока и напряжения напряжением 110-220 кВ должны быть преимущественно герметичные маломасляные взрыво и пожаробезопасного исполнения, применение элегазовых измерительных трансформаторов должно быть обосновано проектом, измерительные трансформаторы 35 кВ должны быть преимущественно трекинго-стойкие литые.

Конструктивное исполнение обмоток классов точности 0.5 и 0.2 S должно предусматривать возможность для раздельного подключения измерительных приборов и счетчиков электроэнергии и защиты от несанкционированного доступа к обмоткам. Коэффициент безопасности обмоток 0,5 и 0,2S должен обеспечивать защиту подключенного оборудования.

Измерительные трансформаторы напряжения должны иметь:

– при использовании в системах коммерческого учёта электроэнергии класс точности 0,2;

– на напряжении 35-220 кВ отдельную обмотку класса точности не хуже 0,2

Все применяемые измерительные трансформаторы должны обеспечивать отсутствие необходимости ремонта в течение всего срока службы.

В целях создания компактных РУ 110 (220) кВ возможна установка в ячейках ВЛ комбинированных трансформаторов тока и напряжения.

Ток термической стойкости применяемых трансформаторов тока присоединения должен быть не менее тока термической стойкости примененного выключателя, время протекания тока термической стойкости должно быть не менее 3 сек.

Наряду с измерительными трансформаторами тока и напряжения,

основанными на электромагнитном принципе работы, допускается применение оптических измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также датчиков тока и датчиков напряжения требуемого класса точности.

4.1.3.7. Ограничители перенапряжений

В распределительных устройствах подстанций и на переходных пунктах 6-220 кВ должны устанавливаться ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН), взрывобезопасные, с фарфоровой или цельнолитой полимерной (силиконовой) изоляцией, обладающей повышенной гидрофобностью, не требующие обслуживания и профилактических испытаний в течение всего срока эксплуатации (не менее 30 лет).

ОПН устанавливаются:

– для защиты изоляции силовых трансформаторов и автотрансформаторов;

– для защиты изоляции сухих трансформаторов собственных нужд, генераторов и двигателей;

– для защиты РУ 6-220 кВ, к которым присоединены ВЛ;

– для защиты кабельных вставок в КВЛ 110-220 кВ (при длине кабельной вставки менее 1,5 км).

– для защиты кабельных линий 6-10 кВ

ОПН должны удовлетворять следующим характеристикам:

– взрывобезопасность на токи не менее 65 кА – на класс напряжения 110-220 кВ, не менее 20 кА – на класс напряжения 6-10-20-35 кВ;

– при токах КЗ свыше 20 кА на выводах 6-10-20 кВ силовых трансформаторов до реакторов устанавливаются ОПН 6-10-20 кВ с током взрывобезопасности не менее 40 кА;

– внешняя изоляция из полимерного материала (силикона, обладающего повышенной гидрофобностью и трекинг-эрозионной стойкостью) или фарфора;

– допустимое тяжение проводов в горизонтальном направлении не менее 2500 Н для ОПН 110-220 кВ;

– уровень частичных разрядов (ЧР) для ОПН всех классов напряжения должен быть не более 10 пКл.

Для обеспечения надежной и безотказной работы оборудования, к применению могут быть допущены ОПН новых конструкций, успешно прошедшие опытную эксплуатацию в ОАО «МОЭСК» не менее 1 года.

В сетях напряжением 220 кВ при новом строительстве и реконструкции подстанций следует устанавливать ОПН с датчиком тока импульсов срабатывания.

ОПН должны устанавливаться непосредственно на подходах ВЛ к распределительным устройствам подстанций со стороны подстанций и

непосредственно у защищаемого оборудования.

В сетях 6–20 кВ ОПН необходимо устанавливать для защиты электрооборудования подстанций, распределительных и трансформаторных пунктов, электрооборудования пунктов секционирования и автоматического включения резерва.

Значение разрядного тока ОПН выбирают не менее 10 кА:

- в районах с интенсивностью грозовой деятельностью более 50 грозовых часов в год;
- в сетях с ВЛ на деревянных опорах;
- в сетях с повышенными требованиями по надежности.

Следует применять ОПН с достаточной энергоемкостью (мощность рассеивания при срабатывании), защитным уровнем по напряжению, взрывобезопасного исполнения.

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

Выбор типа применяемого ОПН, в том числе для замены вентильных разрядников, должен быть обоснован расчетом.

Для выбора энергетических параметров ОПН, в том числе рассеиваемой энергии в ОПН, необходимо осуществлять расчеты коммутационных и квазиустановившихся перенапряжений в сетях.

Во всех точках сетей 6–10 кВ, где ранее предусматривалось применение вентильных разрядников РВО, следует применять ОПН с наибольшими длительно допустимыми рабочими напряжениями 7,2–7,6 кВ и 12–12,7 кВ, соответственно.

На ВЛ 35–220 кВ для повышения грозоупорности ВЛ на переходах через природные и инженерные преграды (реки, железные и автодороги), а также для повышения грозоупорности подходов к ПС рекомендуется применять линейные ОПН.

4.1.3.8. Реакторы

1). Токоограничивающие реакторы

Для ограничения токов короткого замыкания в сетях 6-20 кВ следует применить сухие токоограничивающие реакторы, которые повышают надёжность работы электрических установок, сохраняют уровни напряжения в электрических сетях при коротких замыканиях.

Реакторы должны изготавливаться трёх видов установки: горизонтальной, вертикальной и угловой. Установка и исполнение реакторов должно быть рассчитано на внутреннюю и наружную. При изготовлении реакторов должен применяться многожильный алюминиевый (медный) провод, стеклобандажи и их конструкция должна быть рассчитана на 6 секунд протекания тока короткого замыкания.

Токоограничивающие реакторы наружной установки, как правило,

должны иметь козырек. Для изготовления козырька запрещено применение дерева (в том числе клееного и пропитанного), шифера и его производных.

Реакторы должны быть рассчитаны на номинальные токи от 250 А до 4000 А с индуктивными сопротивлениями от 0,1 до 2,5 Ом.

2). Дугогасящие реакторы

Дугогасящие реакторы (в дальнейшем ДГР) предназначены для компенсации емкостного тока замыкания на землю в сетях напряжением 6-10-35 кВ с изолированной нейтралью.

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

- плавно-регулируемые (плунжерные), оснащенные автоматикой настройки тока компенсации и устройством для определения присоединения с замыканием на землю;
- имеющие мощность, соответствующую перспективному развитию сети.

ДГР должен быть оснащен ручным приводом для возможности настройки необходимого значения тока компенсации вручную при отказе автоматики.

ДГР должен иметь указатель настройки, проградуированный в амперах для визуального контроля тока настройки ДГР (и настройки ДГР вручную).

Устройство автоматики должно работать независимо от наличия обмотки управления на ДГР.

Устройство автоматики ДГР должно быть конструктивно совместимо с ДГР.

Все изменения режимов компенсируемой сети и работы устройства должны сохраняться в памяти устройства. Должна быть возможность просмотра журнала событий с помощью персонального компьютера через USB- порт.

Регулятор должен иметь функцию удаленного доступа.

Блок автоматики должен иметь возможность выдачи сигналов на центральную сигнализацию и верхний уровень.

Для подключения ДГР используются двухобмоточные трансформаторы типа ТМГ.

Трансформатор типа ТМГ должен поставляться с термометром для контроля температуры верхних слоев масла.

Для подключения реакторов должны использоваться силовые трансформаторы со схемой соединения обмоток "звезда с выведенной нейтралью - треугольник" группа- 11.

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

В стесненных условиях и для подстанций закрытого типа возможно применение дугогасящих агрегатов (ДА) (ДГР и трансформатор для его подключения).

4.1.4. Ограничения по применению оборудования и материалов на ПС 35-220кВ

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

– схемы первичных соединений ПС 35-220 кВ с отделителями и короткозамыкателями;

– высоковольтные выключатели 110-220 кВ с пневматическими и пневмогидравлическими приводами;

– разъединители 35-220 кВ с ручными приводами основных и заземляющих ножей;

– электромагнитные трансформаторы напряжения без защиты от феррорезонансных перенапряжений в цепях с изолированной нейтралью или с многоразрывными выключателями;

– аккумуляторные батареи с гелиевым электролитом, а также со сроком службы менее 20 лет;

– силовые трансформаторы и реакторы со сроком службы менее 30 лет;

– шкафы СН, где не обеспечена защита персонала от поражения электрическим током при проведении операций с коммутационными аппаратами и техническом обслуживании;

– гибкие изолированные проводники для присоединения автоматов отходящих линий к шинам 0,4 кВ на щитах СН подстанций;

– масляные выключатели;

– выключатели и выключатели нагрузки, оборудованные электромагнитным приводом и требующие обязательного наличия оперативного тока для проведения коммутации;

– РУ среднего напряжения, выполненные с применением автогазовых выключателей нагрузки;

– дугогасящие реакторы с подмагничиванием;

– оборудование с нормативным сроком службы менее 25 лет;

– вентильные и трубчатые разрядники;

– измерительные трансформаторы напряжения 6-10-20 кВ без антирезонансных устройств.

4.2. Распределительные сети 0,4-20 кВ. Подстанции и распределительные устройства

4.2.1. Общие требования

На подстанциях должно применяться оборудование соответствующее Российской нормативной базе, имеющее сертификаты соответствия и рекомендованное для применения в электроэнергетике. По выбираемому оборудованию должен иметься положительный опыт эксплуатации в ОАО «МОЭСК» в части надёжности, безопасности и удобства обслуживания.

Межремонтные сроки обслуживания оборудования должны быть не менее 15 лет.

Конструктивное исполнение вновь устанавливаемого оборудования должно максимально соответствовать заменяемому.

Конструкции опор, узлов, изделий и оборудования должны быть типовыми и унифицированными.

Предпочтение должно получать оборудование, произведенное на территории России и имеющее положительный опыт эксплуатации (не менее 1 года) в Российской Федерации.

Фирмы производители оборудования должны располагать собственными производственными площадями, иметь в Московском регионе сервисные центры (службы) и склады с ЗИП и положительные отзывы от энергокомпаний.

При поэтапной реконструкции в пределах одной подстанции необходимо применять оборудование аналогичное уже установленному как по конструктивному исполнению, габаритным и установочным размерам, так и по расположению органов управления и схем вторичных цепей.

Для новых конструкций, материалов и оборудования необходимо проведение опытной эксплуатации в течение не менее 1 года.

Решение о применении нового оборудования должно приниматься на Техническом совете ОАО «МОЭСК» по результатам опытной эксплуатации.

Для электроснабжения электроустановок в распределительных электрических сетях следует применять, в основном, малогабаритные комплектные трансформаторные подстанции (БКТП) полной заводской готовности, распределительные пункты (РП) и соединительные пункты (СП) заводского изготовления модульного типа в бетонной оболочке.

На территории г. Москвы широкое применение должны получить малогабаритные, вписывающиеся в архитектуру города, блочные комплектные ТП (БКТП, БРТП) нового поколения с элегазовыми комплектными распределительными устройствами или современными малогабаритными ячейками с силовыми вакуумными или элегазовыми выключателями.

Объекты, размещаемые вне г. Москвы, могут быть также закрытого типа (ЗТП), комплектные киоскового типа (КТП), в виде мачтовой (МТП) или быстромонтируемой комплектной трансформаторной подстанции (БМКТП) на металлическом фундаменте, исполняющем также дополнительную роль контура заземления.

В воздушных сетях подстанции 6-20/0,4 кВ мощностью 10-63 кВА, предназначенные для электроснабжения индивидуальных потребителей (если нет перспективы развития сети 0,4 кВ), должны быть столбового типа (СТП). На СТП вместо щита 0,4 кВ должны использоваться общие рубильники (мачтовые со встроенными предохранителями) в количестве не более двух, размещенные на уровне установки силового трансформатора на недоступной высоте. Выполнение переключений осуществляется с помощью специальной оперативной штанги.

Кровля отдельно стоящих объектов должна быть односкатной или двускатной конструкции. Над дверями и вентиляционными решетками должны быть установлены защитные козырьки.

Конструкция, устанавливаемых в г. Москве ТП (РП, РТП, СП,) должна предусматривать наличие кабельного полуэтажа высотой не менее 1400 мм.

Высота помещения РУ не менее 2175 мм (для трансформаторов мощностью до 630 кВА включительно) и не менее 2475 мм (для трансформаторов мощностью от 1000 кВа и РП).

Трансформаторные подстанции и РП(СП) должны быть с внутренним обслуживанием, за исключением ТП, применяемых в воздушных сетях.

Связь силового трансформатора с РУ 6-20 и 0,4 кВ в БРТП и БКТП , а также в ТП (РП, СП), расположенных в г. Москве, должна быть выполнена с помощью гибкой ошиновки. В качестве фундамента бетонно-блочных ТП заводского изготовления запрещается использовать ФБС, следует применять монолитную плиту.

Конструкция ТП должна обеспечивать естественную вентиляцию силовых трансформаторов. Должны быть предусмотрены помещения для установки систем АИИСКУЭ и телемеханики.

Разные секции 6-20 кВ ТП (РП, СП) модульной конструкции в бетонной оболочке, а также ТП (РП, СП) строящихся в г. Москве, должны быть полностью изолированы друг от друга, т.е. находиться в разных помещениях.

Допускается устанавливать РУ 0,4 кВ и РУ 6-20 кВ одной секции в одном помещении ТП 6-20 кВ, расположенных в г. Москве (данное требование не распространяется на РП и СП).

Конструкция ТП и РП заводского изготовления должна обеспечивать безопасную замену ламп освещения без отключения основного оборудования.

Подстанция должна быть взрывобезопасной и обеспечивать локализацию повреждения внутри одного луча без повреждения соседнего.

В РП необходимо предусмотреть освещение (12В) приямков РУ 6-20 кВ.

Во всех помещениях ТП (РП, СП) должна быть установлена система автоматического отопления.

Для встроенных подстанций дополнительно необходимо соблюдать следующие требования:

– размещение встроенных подстанций должно предусматриваться, как правило, на первом этаже;

– необходимо предусмотреть отдельный вход, как правило, с улицы;

– конструкция подстанции, как правило, должна обеспечивать естественную вентиляцию силовых трансформаторов;

– во встроенных подстанциях необходимо предусматривать защиту от вредного воздействия (шум, вибрация, электромагнитные поля);

– используемые силовые трансформаторы должны быть малошумными.

Основные требования к подстанциям и распределительным устройствам изложенные в стандартах ОАО «ФСК ЕЭС» «Общие технические требования к трансформаторным подстанциям и распределительным пунктам нового поколения» и «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», являются общими для всех электросетевых объектов и могут быть применимы к объектам ОАО «МОЭСК». Ниже приведены основные требования, выполнение которых обязательно при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции ПС.

4.2.2. Технические требования к РУ 0,4 кВ

Шкафы должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51321.1-2007.

Следует применять выключатели нагрузки в качестве вводного и секционного рубильника, для подключения линий 0,4 кВ – выключатели нагрузки – предохранители.

Все разборные и неразборные контактные соединения шкафов должны соответствовать требованиям ГОСТ 21242, ГОСТ 10434-82, за исключением разрезных пружинных шайб (шайба-гровер), как средства стабилизации.

Все конструкции шкафа должны быть снабжены приспособлениями, препятствующими самоотвинчиванию.

Зазоры, длины путей утечки и изоляционные промежутки должны быть не менее 12 мм по воздуху и 20 мм по изоляции и данные расстояния должны сохраняться при нормальных условиях эксплуатации.

Детали шкафов, применяемых в РУ 0,4 кВ, изготовленные из материалов, подверженных коррозии, должны быть защищены гальваническими или лакокрасочными покрытиями, с качеством не ниже III класса по ГОСТ 9.032-74. Толщина лакокрасочных покрытий должна быть не менее 42 мкм, а гальванических - не менее 9 мкм.

Все приборы, аппараты и соединительная проводка должны иметь маркировку по системе обозначений, принятой в типовых схемах электрических соединений. Нанесение обозначений на приборы и аппараты шкафа должно выполняться способом, обеспечивающим стойкость маркировки против действия влаги и света, и не стирающиеся в процессе эксплуатации.

Сборные шины и ответвления от них должны иметь отличительные цвета: фаза А – желтый, фаза В – зеленый, фаза С – красный, принятые в ОАО «МОЭСК». Окраска сборных шин, ответвлений от них, а также нулевого рабочего и защитного проводника, должна быть выполнена в соответствии с ГОСТ Р 50462-92. Должна быть выполнена окраска рабочего нуля в голубой цвет, а заземляющего проводника в зеленый и желтый цвета согласно ПУЭ. На шинах должны быть покрытия отличительного цвета поперечными полосами шириной не менее 10 мм (не менее одной полосы на участке ошиновки до 1 м) в местах, удобных для обозрения.

Конструкция сборки низкого напряжения должна предусматривать установку трансформаторов тока для организации учета электроэнергии.

Поставляемые шкафы должны быть полной заводской готовности, должны иметь возможность собираться при монтаже без проведения подгоночных и регулировочных работ, а также дополнительных приспособлений. Расположение сборных шин – горизонтальное, подключение кабелей – через вертикальные блоки выключатель нагрузки - предохранитель под наконечник, с возможностью безопасной заменой предохранителей под напряжением.

Марка и сечение кабеля, подключаемого к одинарному блоку – до 4х240 мм^2, к сдвоенному – до 2х(4х240 мм^2), как с бумажной так и с полиэтиленовой изоляцией.

Конструкция шкафа должна обеспечивать удобство проведения замеров нагрузок каждого присоединения токоизмерительными клещами.

Конструкция шкафа должна обеспечивать возможность визуального контроля положения контактов выключателей нагрузки и замены блоков выключателей нагрузки – предохранителей без снятия напряжения при отключенной нагрузке, при этом должен использоваться специальный изолированный ключ, входящий в комплект поставки. Конструкция выключателя нагрузки должна обеспечивать видимый разрыв при отключении.

Конструкция блоков выключателей нагрузки – предохранителей отходящих линий должна обеспечивать возможность безопасной замены предохранителей, а также удобство проверки целостности плавкой вставки предохранителя.

В конструкции шкафа должна быть предусмотрена возможность наложения шины заземления сборных шин (крепеж – типа «гайка – барашек»), при этом обеспечивается блокировка включения вводного выключателя, закорачивание всех трех фаз и непосредственная связь с «землей». При снятой шине заземления место установки должно закрываться защитной шторкой. На шторке должна быть предусмотрена возможность установки висячего замка.

Должны быть предусмотрены стационарные шпильки для выполнения контактных соединений кабельных линий и для присоединения заземления оболочек кабеля.

Болт для контактного соединения нулевых жил кабелей с нулевой шиной должен иметь не менее двух витков свободной резьбы.

Конструкция сборки низкого напряжения должна обеспечивать заземление оболочки всех кабелей, присоединяемых к ней под отдельный болт.

Должна быть выполнена разводка фаз фидера для возможности подключения сболченных кабельных линий. При этом должны соблюдаться все диэлектрические расстояния.

Все защитные проводники должны быть присоединены к регламентным местам на шине.

Все надписи на сборке низкого напряжения должны быть выполнены в соответствии с местными инструкциями по эксплуатации оборудования.

Полный установленный срок службы шкафов – не менее 25 лет (при условии проведения технического обслуживания и (или) замены аппаратуры в соответствии с указаниями инструкции по эксплуатации на шкафы и комплектующие изделия).

Установленная безотказная наработка должна быть не менее 9000 ч.

Гарантийный срок эксплуатации должен быть три года со дня ввода шкафов в эксплуатацию.

Конструкция сборки низкого напряжения должна обеспечивать работу на кабеле одного присоединения, без отключения всей сборки.

Конструкция выключателя нагрузки должна обеспечивать видимый разрыв при отключении.

Должна быть обеспечена возможность удобного выполнения проверки совпадения фаз (фазировки) на секционном выключателе нагрузки.

Цепи вторичной коммутации должны быть уложены в короба, либо полностью должно быть исключено их касание с шинами разноименных фаз.

Контактное соединение наконечников цепей питания СН с шинами должно быть выполнено видимым, т.е. со стороны обслуживания сборки низкого напряжения (с фасада).

На все болтовые соединения токоведущих частей должны быть установлены контргайки.

Должны быть предусмотрены приспособления для подвеса шинок заземления.

Блоки предохранителей должны быть легко съемными (должны сниматься при не выкрученных полностью болтах).

Место подключения кабеля должно обеспечивать присоединение наконечника со срывными головками болтов и монтажа контактного соединения с применением контргаек.

Расстояние между фидерами (по осям) должно быть не менее 110 мм.

Торцы перегородок из диэлектрического материала должны быть окрашены влагостойким лаком.

Нижний край боковой перегородки (между отсеком вводного коммутационного аппарата и отсеком отходящих фидеров на выключателях нагрузки - предохранителях) должен располагаться ниже уровня терминалов выключателей нагрузки - предохранителей для обеспечения безопасности работ на присоединении автомата и присоединениях выключателей нагрузки -предохранителей.

Аппаратура устройства АВР, предназначенного для осуществления автоматического взаимного резервирования питания секций низкого напряжения двухсекционных трансформаторных подстанций, должна размещаться на двух стойках (шкафах), каждая из которых должна находиться в помещении соответствующей секции (луча) подстанции.

Однолинейная принципиальная схема устройства АВР приведена на рисунке 4.1.

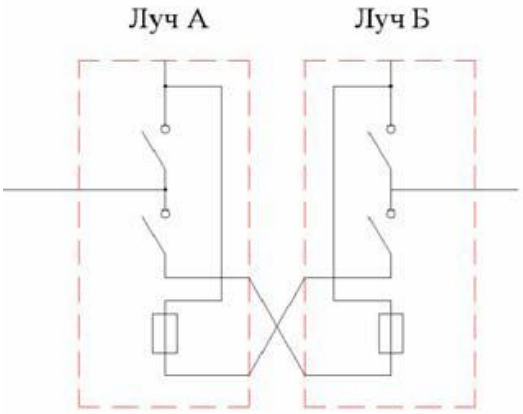


Рис. 4.1.

В качестве основного и резервного контактора должен применяться трехпозиционный выключатель нагрузки с моторным приводом.

Для размещения аппаратуры вторичной коммутации (автоматы, реле и т.д.) конструкцией шкафа должен быть предусмотрен отсек с закрывающейся дверцей.

На передней панели данного отсека необходимо предусмотреть установку автомата питания оперативных цепей и обеспечить видимость лампочки работоспособности реле контроля фаз. Остальная аппаратура вторичной коммутации должна быть размещена под крышкой релейного отсека.

Подключение цепей вторичной коммутации к силовым шинам должно выполняться в видимом, доступном месте.

Специальный клеммник для подключения «нуля» (для присоединения проводника 4 мм^2) должен располагаться в удобном для эксплуатации и монтажа месте.

Поставляемые шкафы должны быть полной заводской готовности, должны иметь возможность собираться при монтаже без проведения подгоночных и регулировочных работ, а также дополнительных приспособлений.

Конструкция шкафа должна обеспечивать удобство подключения кабеля (провода) сечением до 300 мм^2.

Полный установленный срок службы шкафов АВР – не менее 25 лет (при условии проведения технического обслуживания и (или) замены аппаратуры в соответствии с указаниями инструкции по эксплуатации на шкафы и комплектующие изделия).

Гарантийный срок эксплуатации должен быть три года со дня ввода шкафов АВР в эксплуатацию.

Конструкция шкафа должна быть снабжена устройством для крепления отсоединенных проводов сечением не менее 300 мм^2 каждый.

4.2.3. Технические требования к распределительным устройствам 6-20 кВ ТП

В РУ 6-20 кВ ТП распределительной сети должны применяться РУ 6-20 кВ модульного типа (малогабаритные шкафы КРУ) с воздушной комбинированной или элегазовой изоляцией и необслуживаемыми коммутационными аппаратами (вакуумные или элегазовые), либо моноблоки КРУ с электрооборудованием (сборными шинами, ошиновкой, выключателями нагрузки, заземляющими разъединителями и др.), размещенным в герметичном металлическом корпусе, заполненном элегазом и заваренном на полный срок службы на заводе-изготовителе.

Шкафы РУ должны быть укомплектованы емкостными делителями, через которые должны подключатся стационарные индикаторы наличия напряжения, а также гнезда для проведения фазировки.

Должна быть обеспечена возможность работы на КЛ (отыскание места повреждения, испытание) без ее отбалчивания или снятия адаптеров.

Конструкцией шкафа РУ необходимо предусмотреть возможность подключения одножильного кабеля сечением до 240 мм^2 включительно.

Мнемосхема на внешней панели должна отражать положение коммутационной аппаратуры 6-20 кВ.

Привод заземляющих ножей должен обеспечивать их быстрое, не зависящее от скорости оператора, включение (за счет энергии пружин).

Конструкция шкафа РУ должна обеспечивать безопасную работу на кабельном присоединении при наличии напряжения на сборных шинах.

В шкафах РУ должен быть предусмотрен стандартный набор блокировок, предотвращающих ошибочные операции и доступ к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

В отсеке КЛ должны быть конструкция для крепления КЛ, с немагнитными хомутами крепления.

Дверь КЛ должна иметь защитную блокировку и должна быть заземлена на корпус.

Шкафы РУ должны иметь ключ дистанционного управления коммутационными аппаратами во избежание нахождения оперативного персонала в опасной зоне при производстве переключений.

В случае отсутствия оперативного тока должна быть предусмотрена возможность ручного управления коммутационными аппаратами.

Конструкция шкафа РУ должна предусматривать возможность установки приспособлений и устройств для съёма сигналов телесигнализации, телеуправления и телеизмерений в объеме, установленном соответствующим разделом настоящих МУ.

Присоединение силового трансформатора со стороны 6-20 кВ должно быть выполнено через силовой выключатель с устройством защиты (электронное реле с регулируемыми характеристиками и выдержкой времени).

По остальным параметрам, гарантийному и нормативному сроку эксплуатации оборудование РУ 6-20 кВ ТП должно соответствовать требованиям раздела 4.2.4.

4.2.4. Технические требования к распределительным устройствам 6-20 кВ РП (СП, РТП)

Распределительное устройство РП (СП, РТП) должно быть выполнено с использованием устройств комплектных распределительных (далее – шкафы КРУ), отвечающих следующим требованиям:

– шкафы КРУ должны соответствовать требованиям стандарта ГОСТ 14693-90, действующих Правил устройства электроустановок и комплекту

конструкторской документации, утвержденному и согласованному с ОАО «МОЭСК» в установленном порядке;

– нормативный срок эксплуатации шкафов КРУ до списания должен быть не менее тридцати лет;

– гарантийный срок шкафов КРУ должен составлять не менее трех лет с момента ввода в эксплуатацию, но не более трех с половиной лет с даты изготовления;

– шкафы КРУ должны соответствовать климатическому исполнению У, категории размещения 3 и типу окружающей атмосферы II по ГОСТ 15150-69, при этом окружающая среда должна быть взрывобезопасной, пожаробезопасной, не содержащей токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию, которые снижают параметры шкафа;

– степень защиты оболочки шкафа КРУ при закрытых дверях должна быть не менее IP41 по ГОСТ 14254-96. При открытых дверях отсеков шкафов КРУ степень защиты должна быть не менее IP10, а для релейного шкафа – IP00;

– электрическая прочность изоляции главных и вспомогательных цепей шкафов КРУ должна соответствовать требованиям ГОСТ 1516.1-76 и ГОСТ 1516.3-96;

– шкафы КРУ относительно нагревания при длительной работе в нормальном режиме должны удовлетворять требованиям ГОСТ 10434-82 и ГОСТ 8024-90. При этом температура нагрева частей оболочек шкафов КРУ, к которым можно прикасаться при эксплуатации, в нормальном режиме работы не должна превышать 50 °С;

– в части безопасности шкафы КРУ должны соответствовать требованиям стандартов ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.4-75;

– организационные и технические мероприятия по обеспечению техники эксплуатационной безопасности шкафов КРУ должны соответствовать требованиям Правил техники безопасности при обслуживании электроустановок, ГОСТ 14693, ГОСТ 12.1.019, а по обеспечению пожарной защиты ГОСТ 12.1.004;

– шкафы КРУ должны обладать достаточной механической прочностью, обеспечивающей нормальные условия работы и транспортирования без деформаций или повреждений элементов шкафов, препятствующих их нормальной работе;

– шкафы КРУ одного исполнения должны иметь одинаковые габаритные и установочные размеры и обеспечивать взаимозаменяемость выкатного элемента (ВЭ) и запасных частей;

– конструкция шкафов КРУ должна обеспечивать защиту обслуживающего персонала от случайного прикосновения к токоведущим и подвижным частям, заключенным в оболочку, а также защиту находящегося в зоне обслуживания персонала от воздействия электрической дуги в случае короткого замыкания внутри шкафа. При этом выброс продуктов горения должен происходить в необслуживаемую зону. Также не допускается выброс продуктов горения дуги в коридор управления и обслуживания;

– шкаф КРУ должен быть устойчив к внутренней дуге, то есть в случае возникновения внутри шкафа открытой электрической дуги конструкция шкафов КРУ должна обеспечивать локализацию аварии в пределах отсека в соответствии с ГОСТ 14693-90 при времени воздействия электрической дуги до 0,2 с, а также при токах короткого замыкания до 3,6 кА (порог чувствительности защиты) за время действия дуги 1 с. Ограничение времени горения дуги должно обеспечиваться установкой разгрузочных клапанов с конечными выключателями в сочетании с электрическими схемами дуговой защиты. Конструкция разгрузочных клапанов должна исключать в нормальном рабочем состоянии попадание пыли вовнутрь шкафа;

– шкаф КРУ должен быть стойкими к воздействию сквозных токов короткого замыкания, т. е. выдерживать (во включенном положении установленных коммутационных аппаратов главных цепей) номинальные токи электродинамической и термической стойкости, указанные в таблице 4.2.1. При действии сквозных токов короткого замыкания температура нагревания токоведущих частей шкафа должна удовлетворять требованиям ГОСТ 14693-90;

– комплектующие изделия должны быть специально предназначенными для работы в шкафах КРУ;

– шкафы КРУ должны иметь приспособления для транспортирования и перемещения их грузоподъемными механизмами;

– все резьбовые соединения шкафов КРУ должны иметь защиту от самоотвинчивания;

– разборные и неразборные контактные соединения шкафов КРУ должны выполняться в соответствии с ГОСТ 10434-82 и ГОСТ 21242-75;

– все токоведущие шины в пределах шкафа КРУ должны соединяться с помощью болтовых соединений;

– токоведущие части шкафов КРУ должны быть выполнены медными или алюминиевыми шинами. Выводные контактные устройства должны быть рассчитаны на подсоединение как медных, так и алюминиевых шин, проводов и кабелей;

– конструкция шкафов КРУ должна предусматривать возможность ввода контрольных кабелей как снизу, так и сверху. Основные параметры шкафов КРУ представлены в таблице 4.2.1;

Таблица 4.2.1.

№	Наименование параметра	Значение параметра	
1	Номинальное напряжение, кВ	10 (6)	20
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12 (7,2)	24
3	Номинальный ток главных цепей и сборных шин, А	630; 1000	630; 1250
4	Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в шкаф КРУ, кА	20	20
5	Ток термической стойкости (кратковременный ток), кА (время протекания тока для главных цепей – 3 с., для заземляющих ножей – 1 с.)	20	20
6	Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей шкафа КРУ (амплитуда), кА	51	51
7	Номинальная мощность встраиваемых трансформаторов собственных нужд (ТСН), кВА	25; 40; 63	
8	Вид управления	местное; дистанционное; телеуправление	

– сборные шины шкафов КРУ и ответвления (отпайки) от них (исключая контактные поверхности) должны иметь следующие отличительные цвета: фаза А – желтый цвет; фаза В-зеленый цвет фаза С – красный цвет. Допускается применение одноцветных шин, в том числе изолированных, при нанесении покрытия отличительного цвета поперечными полосами шириной не менее 10 мм (не менее одной полосы на участке шины до 1 метра) в местах, удобных для обозрения;

– заземляющие проводники и тяги заземляющих ножей заземлителя должны быть покрыты эмалью черного цвета, за исключением контактных поверхностей;

– наружные и внутренние металлические поверхности оболочки шкафов КРУ должны быть покрыты порошковой краской. Класс покрытия для наружных лицевых поверхностей - не ниже IV, для остальных - не ниже VI класса по ГОСТ 9.032. При этом цвет покрытия обязательно должен быть согласован с ОАО «МОЭСК». Предпочтителен цвет светлых тонов и одинаковым для всех шкафов одного и того же заказа. Все детали из черных

металлов должны иметь защитное покрытие. Места, технологически трудные для покрытия, должны быть защищены от коррозии защитными консервационными смазками;

– конструкция шкафа КРУ должна предусматривать возможность применения нескольких типов выключателей различных производителей;

– шкафы КРУ с силовыми выключателями и выключателями нагрузки должны комплектоваться вакуумными или элегазовыми коммутационными аппаратами. При этом силовые выключатели должны иметь пружинно-моторный привод с возможностью их завода или электромагнитный привод и позволять оперирование вручную при отсутствии оперативного тока;

– силовые выключатели и выключатели нагрузки, применяемые в шкафах КРУ, должны обладать коммутационной способностью и выдерживать стандартные испытательные циклы в соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 и ГОСТ 17717-79 при значениях токов включения и отключения, указанных в таблице 4.2.1;

– силовой выключатель шкафа КРУ должен быть выполнен на выдвижном элементе (ВЭ) с перемещением в ремонтное положение на инвентарную тележку, либо непосредственно в коридор управления и обслуживания (для шкафа КРУ с нижним расположением ВЭ);

– инвентарная тележка шкафа КРУ для перемещения ВЭ в ремонтное положение должна точно и надежно фиксироваться в шкафу КРУ, надежно фиксировать ВЭ непосредственно на себе, иметь минимальные габариты по ширине и глубине в рабочем положении, быть компактной в сложенном состоянии (для хранения), иметь достаточный диапазон регулирования по высоте, иметь стопор на всех колесах и ручки для удобства её перемещения;

– в шкафу КРУ должны быть предусмотрены указатели рабочего и контрольного положений ВЭ, либо положение выдвижной (выкатной) части относительно неподвижной должно быть отчетливо видимым;

– ВЭ шкафа КРУ должен иметь два фиксированных положения: рабочее и контрольное. Фиксирующие устройства должны обеспечивать закрепление ВЭ, исключающее возможность его самопроизвольного перемещения внутри шкафа при работе всех механизмов, как в нормальном режиме, так и при коротком замыкании;

– во время монтажных, ремонтных и профилактических работ в отсеке выдвижного элемента при наличии напряжения в шкафу КРУ должна быть использована изоляционная инвентарная перегородка, являющаяся дополнительным защитным устройством и входящая в комплект поставки по списку принадлежностей;

– все токоведущие части главных цепей шкафа КРУ, которые могут оказаться под напряжением после выведения ВЭ в ремонтное положение, должны ограждаться автоматически закрывающимися шторками, имеющими

приспособление для их запирания. Шторочный механизм должен запираться на висячий замок в удобном месте и быть раздвижным. Шторки шторочного механизма должны быть изготовлены из металла;

– коммутационная аппаратура, встраиваемая в шкафы КРУ, должна иметь четкие механические указатели «вкл», «откл» и т.п., а также цветовую маркировку «вкл» - зеленый цвет, «откл»- красный цвет;

– в шкафах КРУ с вакуумными выключателями (в случае необходимости) должна быть предусмотрена установка аппаратуры защиты от перенапряжений (например, ОПН), которые образуются при коммутации вакуумными выключателями;

– конструкция шкафа КРУ должна обеспечивать возможность доступа ко всем отсекам со стороны коридора управления и обслуживания (для шкафа КРУ с односторонним обслуживанием);

– отсеки шкафов КРУ (отсек ВЭ, отсек присоединений, отсек сборных и линейных шин) должны быть разделены сплошными металлическими перегородками. Доступ в отсек ВЭ, отсек присоединений и релейного шкафа должен быть закрыт дверьми;

– двери шкафов КРУ должны плавно, без затирания, поворачиваться на угол не менее 95° и иметь замки. Дверные замки шкафов КРУ должны открываться одним ключом, при этом замок должен быть с «нулевым секретом». Двери должны полностью закрываться при нахождении ВЭ в шкафах как в рабочем так и в контрольном положениях;

– во всех отсеках шкафа КРУ должно предусматриваться местное освещение. Лампы освещения отсеков, рассчитанные на напряжение 12 В, должны легко меняться без отключения шкафа КРУ. Лампы не должны быть эксклюзивными;

– шкафы КРУ должны быть укомплектованы емкостными делителями, через которые должны подключатся стационарные индикаторы наличия напряжения, а также гнезда для проведения «фазировки» в горячую (указатель наличия напряжения на кабеле, указатель наличия напряжения на сборных шинах);

– заземление сборных шин шкафа КРУ должно осуществляться с помощью стационарного заземлителя (разъединитель заземляющий);

– заземляющие ножи заземлителя шкафа КРУ должны иметь привод, обеспечивающий их быстрое, не зависящее от скорости оперирования обслуживающим персоналом, включение (за счет энергии пружин). При этом отключение заземляющих ножей заземлителя допускается производиться без использования энергии пружин. Количество циклов «включение-отключение», выдерживаемое заземлителем должно быть не менее 2000 циклов;

– ножи заземлителя шкафа КРУ должны быть устойчивы к воздействию сквозных токов короткого замыкания при длительности протекания токов термической стойкости равной 1 с. При этом допускается приваривание контактов;

– шкафы КРУ должны иметь смотровые окна в отсеке ВЭ и отсеке присоединений. Смотровые окна должны быть выполнены из прочного негорючего материала;

– конструкция шкафов КРУ должна быть выполнена таким образом, чтобы обеспечивалось нормальное функционирование приборов измерения, управления и учета, а также не происходило срабатывание схем защиты, приводящее к отключению выключателя и срабатыванию соответствующих схем сигнализации при возможных сотрясениях элементов шкафов от работы коммутационной аппаратуры с их приводами и перемещениях ВЭ;

– конструкция шкафов КРУ должна предусматривать установку приборов учета (счетчиков учета электроэнергии). Приборы учета должны устанавливаться в релейном отсеке;

– для размещения реле защит в шкафах КРУ должен быть предусмотрен специальный релейный отсек (релейный шкаф). Релейный отсек должен обеспечивать возможность установки различных типов микропроцессорных защит, а также различных типов приборов учета (счетчиков учета электроэнергии). Конструкция релейного отсека должна обеспечивать удобство монтажа и эксплуатации установленного оборудования. Релейный отсек конструктивно должен быть выполнен в виде отдельного съемного шкафа (релейный шкаф), который, в случае необходимости, может быть отделяемым от шкафа КРУ;

– сборки зажимов, контакты вспомогательных цепей выключателей и разъединителей и аппараты вспомогательных цепей в релейном отсеке шкафов КРУ должны устанавливаться таким образом, чтобы была обеспечена возможность их безопасного обслуживания без снятия напряжения с главных цепей при выполнении обслуживающим персоналом мер безопасности;

– в релейном отсеке (релейном шкафу) и в отсеке ВЭ шкафов КРУ, в случае необходимости, должны быть установлены нагревательные приборы. Включение и отключение нагревательных устройств должно производиться автоматически и вручную. Максимальное значение удельного потребления электроэнергии при обогреве шкафа при температуре окружающей среды минус 25 °С должна составлять не более 0,2 кВт/м^2;

– монтаж вспомогательных цепей шкафов КРУ должен быть выполнен проводами с медными жилами сечением не менее 1,5 мм^2. Токовые цепи счетчиков учета электроэнергии должен выполняться проводниками с медными жилами с сечением не менее 2,5 мм^2;

– конструкция шкафа КРУ должна обеспечивать нанесение необходимых надписей, в т.ч. диспетчерское наименование и таблички с перечнем установленного оборудования (в соответствии с требованиями ПТЭ и местных инструкций);

– вся аппаратура, приборы, ряды зажимов, шинки и соединяющие проводники шкафов КРУ должны быть промаркированы в соответствии с системой обозначений, принятой в схемах электрических соединений. Нанесение маркировки должно выполняться на корпусах аппаратов и приборов (или возле них) методом, который обеспечивает стойкость маркировки против действия влаги и света. Маркировка должна быть не стирающейся в процессе эксплуатации;

– провода схем вспомогательных цепей в отсеках шкафов КРУ, где расположено оборудование должны быть проложены в пластмассовых коробах, трубах или металлорукавах;

– на фасаде шкафа КРУ должна быть интерактивная мнемосхема на светодиодах, отражающая положение коммутационной аппаратуры, установленной в нем;

– шкафы КРУ должны иметь ключ местного и дистанционного управления коммутационными аппаратами;

– должна быть предусмотрена блокировка между местным управлением коммутационными аппаратами и телеуправлением;

– предпочтительно, чтобы конструкция шкафа КРУ не предполагала нахождение оперативного персонала при производстве переключений вблизи задействованных коммутационных аппаратов;

– шкаф КРУ должен быть рассчитан на установку 3-х трансформаторов тока и не менее 3-х ТТНП с внутренним диаметром 125 или 200 мм;

– должна быть обеспечена возможность «прогрузки» трансформаторов тока первичным током в шкафу КРУ, в противном случае необходимо предусмотреть «прогрузочную тележку» массой не более 15 кг;

– шкаф КРУ должен быть рассчитан на установку ТТ с возможностью легкого отсоединения (демонтажа), либо установки их на отдельном ВЭ. Конструкция шкафа КРУ должна обеспечивать возможность легкого доступа к контактам ТТ для осмотра и опломбировки;

– шкаф КРУ должен быть рассчитан на установку ТН с возможностью легкого отсоединения (демонтажа), либо установки их на отдельном ВЭ;

– в отсеке присоединений шкафов КРУ в случае кабельного подсоединения (отсек КЛ) должна быть обеспечена возможность подключения двух однофазных кабелей сечением 240 мм^2 или одного однофазного кабеля сечением до 500 мм^2 включительно. Расстояние от верхней части крепежного хомута до места подключения высоковольтного кабеля в ячейке должно составлять не менее 650 мм. Также должна быть

предусмотрена шина заземления со стальными шпильками М8 и М10 по количеству однофазных кабелей для заземления экрана кабеля;

– в отсеке КЛ конструкция вводов (выводов) для присоединения жил высоковольтных кабелей должна предусматривать раздельные зажимы для каждого кабеля. При этом должны быть предусмотрены приспособления для крепления кабелей с немагнитными свойствами (крепежный хомут из не магнитного металла);

– металлический пол в шкафу КРУ должен быть съемным и разрезным;

– корпуса шкафов КРУ должны обеспечивать их надежное закрепление (приварка либо прибалчивание) к металлическим закладным элементам РП (СП, РТП). Также корпуса шкафов КРУ должны иметь не менее двух шпилек М12 для заземления к внутреннему контуру заземления РП (СП, РТП). Предпочтительно, чтобы шкафы КРУ конструктивно имели в наличии специальные клеммы заземления для присоединения переносного заземления, а также для заземления испытательных штанг, например с «гайкой-барашек»;

– разъемные контакты шкафов КРУ для подключения трансформаторов собственных нужд (ТСН) должны обеспечивать возможность отключения токов холостого хода трансформаторов мощностью до 40 кВА;

– ТСН, встраиваемые в шкафы КРУ должны быть сухого типа. Тип охлаждения – естественный;

– в случае, когда силовые трансформаторы в РТП, находятся в эксплуатации абонента, то питание оперативных цепей необходимо осуществлять от ТСН или кабелем 0,4 кВ от ближайшей ТП, находящимся в эксплуатации Компании;

– в шкафах КРУ 6–20 кВ РП (СП, РТП) должны быть выполнены следующие виды защитных блокировок:

- ✓ блокировка, не допускающая перемещений ВЭ из рабочего положения в контрольное (разобщенное), также из контрольного (разобщенного) в рабочее при включенном положении выключателя, установленного на ВЭ;
- ✓ блокировка, исключающая включение заземлителя, при нахождении выключателя (ВЭ) в рабочем и промежуточном положении;
- ✓ блокировка, не допускающая включение коммутационного аппарата, установленного на ВЭ, при промежуточном положении ВЭ между рабочим и контрольным;
- ✓ блокировка, не допускающая перемещение ВЭ из контрольного положения в рабочее при включенном заземлителе;
- ✓ блокировка, исключающая доступ к сборным шинам и шинным отпайкам от них, при нахождении ВЭ в рабочем положении;

- ✓ блокировка, исключающая открытие двери отсека кабельной линии при отключенном заземлителе. При этом данная блокировка должна разрешать отключение заземлителя при открытых дверях отсека кабельной линии для работы на КЛ (ОМП, испытания);
- ✓ блокировка, не допускающая перемещение ВЭ из контрольного положения в рабочее при открытой двери отсека КЛ;
- ✓ блокировка, исключающая включение выключателя в рабочем положении при разомкнутых цепях вторичной коммутации.

4.2.5. Силовые трансформаторы 6-20 кВ

В эксплуатацию ОАО «МОЭСК» принимаются силовые трансформаторы с естественным масляным охлаждением герметичной конструкции, а также сухие. Трансформаторы должны удовлетворять утвержденным техническим требованиям ОАО «МОЭСК». Номинальная мощность должна соответствовать требованиям табл. 4.2.2.

Таблица 4.2.2.

Тип охлаждения	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ
масляный	до 1600 включительно	6-20/0,4
сухой	до 2000 включительно	6-10/0,4
сухой	до 1600 включительно	20/0,4
масляный	до 5600 включительно	6/10

Силовые трансформаторы должны соответствовать ГОСТ Р 52719-2007, ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.2-75.

Для силовых трансформаторов 6-20/0,4 кВ схема и группа соединения обмоток Δ /Yн-11 или Y/Zн-11.

Регулировка напряжения должна осуществляться на стороне ВН±2х2,5% (при этом, I-е положение переключателя должно соответствовать максимальному, а V-е минимальному напряжению на стороне ВН).

Уровень звуковой мощности трансформаторов не должен превышать значений приведенных в ГОСТ 12.2.024-87. Для районов плотной городской застройки, а также во встроенных и пристроенных ТП необходимо устанавливать силовые трансформаторы с пониженными шумовыми характеристиками.

Гарантийный срок на поставляемую продукцию должен составлять не менее 3 лет с даты включения трансформатора в работу.

Нормативный срок службы не менее 30 лет.

Требования к масляным трансформаторам

Трансформаторы должны быть герметичной конструкции с уменьшенными потерями электроэнергии и массогабаритными параметрами, в том числе (для мощности до 63 кВ·А), позволяющие их установку на опоре (СТП).

Климатическое исполнение – У1 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89 (температура окружающей среды от -45^{0}С до +40^{0}С, высота установки над уровнем моря не более 1000 м.).

Конструкция бака должна предусматривать возможность крепления трансформатора к фундаменту, платформе.

Трансформаторы должны быть заполнены трансформаторным маслом, по физико-химическим показателям (кроме натровой пробы и цвета) не уступающим показателям масла по ГОСТ 10121-76 и ГОСТ 982-80. Пробивное напряжение заливаемого в трансформатор масла должно быть не менее 40 кВ при его определении по ГОСТ 6581-75.

Конструкция переключателя (ПБВ) должна исключать его включение в промежуточном положении. Переключатель также должен быть снабжен стопорным устройством, позволяющим фиксировать переключатель в нужном положении.

Выводы трансформатора ВН и НН должны быть выполнены вверху через крышку бака трансформатора.

Трансформатор должен быть снабжен указателем уровня масла, выполненным таким образом, чтобы уровень масла в трансформаторе был виден со всех сторон. Индикация указателя уровня масла трансформатора должна быть выполнена хорошо видимым контрастным красным цветом.

Трансформаторы, должны быть укомплектованы термометрами в защитном изоляционном корпусе с пределом измерения не менее 120^{0}С, и иметь гнездо для его установки.

Трансформаторы, устанавливаемые в г. Москве, должны быть укомплектованы термометром типа ТТЖ-М.

Расстояния между вводами ВН трансформаторов 20 кВ должны обеспечивать удобство подключения адаптеров и требуемую электрическую прочность изоляции между вводами. Для подключения трансформатора 20 кВ со стороны ВН должны применяться угловые адаптеры с герметизирующими манжетами натяжного типа.

Силовые трансформаторы номинальным напряжением 20 кВ должны быть оснащены изоляторами со стороны ВН, оборудованными специальными ушками для крепления прижимного устройства. Вводы ВН должны быть приспособлены для использования экранированных адаптеров, выполненных в соответствии со стандартами DIN 47636 и ANSI/IEEE 386.

Трансформатор должен быть снабжен пробкой для слива масла.

Длина шпилек выводов ВН на трансформаторах 6 – 10 кВ должна быть не менее 72 мм от колпачка вывода и не менее 55 мм от крепления (гайки) изолятора вывода ВН.

Расстояния между вводами НН по осям должны обеспечивать удобство их ошиновки гибкими проводами сечением 1х240 мм^2 или ВВГнг 1х300 мм^2 (количество в соответствии с пропускной способностью) к одному контактному зажиму и требуемую электрическую прочность изоляции между вводами.

Низковольтные выводы трансформаторов номинальной мощностью от 160 кВА должны комплектоваться съемными контактными зажимами из меди (с защитным покрытием) или латуни, соответствующими ГОСТ 21242-75 и ГОСТ 10434-82.

Шинка заземления бака трансформатора должна обеспечивать надежное контактное соединение и выполняться с двух боковых сторон трансформатора сечением не менее 40х4.

Требования к сухим трансформаторам

Трансформатор должен быть предназначен для работы в климатических условиях У2 при температуре от -45^{0}С до +40^{0}С, относительной влажности воздуха 98% (при температуре 25^{0}С). Условия хранения трансформатора - под не отапливаемым навесом.

Степень защиты: IP00 – без кожуха , IP23 (31) – в кожухе. Обмотки трансформатора должны быть снабжены термодатчиком, действующим в случае перегрева обмоток на отключение, то есть в комплект должна входить двухступенчатая тепловая защита.

Изоляция обмоток должна быть класса нагрево-стойкости F.

Выводы обмоток должны быть выполнены, как правило, вверху.

Предпочтительно наличие заводских амортизаторов.

4.2.6. Линейные регулировочные трансформаторы (РТ) 6-10 кВ

РТ предназначены для регулирования напряжения в сетях 6-10 кВ в тех случаях, когда необходимый уровень напряжения в данной сети не может быть обеспечен только за счёт встроенного регулирования уже имеющихся силовых трансформаторов.

РТ допускается применять для обеспечения требуемого качества электрической энергии на основании технико-экономического обоснования в сравнении с другими вариантами обеспечения качества электроэнергии.

Регулирование напряжения должно осуществляться путём применения блока автоматического регулирования.

Трансформаторы должны допускать работу при напряжении превышающем номинальное:

– на 10 % длительно, при номинальной мощности;

– на 15 % не более 6 часов в сутки при номинальной мощности или длительно при мощности не превышающей 50 % номинальной.

РТ должны быть оснащены РПН вакуумного исполнения, требующие первой ревизии контактора после 300000 переключений.

Газовые реле типа РГТ должны иметь две пары сигнальных и отключающих контактов.

Струйное реле контактора РПН должно быть снабжено двумя отключающими контактами.

При применении регулировочных трансформаторов следует проверять их на термическую и электродинамическую стойкость к воздействию токов КЗ.

4.2.7. Измерительные трансформаторы 0,4-20 кВ

Измерительные трансформаторы должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2001, ГОСТ 1983-2001.

Конструкции выводов должны соответствовать ГОСТ 21242-75.

Изоляция измерительных трансформаторов должна быть литой.

Измерительные трансформаторы одного типа должны иметь идентичные узлы крепления.

Конструкция должна быть рассчитана на различное рабочее положение трансформатора в шкафу. Должна обеспечивать повышенную надежность, электрическую, пожарную и взрывобезопасность.

Исполнение трансформаторов напряжения должно быть антирезонансным.

4.2.8. Ограничения по применению оборудования в сетях 0,4-20 кВ

При новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов **запрещаются к применению:**

– маломасляные выключатели;

– выключатели и выключатели нагрузки с электромагнитным приводом, не оборудованные стационарным блоком механического включения (на фасаде ячейки) для проведения коммутации при отсутствии оперативного тока;

– РУ среднего напряжения, выполненные с применением однополюсных или трехполюсных разъединителей;

– РУ среднего напряжения, выполненные с применением автогазовых выключателей нагрузки (за исключением КТП в металлической оболочке);

– РУ среднего напряжения, выполненные с применением сборок низкого напряжения типа ШНН;

– распределительные пункты, выполненные из отдельных ячеек КРУН;

– комплектные трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ шкафного типа с вертикальной компоновкой оборудования;

– оборудование (ячейки 6-20 кВ, шкафы АВР, РУ 0,4 кВ) с нормативным сроком службы менее 25 лет;

– силовые трансформаторы со сроком службы менее 30 лет;

– силовые трансформаторы негерметичного исполнения (марки ТМ);

– вентильные и трубчатые разрядники;

– обслуживаемые аккумуляторные батареи;

– измерительные трансформаторы напряжения 6-10-20 кВ без антирезонансных устройств.

4.3. Основные технические требования к зданиям и сооружениям

Настоящие МУ предусматривают следующие основные направления технической политики при строительстве и эксплуатации зданий, сооружений и инженерных сетей электрических подстанций:

- использование при строительстве ПС типовых решений;

– применение конструкций, элементов и технологий, сохраняющих расчетные параметры в течение всего срока службы;

– компактность, и архитектурное оформление, особенно в городских и других районах с плотной застройкой;

– экологическая безопасность, в соответствии с действующим законодательством.

– обеспечение пожарной безопасности зданий и сооружений;

– безопасность при опасных природных процессах и явлениях или техногенных воздействиях;

– создание безопасных для здоровья человека условий;

– соответствие зданий и сооружений требованиям Федерального закона об энергосбережении, повышении энергетической эффективности,

выполнение мероприятий по проведению обязательного энергетического обследования, учету всех типов используемых энергетических ресурсов;

– при строительстве зданий и сооружений подстанций без обслуживающего персонала преимущественно применять каркасные и модульные конструкции зданий с облицовкой сэндвич-панелями, при строительстве крупногабаритных зданий допускается применение кирпича при специальном обосновании, в том числе по требованиям безопасности;

– здания и сооружения подстанций с учетом архитектурных требований могут быть выполнены из кирпича с применением керамической черепицы в качестве кровельного материала;

– конструкция крыши зданий и сооружений вновь строящихся или реконструируемых подстанций должна быть двух (или более) скатной, с жестким кровельным покрытием и антигололедными системами;

– здания любого исполнения должны быть оборудованы: отоплением, вентиляцией, пожарной сигнализацией, специальные помещения должны быть оборудованы в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.

Для выполнения вышеизложенных задач при проектировании, строительстве, эксплуатации зданий, сооружений и инженерных сетей электрических подстанций необходимо:

–обеспечить выполнение в полном объеме, предшествующих проектированию и строительству топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, и экологических изысканий и исследований на площадке строительства подстанции. Объем изысканий и исследований должен соответствовать нормативным требованиям и быть достаточным для обоснования технических решений, надежности и безопасности объекта;

–выполнить при проектировании зданий и сооружений ПС расчеты конструкций, выбор материалов в соответствии с требованиями нормативно-технических документов (ГОСТы, СНиПы, технические условия, руководства, ведомственных норм и правил и др.);

– стальные порталы, молниеотводы, опоры под оборудование и т.д., а также стальные детали железобетонных стоек порталов и опор под оборудование должны быть защищены от коррозии на заводах-изготовителях с применением технологии горячего цинкования;

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

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

При отсутствии производственных возможностей их осуществления допускается по согласованию с заказчиком применение лакокрасочных покрытий и других способов защиты, выполняемых на заводах-изготовителях.

В районах с сильноагрессивной степенью воздействия среды поверх цинкового покрытия следует окрашивать лакокрасочными материалами I и II групп по СНиП 2.03.11-85.

Все конструкции должны быть доступны для наблюдения, окраски, а также не должны задерживать влагу и затруднять проветривание. Замкнутые профили должны быть герметизированы;

- для защиты железобетонных опор и фундаментов от воздействия агрессивных сред в зависимости от степени этого воздействия следует применять соответствующие марки бетона по водонепроницаемости и морозостойкости, а также бетон на сульфато-стойком цементе. В качестве дополнительной защиты при необходимости может применяться покрытие фундаментов (в том числе их наземной части) и опор (подземной части и на 0,5 м выше поверхности земли) в соответствии с действующими нормами;

– дно маслоприемника аварийного слива масла от трансформатора должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка с засыпкой гравием только отводящего приямка по металлической решетке, что выполняет роль огнепреградителя;

– при устройстве маслоприемных устройств маслонаполненного оборудования использовать метод заливного армированного бетона с использованием полимерных добавок для улучшения характеристик бетона;

– под оборудование предусматривать фундаменты монолитные и сборные, из предварительно-напряжённых железобетонных стоек, железобетонных свай;

- под порталы фундаменты сборные железобетонные, монолитные и свайные железобетонные (буронабивные, в т.ч. с уширением и без уширения);

- производственные и хозяйственные резервуары должны выполняться из монолитного железобетона плотностью не менее W8 или из сборных бетонных блоков с гидроизоляцией посредством стальной рубашки;

- наружные сети хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода низкого давления следует предусматривать из раструбных напорных труб ПВХ типа «Т» комплектно с резиновыми кольцами по ГОСТ Р51613-2000;

- наружные сети бытовой канализации - из безнапорных труб ПВХ комплектно с уплотнительными кольцами по ТУ 6-19-307-86;

- исключить фасадные работы, связанные с нанесением штукатурного раствора на минераловатный утеплитель.

Требования к помещениям для размещения оборудования КРУЭ

В здании подстанции должны быть предусмотрены следующие помещения:

– помещение для хранения баллонов с элегазом (площадь не менее 8 м^2) с вытяжной вентиляцией,

– помещение для хранения запасных частей и приспособлений площадью не менее 10 м^2,

– помещение для ремонтного и наладочного персонала площадью не менее 30 м^2 с естественным освещением.

Помещение, в котором размещается элегазовое оборудование, (зал КРУЭ) по возможности должно располагаться на отметке «0».

Ворота в зале КРУЭ, при расположении на отметке «0», должны обеспечивать возможность транспортировки максимальной по габаритам транспортной единицы в транспортной упаковке и провоза оборудования для испытаний, быть механизированными, герметичными и теплоизолирующими.

При расположении зала КРУЭ на отметке выше «0» проектом должен быть предусмотрен проем, размеры которого должны позволять транспортировку максимальной транспортной единицы в транспортной упаковке. На отметке «0» должен быть обеспечен заезд грузовой машины под проем.

Пол в зале КРУЭ должен быть сделан из материала, не дающего пыли при перемещении элегазового и вспомогательного оборудования, и окрашен краской, устойчивой к воздействию влаги.

Допуск по высоте расположения закладных деталей для установки полюсов ячеек должен соответствовать допускам, указанным в техническом описании и инструкции по эксплуатации на соответствующий тип элегазовых ячеек.

Отверстия в полу для обеспечения соединения кабельного ввода с КРУЭ должны иметь размеры, позволяющие проводить стыковку и расстыковку без демонтажа отдельных элементов КРУЭ.

После выполнения монтажных (демонтажных) работ монтажные отверстия должны быть закрыты съемными панелями, предотвращающими возможность травматизма обслуживающего персонала.

Стены и потолок в зале КРУЭ должны быть окрашены краской устойчивой к воздействию влаги.

После окончания монтажа элегазового РУ в зале должны быть проходы вдоль полюсов ячеек (достаточно со стороны фасада ячеек) шириной не менее 3-х метров для РУ-110 кВ и 4-х метров для РУ-220 кВ для транспортировки газотехнологического оборудования, а также площадка 30 квадратных метров для расположения высоковольтной испытательной

установки и производства технологических работ на оборудовании.

В зале КРУЭ должно быть установлено несколько щитовых сборок - в зависимости от количества ячеек и размеров зала КРУЭ - для подключения пусконаладочного и испытательного оборудования на 380/220 В и 220 В постоянного тока для подключения осциллографической установки.

В зале КРУЭ должна быть установлена кран-балка, перекрывающая всю площадь зала, в том числе и проем. Грузоподъемность кран-балки должна соответствовать максимальной массе транспортной единицы элегазового оборудования, которое будет установлено в зале КРУЭ, но не менее 3-х тонн. Кран-балка должна быть двухскоростной. Для ее обслуживания должна быть оборудована площадка обслуживания.

В зале КРУЭ должно быть предусмотрено место для установки газотехнологического оборудования. Ширина проходов, проездов должна обеспечивать перемещение газотехнологических установок к каждой ячейке КРУЭ.

В непосредственной близости от зала КРУЭ должна располагаться туалетная комната. Она необходима для периодического мытья рук при монтаже элегазового оборудования.

Воздухообмен в зале КРУЭ обеспечивается трехкратной общеобменной вентиляцией. Аварийная вентиляция, восьмикратная, складывается из трехкратной общеобменной плюс один вентилятор той же мощности (трехкратный), удаления элегаза из нижней зоны и двухкратной вентиляции крышными вентиляторами.

Воздух приточной вентиляции должен проходить через фильтры, предотвращающие попадание в помещение пыли.

Вентиляционные отверстия должны располагаться на уровне пола (или в непосредственной близости от уровня пола), кратность вентиляции определяется временем, спустя которое оперативному и ремонтному персоналу можно войти в зал после аварийного выброса продуктов разложения элегаза.

4.4. Оборудование систем оперативного постоянного тока (СОПТ)

4.4.1. Аккумуляторные батареи

При реконструкции и новом строительстве подстанций с высшим напряжением 35 кВ и выше необходимо обеспечивать выполнение следующих основных требований.

На ПС должны устанавливаться аккумуляторные батареи (АБ) типа Groe, со сроком службы не менее 25 лет. АБ должна обеспечивать требуемую разрядную ёмкость и достаточный уровень напряжения у потребителей (от 1.1 Uн до 0.8 Uн) в течение всего срока эксплуатации.

На всех подстанциях с высшим напряжением 220 кВ иПС 110 кВ с более чем 3-мя выключателями в распределительном устройстве высшего напряжения устанавливать две аккумуляторные батареи; на ПС с высшим напряжением 35 кВ и остальных ПС 110 кВ – по одной АБ.

Емкость АБ на ПС должна обеспечивать питание всех потребителей СОПТ ПС в течение не менее 3 часов в конце срока службы АБ (при снижении емкости АБ в конце срока службы на 20 %) при отсутствии подзаряда АБ.

Средняя точка АБ без хвостовых элементов, с делением по плечам АБ с разницей не более одной банки, должна быть выведена проводником через предохранитель и соединена с устройством контроля симметрии напряжения батареи в ЩПТ.

Применение пробок – рекомбинаторов недопустимо.

АБ должна устанавливаться в отдельном помещении. Помещение, в котором располагается АБ (аккумуляторная, помещение АБ), должно обеспечивать выполнение всех требований производителя АБ, направленных на обеспечение максимального срока службы АБ, указанного в технических характеристиках АБ (вытяжная принудительная вентиляция, освещенность, номинальные температуры, градиент температур по высоте банки АБ и т.п.).

Температура в помещении АБ не должна превышать 30 градусов Цельсия.

Для обеспечения номинальных температур в помещении АБ допускается установка систем кондиционирования или климат контроля атмосферы, если указанные номинальные параметры невозможно обеспечить другими способами.

При установке на ПС двух АБ, они должны быть разнесены территориально по месту установки для предотвращения одновременного выхода их из строя в аварийных ситуациях.

АБ в помещении аккумуляторной должна располагаться таким образом, чтобы минимизировать длину проводников от выводов батареи до стены помещения аккумуляторной.

АБ в помещении, как правило, должна размещаться на одноэтажных стеллажах, при двухэтажном размещении АБ необходимо принять меры к обеспечению устойчивости стеллажей при обслуживании (применение стеллажей сейсмостойкого исполнения, раскреплений стеллажей).

4.4.2. Требования к зарядным устройствам

Устанавливать для каждой АБ два отдельных шкафа с зарядно-выпрямительными устройствами (ЗВУ), которые должны удовлетворять следующим основным требованиям.

Переменная составляющая в токе поддерживающего заряда АБ не должна превышать максимально допустимого значения расчетного тока, при котором обеспечивается расчетный срок службы АБ. Отклонение напряжения во всех режимах работы ЗВУ от заданного значения не должно превышать максимально допустимого значения, при котором обеспечивается расчетный срок службы АБ. Срок службы ЗВУ должен быть не менее 25 лет.

Пульсации напряжения при работе ЗВУ на полную нагрузку комплекта СОПТ, при отключенной АБ, не должны превышать 5 % Uном. Пульсации тока на активную нагрузку не должны превышать 1%. Точность стабилизации выходного напряжения в режиме поддерживающего заряда должна быть не хуже ±1%. ЗВУ должны работать параллельно с примерно равномерным делением тока нагрузки между собой или в режиме «ведущий – ведомый», иметь встроенные системы защиты от КЗ и аномальных режимов со стороны сети переменного тока и выходных зажимов. Каждый шкаф ЗВУ должен обеспечивать нормальную работу АБ.

Размещение АБ и ЩПТ должно обеспечивать применение соединяющего их кабеля минимальной длины.

Все ЗВУ должны иметь вход блокировки режима заряда АБ при остановке приточно–вытяжной (вытяжной) вентиляции. При остановке приточно–вытяжной (вытяжной) вентиляции ЗВУ из режима заряда АБ должен автоматически переходить в режим поддерживающего заряда АБ. В составе ЗВУ запрещается применение для охлаждения вентиляторов с постоянным режимом работы.

Каждый шкаф ЗВУ каждой АБ должен иметь питание от своей секции собственных нужд без переключений. Зарядно-подзарядные и подзарядные устройства должны автоматически включаться в случае перерыва питания со стороны переменного напряжения и продолжать работу в изначально установленном режиме.

Мощность каждого отдельного шкафа ЗВУ должна обеспечивать питание всех подключенных к комплекту СОПТ электроприемников подстанции (постоянная нагрузка СОПТ) с учетом проведения одновременно ускоренного заряда одной АБ до 90% номинальной ёмкости в течение не более 8 часов.

Применяемые ЗВУ должны обеспечивать для АБ расчетный срок службы в соответствии со всеми требованиям, предъявляемыми фирмой-производителем аккумуляторной батареи к ЗВУ.

Тип применяемого ЗВУ должен быть согласован с производителем АБ. При согласовании типа ЗВУ с производителем АБ, от производителя АБ необходимо получить требования, предъявляемые им к ЗВУ при обеспечении расчетного срока службы АБ. Данные требования необходимы для обеспечения возможности проверки соответствия технических характеристик ЗВУ требованиям производителя АБ.

Степень защиты ЗВУ должна быть не менее IP 43.

Требования к зарядным агрегатам хвостовых элементов АБ аналогичны требованиям к ЗВУ.

4.4.3. Стабилизаторы напряжения

Предусматривается установка стабилизаторов напряжения для обеспечения требуемого уровня напряжения у потребителей СОПТ при 102-104 рабочих элементах АБ и отсутствии элементного коммутатора и «хвостовых» элементов (при реконструкции существующих и проектировании новых объектов), а также при наличии значительных толчковых нагрузок и протяжённых цепей питания потребителей СОПТ в цепи вводов рабочего питания ЩПТ.

4.4.4. Требования к щитам постоянного тока

Предусматривается применение щитов постоянного тока, которые должны удовлетворять следующим основным требованиям.

Для каждой аккумуляторной батареи должен быть установлен один щит постоянного тока (ЩПТ) с предохранителями в качестве защитных аппаратов. Автоматические выключатели в ЩПТ применяться не должны.

В состав ЩПТ должно входить:

- питание аварийного освещения ПС постоянным током, использование инверторов DC/AC недопустимо;
- устройство контроля изоляции (контролирующее снижение изоляции одного или двух полюсов в СОПТ ниже значения указанного в ПТЭ) и устройство контроля симметрии напряжения на АБ (возможно совмещение обоих устройств в одном);
- стационарное и переносное устройство поиска «земли» в СОПТ;
- устройство защиты от импульсных перенапряжений и высокочастотных помех с сопротивлением на постоянном токе в нормальном режиме не менее 1 МОм;
- система регистрации аварийных событий, если данная функция есть в базовой комплектации;

- система мониторинга токов, напряжений, сопротивлений и состояния защитных аппаратов ЩПТ, которая должна иметь связь с АСУ ТП подстанции;
- местная сигнализация.

Два зарядно–подзарядных агрегата для подзаряда хвостовых элементов АБ могут входить как в состав ЩПТ, так и в состав ЗВУ.

ЩПТ должен иметь секции шин или сборки с отдельными цепями ввода питания для кабельных линий, питающих микропроцессорные терминалы и цепи, не выходящие за пределы ОПУ, релейного щита и секции шин или сборки с отдельными цепями ввода питания для кабельных линий, выходящих за пределы здания или питающих приводы высоковольтных выключателей. В случае недостаточности имеющихся в ЩПТ сборок питания потребителей, в состав СОПТ должны входить шкафы распределения оперативного постоянного тока (ШРОТ). При использовании ШРОТ существенно сокращается длина кабелей вторичной коммутации.

Шкафы ШРОТ для питания панелей защит должны располагаться непосредственно на торцах питаемых радов панелей РЗА, на каждый ряд панелей РЗА - два ШРОТ.

Питание дискретных входов АСУТП, требующих повышенной помехозащищенности, а также цепей и устройств оперативной блокировки осуществляется от DC/DC преобразователей, питающихся от ЩПТ.

Питание приводов выключателей 35 – 220 кВ должно осуществляться по кольцевой схеме, причем должна быть предусмотрена возможность вывода одного любого участка кабеля между присоединениями в ремонт без обесточения приводов.

Питание приводов выключателей 6 – 20 кВ должно осуществляться по кольцевой схеме, одно кольцо питания - на 2 секции КРУ, подключенные к разным силовым трансформаторам, причем должна быть предусмотрена возможность вывода одного любого участка кабеля между секциями в ремонт без обесточения приводов.

Питание ШРОТ выполняется от разных секций ЩПТ одной аккумуляторной батареи.

В качестве защитных аппаратов нижнего уровня используются автоматические выключатели.

Кабели в шкафах ЩПТ должны прокладываться с учетом требований по ЭМС. Должна быть обеспечена повышенная локализационная способность шкафов ЩПТ к дуговым коротким замыканиям и возгораниям, удобство их эксплуатации.

Оборудование ЩПТ должно иметь примерно одинаковые сроки службы. При поставке оборудования поставщиками должен указываться объём необходимого обслуживания и четкие сроки обслуживания ЩПТ с перечнем регламентных работ по замене узлов и деталей.

Устройство щитов постоянного тока должно позволять проведение работ по калибровке и замене средств измерений. Цепи измерений должны быть подсоединены к средствам измерений через разъёмные измерительные клеммники, имеющие свободные испытательные клеммы.

В ЩПТ в качестве дополнительной изоляции открыто проложенных токоведущих частей (кабелей и шин), использовать термоусадочную трубку синего цвета для отрицательного полюса и красного цвета для положительного полюса. В ЩПТ на внутренней стороне дверей шкафов должны быть предусмотрены места хранения, схемы СОПТ, запасных предохранителей, временно снятых крышек блоков держателей предохранителей. Дверцы шкафа должны закрываться при открытой (но не снятой) крышке держателей предохранителей. Вместе с ЩПТ должны поставляться руководства по эксплуатации его отдельных элементов с указанием периодичности и объемов технического обслуживания.

ЩПТ должен поставляться в полной заводской готовности. Зарядные устройства должны поставляться в той конфигурации, которая указана в задании заводу на изготовление. В договор поставки ЩПТ, ЗВУ и системы мониторинга ЩПТ и ЗВУ должно входить:

Обучение эксплуатационного персонала, как на месте, так и в учебных заведениях по использованию, обслуживанию и безопасной эксплуатации устройств мониторинга ЩПТ и ЗВУ, переносного устройства поиска земли и установленного на ЩПТ оборудования.

Эксплуатационная документация на оборудование ЩПТ, ЗВУ, мониторинга на русском языке с указанием периодичности, видов, объемов, методик и трудозатрат по техобслуживанию оборудования.

Обязательства по гарантийному обслуживанию ЩПТ, ЗВУ и системы мониторинга ЩПТ и ЗВУ.

Обязательства поставки по заказам эксплуатации в течение срока службы ЩПТ (но не менее чем 25 лет) плавких вставок необходимых типов и номиналов и другого оборудования, необходимого для выполнения ремонтных работ.

К каждому ЩПТ должны в качестве запасных частей прикладываться три комплекта запасных предохранителей для ЩПТ.

Степень защиты ЩПТ должна быть не менее IP 43.

4.4.5.Средства мониторинга СОПТ

Средства мониторинга СОПТ должны:

- контролировать непрерывно сопротивление изоляции на обоих полюсах постоянного тока, сигнализировать снижение изоляции ниже уровней, указанных в ПТЭ, на одном или одновременно на обоих полюсах;

- контролировать симметрию напряжения на АБ; контролировать отсутствие обрывов в цепи АБ;
- контролировать состояние плавких вставок в силовых цепях. Контроль должен осуществляться с помощью предохранителей, имеющих сигнализацию перегорания;
- определять секции ЩПТ со сниженным сопротивлением изоляции одного или обоих полюсов относительно земли, путем наложения контрольного сигнала. Величина контрольного сигнала не должна приводить к ложному срабатыванию дискретных входов терминалов микропроцессорных защит;
- иметь информационный выход для информационной интеграции с АСУТП и соответствовать стандартам МЭК, предпочтительно МЭК-61850, а также иметь контакты для ввода в центральную сигнализацию ПС;
- иметь два стационарных устройства контроля изоляции, одно в составе ЩПТ, второе в составе мониторинга ЗВУ, и переносное устройство поиска «земли» в СОПТ;
- иметь систему регистрации аварийных событий.

Переносное устройство поиска «земли» в СОПТ должно определять место замыкания на землю в СОПТ через переходное сопротивление от 100 кОм и более. Работа устройства не должна снижать надежность работы СОПТ подстанции и создавать помехи для микропроцессорных терминалов релейных защит и автоматики.

4.4.6. Дополнительные требования

Для обеспечения нормальной работы аккумуляторных батарей и безопасности обслуживающего персонала включать в задания на проектирование требования по оборудованию помещений аккумуляторных батарей тамбуром, приточно–вытяжной вентиляцией и выполнению всех требований нормативно – технической документации для помещений аккумуляторных батарей открытого типа с жидким электролитом.

При проектировании СОПТ требовать от проектной организации передавать расчеты токов КЗ с обоснованием выбора аппаратов и их уставок, использовать методику расчета токов КЗ с учетом ГОСТ 29176-91 и ГОСТ 28895-91 (МЭК 949-88).

При выполнении реконструкции действующих подстанций проводить диагностику состояния СОПТ с привлечением специализированных организаций. Проверять выполнение требований действующей нормативно – технической документации. В случае не выполнения требований действующей нормативно – технической документации принимать меры к устранению недостатков с последующим контролем устранения данных

недостатков, и подтверждением соответствия СОПТ всем требованиям действующей нормативно – технической документации.

При выполнении частичной реконструкции СОПТ, перекладке кабелей, замене аппаратов, аккумуляторных батарей необходимо выполнить перерасчет уставок и обеспечить селективность защитных аппаратов СОПТ.

Обязательно предусматривать поставку средств мониторинга СОПТ (мониторинг ЩПТ, ЗВУ, переносное устройство поиска земли).

При замене аккумуляторных батарей и ЩПТ на реконструируемой подстанции необходимо заменять ЗВУ на ЗВУ, выполненные в соответствии с требованиями настоящего документа и изготовителей аккумуляторных батарей.

Для всех перечисленных выше средств СОПТ конкретные технические требования к их характеристикам, параметрам, конструкции, размещению, условиям эксплуатации и т.п. должны содержаться в нормативно-технических документах компании, подлежащих разработке для обеспечения выполнения требований настоящих Методических указаний.

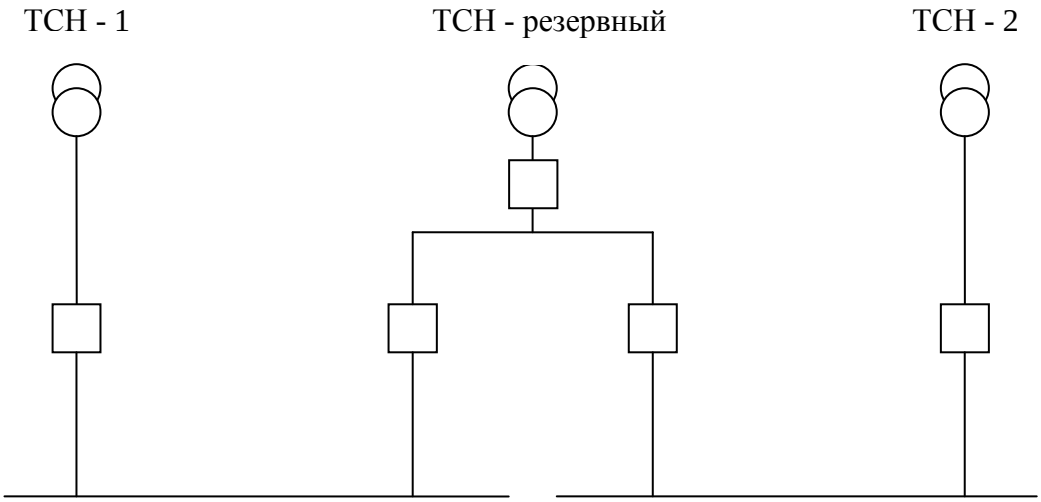
4.5. Собственные нужды ПС

Щит собственных нужд 0,4 кВ (ЩСН) подстанции предназначен для распределения электроэнергии между различными потребителями системы собственных нужд подстанции, включения, отключения, создания ремонтных схем для потребителей, защиты от ненормальных режимов и повреждений в сети 0,4кВ, автоматического ввода резерва при исчезновении напряжения на одной из секций и наличии напряжения на другой.

На всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд. Дополнительный (резервный) ТСН должен подключаться к независимому источнику питания.

Схемы собственных нужд ПС должны предусматривать присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания.

На стороне НН трансформаторы собственных нужд должны работать раздельно с АВР.



Типовая схема включения резервного ТСН

На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 6-35кВ, а при отсутствии этих РУ к обмотке НН основных трансформаторов.

На ПС с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители на участке между вводами НН основного трансформатора и его выключателем.

В случае питания оперативных цепей переменного тока или выпрямленного тока от трансформаторов напряжения, присоединенных к питающим ВЛ, трансформаторы собственных нужд допускается присоединить к шинам НН ПС.

Присоединение автоматики камер задвижек и пожарных насосов должно осуществляться непосредственно от разных секций ЩСН. Запрещается питание автоматики камеры задвижек и насосов пожаротушения от отдельно установленного щитка имеющего одну секцию шин, питающегося от разных секций ЩСН с АВР.

Щит хозяйственных нужд подстанции должен быть отдельным. Питание щита хозяйственных нужд должно быть организовано либо от отдельных трансформаторов хозяйственных нужд, либо от щита собственных нужд ПС двумя кабелями с разных секций ЩСН. Щит хозяйственных нужд должен имеет 2 секции с АВР и иметь счетчики учета электроэнергии на вводах.

Питание систем охлаждения силовых трансформаторов с системой охлаждения Д должно быть организовано по кольцевой схеме, систем ДЦ по

радиальной схеме от 2 секций ЩСН с АВР в ШАОТ.

Питание приводов разъединителей и заземлителей должно быть организовано по кольцевой схеме от 2 секций ЩСН, должна быть обеспечена возможность вывода в ремонт любого участка сети без обесточения приводов аппаратов.

Щит собственных нужд подстанции должен удовлетворять следующим требованиям:

- шкафы должны быть закрытого типа с открывающимися дверями, IP шкафа с закрытыми дверями должен быть не менее 43, с открытыми дверями не ниже 20, недопустима прокладка открытых токоведущих частей в зоне оперирования автоматическими выключателями;
- в помещении шкафы могут располагаться как в один ряд, так и в два ряда, шкафы должны располагаться так, что бы имелась возможность доступа персонала с любой стороны шкафа для обслуживания;
- все силовые шины должны быть изолированы термоусадочным материалом;
- каждый шкаф отходящих линий должен быть секционирован для обеспечения возможности замены любого автомата отходящей линии без необходимости обесточения секции;
- на шинах должна быть нанесена расцветка фаз либо применение соответствующего цвета термоусадочной изоляции либо нанесением другого стойкого к выцветанию материала;
- на подстанциях, где имеется пожаротушение, обязательно применение резервного силового трансформатора собственных нужд, имеющего питание от стороннего источника, применение вместо резервного ТСН генератора должно быть обосновано;
- вводные и секционные автоматы должны быть высоконадежными, выкатного исполнения и иметь продолжительный межремонтный период (12 – 15 лет);
- соединение автоматов отходящих линий с шинами 0,4 кВ должно быть выполнено с помощью изолированных шин, соединение изолированными проводами недопустимо;
- шкафы могут быть как одностороннего, так и двухстороннего обслуживания;
- устройство щитов собственных нужд должно позволять проведение работ по калибровке и замене средств измерений;
- цепи измерений должны быть подсоединены к средствам измерений через разъёмные измерительные клеммники, имеющие свободные испытательные клеммы;
- средства измерений должны быть установлены на открывающихся наружу дверцах;

- монтаж измерительных токовых цепей (амперметров, счетчиков электрической энергии) должен быть выполнен так, чтобы эти СИ (средства измерений) не находились под напряжением, т.е. токовые цепи и цепи напряжения не должны быть объединены при монтаже, должны быть разделены;
- степень секционирования шкафов ЩСН должна быть 3В;
- конструкция шкафов должна иметь модульный принцип построения;
- шкафы должны иметь мнемосхему;
- шкафы должны быть покрыты порошковой краской;
- в каждом шкафу должны быть установлены лампа освещения, управляемая конечным выключателем двери, электрическая розетка с заземляющим контактом с номинальным напряжением 230В переменного тока и рабочим током 10А для питания дополнительного оборудования и инструмента при монтаже, наладке и проверках;
- все двери шкафного оборудования должны иметь замки с одинаковыми личинками и открываться при помощи единого «мастер - ключа»;
- шины должны быть выполнены из без кислородной, электротехнической меди;
- для создания ремонтных схем в цепи секционного выключателя должен быть предусмотрен выключатель нагрузки (разъединитель) обеспечивающий видимый разрыв и выдерживать сквозные токи КЗ в течение 3с;
- вводные и секционные выключатели должны иметь контакты, позволяющие определять их состояние и положение, и иметь возможность интеграции в АСУ ТП по стандартному протоколу;
- конструкция корзины вводных и секционного выключателя должна иметь изолирующие шторки, закрывающие силовые контакты корзины при выкаченном и тестовое положение автоматов;
- автоматические выключатели отходящих линий должны иметь стационарное исполнение;
- места присоединения отходящих кабелей должны быть разделены для исключения перебрасывания дуги на контакты соседних присоединений;
- автоматические выключатели отходящих линий должны иметь контакты позволяющие определять их состояние и положение;
- в шкафах вводных выключателей должны быть предусмотрены комбинированные устройства защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП) 1+2 класса, с подключением к шинам распределительных щитов через выключатель-разъединитель-предохранитель с номинальным током плавкой вставки не ниже 125А. УЗИП должен обеспечивать дистанционную сигнализацию аварийного срабатывания;

- в вводных шкафах и в цепи секционного выключателя должен быть установлен многофункциональный измеритель параметров сети обеспечивающий измерение основных электрических величин и передачу данных в АСУ ТП по стандартному протоколу (Modbus, Profibus и т.д.);
- шкафы должны иметь переключатель ввода и вывода АВР;
- оперативные цепи вводных и секционного выключателей должны быть выполнены на постоянном токе;
- освещение и индикация шкафного оборудования должна быть выполнена с использованием светодиодов;
- на лицевой стороне шкафов должны быть расположены ключи управления, переключающие устройства, контрольно-измерительные приборы, дисплеи устройств управления и защиты, сигнальные лампы с индикацией включенного (зеленый) / отключенного (красный)/ аварийного отключения (желтый) положения вводных и секционного выключателя;
- на лицевой стороне шкафов должны быть расположены ключи управления, переключающие устройства, дисплеи устройств управления и защиты, сигнальные лампы с индикацией включенного (зеленый) / отключенного (красный)/ аварийного отключения (желтый) положения вводных и секционного выключателя;
- подключение счетчиков активной энергии должно осуществляться через пломбируемую клеммную коробку с прозрачной крышкой.

Запрещается применение:

- гибких изолированных проводников для присоединения автоматов отходящих линий к шинам 0,4 кВ;
- открытых шкафов 0,4 кВ, и шкафов с открытыми токопроводящими шинами, где не обеспечена защита персонала от поражения электрическим током при осмотре, операциях с коммутационными аппаратами и при присоединении – отсоединении отходящих кабелей.

4.6. Линии электропередачи

4.6.1. Воздушные линии электропередачи напряжением 35-220 кВ

Проектирование и строительство воздушных линий электропередачи распределительных электрических сетей, должно выполняться на основе утвержденных Схем перспективного развития.

Основные требования к ВЛ 35 кВ и выше изложены в «Общих технических требованиях к воздушным линиям электропередачи 110-750 кВ нового поколения» и «Нормах технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750кВ» СО 153-34.20.121-2006.

4.6.1.1. Требования к воздушным линиям электропередачи

При выборе конструктивных особенностей и технических параметров ВЛ 35-220 кВ главным условием должно быть их соответствие требуемому уровню надежности сетей.

Основными направлениями технического развития ВЛ являются:

– повышение безопасности при строительстве и эксплуатации линий;

– применение конструкций, элементов и оборудования, обеспечивающих требуемую надежность, а также оптимизацию затрат на строительство, техническое перевооружение и эксплуатационное обслуживание в течение всего срока службы линий;

– внедрение передовых технологий мониторинга текущего состояния элементов ВЛ (проводов, опор, изоляции, ВОЛС на ВЛ и т.д.); в частности, активное внедрение в производственную деятельность компании геоинформационных технологий, обеспечивающих получение объективной информации о параметрах и характеристиках линии, а также способствующих повышению надежности функционирования линейного объекта и предупреждению аварийных ситуаций;

– оснащение ВЛ 35-220 кВ датчиками определения мест повреждения (ОМП) на линиях;

– внедрение ультразвуковой дефектоскопии, сейсмологического контроля и магнитометрии для оценки состояния фундаментов, железобетонных и металлоконструкций;

– применение эффективных систем защиты ВЛ от воздействий ветровых и гололедных нагрузок, грозовых перенапряжений, вибрации и пляски проводов (тросов);

– элементы вновь строящихся ВЛ должны быть рассчитаны на механические нагрузки в соответствии с требованиями ПУЭ (7-е издание) с учётом климатических условий района расположения электросетевого объекта;

– создание компактных воздушных линий, занимающих минимальные площади на местности.

ВЛ не рекомендуется подвергать реконструкции на протяжении всего срока эксплуатации.

Срок службы ВЛ 35-110 (220) кВ - не менее 50 лет.

На ВЛ, проходящих по населенной местности и в лесопарковой зоне, при соответствующем технико-экономическом обосновании, рекомендуется использовать защищенные провода или высоковольтные воздушные кабели.

На вновь строящихся ВЛ рекомендуется предусматривать конструктивные решения обеспечивающие возможность выполнения ремонтных и регламентных работ без снятия напряжения.

При проектировании ВЛ рекомендуется применять системы

автоматизированного проектирования (САПР) с использованием унифицированных типовых проектных решений.

4.6.1.2. Опоры

В сетях ОАО «МОЭСК» должны применяться сертифицированные и аттестованные для применения опоры, изготовленные из железобетона, металла и композитных материалов.

Рекомендуется применять:

На ВЛ 35-220 кВ в качестве промежуточных опор железобетонные центрифугированные стойки, металлические решетчатые и многогранные опоры. В качестве угловых и анкерных опор металлические многогранные и решетчатые опоры без оттяжек.

При применении стальных опор необходимо обеспечить коррозионную стойкость на весь срок службы, для этого антикоррозийное покрытие должно выполняться на заводах-изготовителях методом горячего или термодиффузионного оцинкования.

Конструкции опор ВЛ должны быть вандалоустойчивыми, а также отвечать требованиям технической и архитектурной эстетики.

В зависимости от предъявляемых требований по надежности электроснабжения потребителей на ВЛ 35-110 (220) кВ следует применять одноцепные или двухцепные опоры. В виде исключения в отдельных случаях по решению Научно технического совета ОАО «МОЭСК» могут применяться многоцепные опоры с числом цепей более 2-х.

В перспективе должно быть рассмотрено применение опор, траверс, оголовков из композитных материалов после прохождения необходимого комплекса испытаний и их аттестации в аккредитованном центре ОАО «Россети».

Срок эксплуатации опор ВЛ 35-110 (220) кВ должен составлять не менее 50 лет.

4.6.1.3. Фундаменты

Конструкции фундаментов опор ВЛ 35-220 кВ должны выбираться на основе результатов инженерно-геологических, инженерно-гидрологических, инженерно-экологических изысканий, климатических особенностей и сейсмической активности в районе строительства с учетомконструктивных особенностей опоры, сечения провода и длины пролета линии.

Предусматривается использование следующих типов фундаментов:

– винтовые сваи, анкера;

– монолитные фундаменты опор;

– малозаглубленные монолитные железобетонные фундаменты, особенно в грунтах с низкой несущей способностью.

Возможно также применение других типов фундаментов при

соответствующих обоснованиях и расчетах.

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

4.6.1.4. Провода и грозозащитные тросы

На ВЛ 35-220кВ,как правило, должны применяться сталеалюминевые провода со стальным сердечником и другие провода с улучшенными электрическими и физико-механическими характеристиками.

При выполнении протяженных переходов через водные и другие естественные преграды и при реконструкции с увеличением пропускной способности на ВЛ 35-220 кВ рекомендуется применять новые высокотехнологичные провода, обладающие улучшенными механическими, весовыми, аэродинамическими свойствами и устойчивые к тяжелым климатическим условиям с целью:

– снижения потерь электроэнергии в линиях электропередачи;

– повышения пропускной способности ВЛ при предельно допустимых значениях сечения сталеалюминевых проводов;

– увеличения длины пролета ВЛ;

– уменьшения коэффициента аэродинамического сопротивления;

– снижения вероятности пляски проводов;

– снижения вероятности обрыва проводов при воздействии внешних механических нагрузок (противодействия налипанию снега и гололедообразованию).

В этих случаях при наличии технической целесообразности (технического обоснования) могут применяться провода из специальных сплавов.

В качестве грозозащитных тросов должны применяться:

– стальные канаты из оцинкованной проволоки с покрытием ее поверхности по группе ОЖ (для особо жестких условий работы);

– грозозащитные тросы со встроенными волоконно-оптическими кабелями связи;

– грозозащитные тросы из стальных проволок, плакированных алюминием.

Для подвеса ВОЛС на ВЛ должен использоваться оптический кабель в грозозащитном тросе.

Срок службы проводов и грозозащитных тросов на ВЛ напряжением 35-220 кВ должен быть не менее 50лет.

4.6.1.5. Линейная арматура и изоляторы

Линейная арматура, изоляторы и материалы должны выбираться с учетом климатических условий (температуры и влажности) и условий

загрязнения.

На ВЛ 35-220 кВ рекомендуется применять:

- стеклянные и полимерные изоляторы;
- линейную сцепную, натяжную и поддерживающую арматуру со сроком службы, соответствующей сроку службы проводов;
- спиральную арматуру;
- полимерные изолирующие траверсы.

При пересечении с инженерными коммуникациями (автомобильные, железные дороги, водные препятствия, газо-нефтепроводы и т.д.) рекомендуется применять сдвоенные гирлянды изоляционных подвесок с раздельным креплением к траверсам опор.

Вся линейная, сцепная, поддерживающая, натяжная, защитная и соединительная арматура не должна требовать обслуживания, ремонта и замены в течение всего срока эксплуатации ВЛ 35-220кВ - не менее 50 лет.

4.6.1.6. Трасса линий электропередачи

Выбор трассы ВЛ, в т.ч. новых участков трассы ВЛ, подлежащей техническому перевооружению (реконструкции), ее экологическое обоснование, согласование и инженерные изыскания должны выполняться в соответствии с требованиями действующих государственных и ведомственных стандартов, нормативных и методических документов.

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

- природные особенности территории (рельеф, климат, наличие опасных геологических процессов;
- состояние природной среды (загрязнение атмосферы, агрессивность грунта, подземных вод и т.д.);
- современное хозяйственное использование территории;
- ценность территории (природоохранная, культурная, национальная, особо охраняемые природные объекты и пр.);
- возможный ущерб, причиняемый природной и социальной среде, а также возможные изменения в окружающей природной среде в результате сооружения ВЛ и последствия этих изменений для природной среды, жизни и здоровья населения;
- условия строительства и эксплуатации.

Выбор трассы новой ВЛ необходимо производить на основании утвержденной Схемы развития электрических сетей, наиболее рационального размещения подстанций и возможности выхода всех отходящих от них ВЛ.

При прохождении ВЛ по населенной местности трасса предоставляется заказчиком в соответствии с утвержденной градостроительной документацией(генеральными планами городов и других населенных

пунктов, схемами и проектами планировки и застройки территориальных образований и др.).

Трасса ВЛ должна быть, по возможности, кратчайшей, учитывая при этом условия отчуждения земли, вырубки просек в насаждениях, комплексного использования охранной зоны и приближена к дорогам и существующим ВЛ.

При отводе и использовании земель для ВЛ должны соблюдаться Земельный, Водный и Лесной кодексы, Федеральный закон «Об охране окружающей среды», закон Российской Федерации «О недрах», «Правила определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети», утвержденные Правительством Российской Федерации, а также «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ», утвержденные Департаментом электроэнергетики Минтопэнерго РФ, Правила использования лесов для строительства, реконструкции, эксплуатации линейных объектов, утвержденные Приказом Рослесхоза от 10 июня 2011 г. № 223, зарегистрированные в Министерстве Юстиций РФ от 03 августа 2011 г. № 21533.

Пересечение многоцепных ВЛ 35-220 кВ с другими ВЛ должно осуществляться в разных пролетах пересекающей ВЛ, разделенных анкерной опорой.

Ширина просеки ВЛ определяется действующими нормативными документами. Просека по трассе ВЛ должна своевременно расчищаться от деревьев и кустарников. Периодичность расчистки определяется интенсивностью роста растительности.

Для расчистки и расширения просек должны применяться ручные кусторезы, высоторезы и бензопилы, а также тяжелая спецтехника: тракторы, в том числе позволяющие производить расчистку от растительности с полной утилизацией порубочных остатков, мульчеры – устройства, предназначенные для измельчения древесины и кустарника на корню, харвестеры (многооперационные лесосечные машины, предназначенные для валки, обрезки сучьев, раскряжёвки и пакетирования сортиментов на лесосеке).

Деловая древесина и дрова должны быть сложены вне просеки в штабеля.

Расстояния от проводов до зеленых насаждений и от оси трассы до штабелей сгораемых материалов должны быть указаны в проекте. Вырубка кустарника на рыхлых почвах, крутых склонах и местах, заливаемых во время половодья, не допускается.

Сжигание сучьев и других порубочных остатков следует производить в разрешенный для этого период времени.

Древесина, оставленная в штабелях на трассе ВЛ на пожароопасный период, а также оставшиеся на этот период "валы" порубочных остатков

должны быть окаймлены минерализированной полосой шириной 1 м, с которой полностью следует удалить травяную растительность, лесную подстилку и прочие горючие материалы до минерального слоя почвы.

4.6.1.7. Защита от грозовых перенапряжений

Для защиты высоковольтной изоляции ВЛ напряжением 35-220 кВ (переходы через автомобильные дороги, железную дорогу, водные преграды и т.п.) должны устанавливаться подвесные ОПН, в том числе в качестве альтернативы грозозащитному тросовому ОПН.

ОПН должны удовлетворять следующим характеристикам:

–взрывобезопасность на токи не менее 65 кА – на класс напряжения 110-220 кВ, не менее 20 кА – на класс напряжения 35 кВ.

В сетях напряжением 35–220 кВ при новом строительстве и реконструкции подстанций следует устанавливать ОПН с датчиком тока импульсов срабатывания и возможностью измерения токов утечки под рабочим напряжением.

В процессе эксплуатации при выходе из строя элементов вентильных разрядников допускается замена поврежденных элементов соответствующим типом вентильных разрядников.

ОПН устанавливаются непосредственно на подходах ВЛ к распределительным устройствам подстанций со стороны подстанций и непосредственно у защищаемого оборудования.

На ВЛ 35–220 кВ для повышения грозоупорности ВЛ на переходах через природные и инженерные преграды (реки, железные и автодороги), а также для повышения грозоупорности подходов к ПС рекомендуется применять нелинейные ОПН или длинно-искровые разрядники.

4.6.2. Воздушные линии электропередачи напряжением 0,4-20 кВ

4.6.2.1. Общие требования к элементам линий электропередач напряжением 0,4-20 кВ и устанавливаемому оборудованию

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

- автоматического ввода резерва (АВР);
- секционирования ВЛ;
- организации систем автоматического повторного включения (АПВ), как на линейных выключателях центров питания, так и на выключателях секционирующих пунктов ВЛ;
- отключения ответвлений ВЛ;
- определения мест повреждения ВЛ, в том числе с указателями поврежденного участка;

- организации мониторинга текущего состояния проводов, в том числе их температуры нагрева.

Сетевые секционирующие пункты с вакуумными выключателями и пункты автоматического включения резерва необходимо устанавливать на магистральных линиях 6-20 кВ, а также на протяженных и кабельных ответвлениях ВЛ, в соответствии с принятыми в ОАО «МОЭСК» критериями установки автоматических секционирующих пунктов – – при наличии технико-экономического обоснования.

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

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

Для секционирования магистральных линий 6-20 кВ следует применять сетевые секционирующие пункты (ССП) наружной установки, устанавливаемые непосредственно на опорах ВЛ, с вакуумными выключателями (реклоузеры) и 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 наблюдаемости и управляемости электрической сети все системы автоматизации должны обеспечивать возможность передачи на диспетчерский пункт информации о текущем состоянии оборудования, а также телеуправления данным оборудованием.

Магистрали ВЛ 6-20 кВ имеющие большое количество отпаек и протяженность должны быть оборудованы пунктами секционирования позволяющими выделять поврежденные участки сети и запитывать максимально возможное количество абонентов.

Автоматические секционирующие пункты должны устанавливаться на ВЛ 6-10 кВ в соответствии с утвержденными критериями ОАО «МОЭСК» в следующих случаях:

1. На отпайках от магистрали:

- протяженностью свыше 2 км;
- проходящих по лесам, по трудно доступной местности, (заболоченные, сильно пересеченные места, участки с переходами через водные преграды с дальними объездами и т.п.),
- с кабельной вставкой, протяженностью более 150 метров.

2. В магистраль радиальных линий без резервирования:

- при протяженности ВЛ свыше 10 км,

- с целью выделения участков ВЛ, проходящих по лесам, по трудно доступной местности, (заболоченные, сильно пересеченные места, участки с переходами через водные преграды с дальними объездами и т.п.).

В качестве автоматических сетевых секционирующих пунктов необходимо использовать малогабаритные устройства с возможностью монтажа на опоре ВЛ.

На границах балансовой принадлежности на ВЛ 6-10 кВ необходимо устанавливать линейные разъединители и автоматические сетевые секционирующие пункты с пунктами коммерческого учета электроэнергии (ПКУ).

На ВЛ 0,4 кВ при наличии совместной подвески сетей уличного освещения, эти сети необходимо выполнять в виде отдельных фидеров с организацией собственного учета электроэнергии в выносном щите.

4.6.2.2. Требования к опорам

На ВЛ 0,4-20 кВ необходимо применять:

- деревянные опоры, в соответствии с утвержденными техническими требованиями ОАО «МОЭСК», (материал стойки – сосна, район произрастания выше 60 параллели) без приставок, обработанные специальными консервантами семейства ССА (окись меди, триокись хрома, пентокись мышьяка), способом пропитки по ГОСТ 20022.6-93 (вакуум-давление-вакуум) и обеспечивающими срок службы не менее 40 лет. Глубина пропитки в соответствии с ГОСТ 20022.0-93. – не менее 85% ширины заболонной части древесины.

- железобетонные опоры, которые должны соответствовать ТУ 5863-007-00113557-94 и обеспечивать срок службы не менее 40 лет.

- стальные опоры, в соответствии с утвержденными техническими требованиями ОАО «МОЭСК», которые должны быть выполнены из стали марок С-235-С-255, С345 в зависимости от района применения (ГОСТ 27772-88) в соответствии с конструкторской документацией, цинкование должно быть горячее, толщина покрытия не менее 80 мкм. Несущая способность на изгиб в рабочих режимах не менее 70 кН·м. Конструкция должна обеспечивать возможность применения подвесной изоляции из стекла или полимеров и многократное использование. Заглубление фундамента не должно быть больше 3м для всех типов грунтов. Диаметр котлована не должен превышать 400 мм. В населенных пунктах и вдоль автомобильных дорог необходимо устанавливать многогранные стальные опоры. В остальных местах разрешается установка как многогранных, так и решетчатых опор.

На воздушных линиях должны применяться опоры с минимальным изгибающим моментом стоек не менее 50 кН·м для ВЛ 6-20 кВ и не менее 30 кН·м - для ВЛ 0,38 кВ.

4.6.2.3. Линейная арматура и изоляторы

На арматуру должно быть заключение о возможности ее использования с СИП отечественного производства, изготовленного в соответствии с требованиями ГОСТ Р 52373-2005 и ТУ 16-705.500-2006.

Арматура отдельно взятой торговой марки должна охватывать всю номенклатуру изделий, необходимую для монтажа и ремонта ВЛИ (ВЛЗ).

Коррозионная стойкость и механическая прочность металлических деталей линейной арматуры, электрическая и механическая прочность изделий из полимерных материалов должны соответствовать требованиям международного стандарта CENELEC.

4.6.2.4. Требования к арматуре для ВЛИ до 1кВ

Анкерные кронштейны должны предусматривать возможность крепления к опорам, как металлической монтажной лентой, так и при помощи шпилек.

Анкерный зажим для магистрали выполняется из экструдированного профиля, клинья и вкладыши - из диэлектрического полимерного материала.

В поддерживающем зажиме обязательно наличие заменяемого элемента ограниченной прочности для защиты магистрального СИП от обрыва.

Конструкция ответвлительных зажимов должна предусматривать: срывные головки из алюминиевого сплава для нормирования усилия затяжки контактного соединения, герметичность, обработку контактных соединений электропроводящей смазкой.

Зажимы, применяемые для выполнения абонентских ответвлений должны обеспечивать возможность многократного подключения-отключения проводов.

Арматура для оборудования мест присоединения переносного защитного заземления (ПЗЗ) должна обеспечивать возможность наложения ПЗЗ на ВЛИ без многократного повреждения изоляционной оболочки СИП и должна иметь герметичное исполнение.

4.6.2.5. Требования к арматуре и изоляторам для ВЛ и ВЛЗ до 20 кВ

Конструкция ответвительных и прокалывающих зажимов должна предусматривать выполнение корпуса из коррозионно-стойкого алюминиевого сплава, болтов из стали, горячей оцинковки, смазку контактных соединений электропроводящей смазкой.

Вся линейная, сцепная, поддерживающая, натяжная, защитная и соединительная арматура, не должна требовать ремонта и замены в течение всего срока эксплуатации ВЛ 0,38-20 кВ (не менее 40 лет).

Необходимо применять:

1.Необслуживаемую линейную арматуру (в т. ч. сцепную, поддерживающую, натяжную, защитную и соединительную);

2. Зажимы для присоединения защитных заземлений на ВЛЗ, которые позволяют их установку при помощи диэлектрической штанги. Рекомендуется установка зажимов на каждой отпаечной опоре (в сторону отпайки), а также не менее трех комплектов на магистрали вблизи металлических опор и опор, имеющих заземляющий спуск

3.Штыревые изоляторы на номинальное напряжение не менее 20 кВ;

Рекомендуется применять:

1. Полимерные изоляторы (в том числе, опорно-стержневые изоляторы), это повышает изоляционные свойства ВЛ 6-20кВ и делает их сопоставимым с ВЛ 35кВ.

2. Подвесные изоляторы на промежуточных опорах.

4.6.2.6. Требования к проводам

На ВЛ напряжением 0,4 кВ необходимо применять самонесущий изолированный провод типа СИП-2 в четырехпроводном исполнении изготовленный по ГОСТ Р 52373-2005, а на ВЛ 6-20 кВ сталеалюминиевые неизолированные провода (АС) и провода с защитным покрытием (СИП 3). На ответвлениях от ВЛ 0,4 кВ к вводам должен использоваться самонесущий изолированный провод типа СИП-4 (ГОСТ Р 52373-2005).

Самонесущие изолированные и защищенные провода ВЛ 0,4-20 кВ должны удовлетворять ТУ 16-705.500-2006.

Воздушные линии 6-20 кВ в населенной местности, лесопарковой зоне, на пересечениях с транспортными магистралями и заповедниках в обязательном порядке должны выполняться с использованием защищенных проводов типа СИП-3 изготовленного по ГОСТ Р 52373-2005.

Сечение проводов на магистралях ВЛ 0,4 кВ применять не менее 70 мм^2, для ВЛ-6-10 кВ не менее 70мм^2.

4.6.2.7. Вольтодобавочные трансформаторы линейные

Для адаптации распределительных электрических сетей напряжением 6-20 кВ к изменению (увеличению) электрических нагрузок и обеспечения требуемого качества электрической энергии рекомендуется применять вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ).

Вольтодобавочные трансформаторы рекомендуется устанавливать:

- на линиях электропередачи 6-20 кВ, которые не обеспечивают качество электрической энергии у потребителей, с регулированием напряжения ±10% (±15%);
- на линиях электропередачи 6-20 кВ с целью увеличения пропускной способности линий, с регулированием напряжения ±10% (±15%);
- на распределительных пунктах и подстанциях напряжением 6-20 кВ, с регулированием напряжения ±15%.

ВДТ на линиях электропередачи должны устанавливаться в точках критического падения напряжения (Uн>-5%) или непосредственно у 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.

Установленная мощность вольтодобавочных трансформаторов должна выбираться по проходному току регулируемой автотрансформаторной обмотки.

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

4.6.2.8. Ограничения по применению оборудования и материалов на воздушных линиях

Запрещается к применению при реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве на ВЛ 35-220 кВ:

– полимерные изоляторы – серии ЛП и ЛПИС с оболочкой полиолефиновой композиции;

– полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;

– стальной грозовой трос без антикоррозионного покрытия;

– лакокрасочные покрытия и технологии их нанесения на металлоконструкции опор, не прошедшие сертификацию;

– вентильные и трубчатые разрядники;

– гасители вибрации одночастотные типа ГВН

– оптический кабель, навиваемый на фазный провод;

– оптический самонесущий и оптический кабель, навиваемый на грозозащитный трос.

Запрещаются к применению на ВЛ 0,4-20 кВ:

- разъединители типа РЛНД-10 в качестве линейных и секционирующих. В исключительных случаях допускается их установка в качестве выносных подстанционных;

- автоматические секционирующие пункты, выполненные на базе КРУН;

- неизолированные провода на ВЛ-0,4 кВ;

- неизолированные провода марки «А» на ВЛ-6-10 кВ;

- штыревые изоляторы на ВЛ (ВЛЗ) 6-10 кВ, номинальным напряжением менее 20 кВ.

4.6.3. Кабельные линии электропередачи

4.6.3.1. Требования к кабельным линиям 35-220 кВ

Кабельные линии (КЛ) должны проектироваться с учетом перспективы развития сети на период не менее 30 лет.

Применяемые кабели и кабельная арматура должны соответствовать требованиям нормативной документации и проходить обязательную аттестацию в аккредитованном Центре ОАО «Российские сети».

Для соединения КЛ и ВЛ в населенной местности необходимо сооружать переходные пункты закрытого типа.

Основным принципом построения кабельных сетей должна быть двух лучевая схема.

Выбор сечения жилы кабеля должен выполняться исходя из необходимой пропускной способности и термической устойчивости к току короткого замыкания, глубины прокладки, температуры окружающей среды, термического сопротивления грунта, способа размещения кабелей (в плоскости или треугольником), наличия протяженных трубных переходов, типа заземления и сечения экранов, расстояния между цепями, конструкции кабеля.

Выбор должен подтверждаться расчетом в соответствии с требованиями МЭК публикация 287.

Сечение экрана кабеля определять с учетом величины тока короткого замыкания не менее 50кА со временем отключения 0,8 с.

В целях повышения пропускной способности применять методы соединения экранов кабелей по схеме транспозиции или одностороннего заземления. Подтверждать расчетом уровень потенциала на экране кабеля в нормальном режиме. Допустимый уровень напряжения на экране кабеля в номинальном режиме должен быть не более 110 В.

4.6.3.2. Требования к силовым кабелям

Для кабельных линий 35 кВ необходимо использовать одножильные силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена с медной или алюминиевой жилой, с продольной герметизацией по жиле, поперечной и продольной герметизацией по экрану кабеля от проникновения влаги, изготовленные по методу тройной экструзии с охлаждением в среде азота, со сроком эксплуатации не менее 30 лет.

Для прокладки кабельных линий в кабельных сооружениях применять силовые кабели с оболочкой, не распространяющей горение, низким выделением токсичных газов и дыма.

В кабельных линиях 110-220 кВ применять силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, как правило, с медной многопроволочной жилой, с продольной герметизацией по жиле, поперечной и продольной герметизацией по экрану кабеля от проникновения влаги,

изготовленные по методу тройной экструзии с охлаждением в среде азота, со сроком эксплуатации не менее 30 лет.

На КЛ в зонах насыщенных подземными инженерными коммуникациями и в мегаполисах применять кабели с встроенными оптоволоконными проводниками для мониторинга температуры кабеля.

4.6.3.3. Требования к кабельной арматуре

При выборе кабельной арматуры на кабельных линиях 35 кВ руководствоваться требованиями:

– применять соединительные и концевые муфты на основе технологии термоусаживаемых материалов.

– материалы, применяемые для кабельной арматуры должны быть устойчивыми к воздействию солнечной радиации, обладать высокими диэлектрическими свойствами, предназначенными для прокладки в любых климатических и производственных условиях.

При выборе кабельной арматуры для кабельных линий 110-220 кВ руководствоваться требованиями:

– применять соединительные муфты сборной конструкции, конструктивные элементы которых прошли заводские испытания, с возможностью их размещения в грунте и в подземных сооружениях (металлический кожух), с надежной герметизацией от проникновения влаги, простотой монтажа, с соединением оптоволоконных проводников, с наибольшим сроком хранения ремонтного комплекта ЗИП, исключать применение эпоксидных компаундов в качестве гидроизоляции;

– концевая арматура, как правило, должна иметь наружный изолятор из полимерных материалов, желательно без заполнения внутреннего объема изоляционными жидкостями, позволять производить снятие изолятора для выполнения ремонтных работ в зоне выравнивающего конуса;

– вся применяемая арматура должна быть снабжена комплектом документации, протоколами заводских испытаний, инструкциями на монтаж и эксплуатацию на русском языке и в оригинале;

– срок службы кабельной арматуры должен быть не менее 30 лет.

4.6.3.4. Требования к технологиям прокладки кабельных линий

КЛ 35 кВ прокладывать в грунте на глубине 1,0 м.

КЛ 110-220 кВ прокладывать в грунте на глубине 1,5 м с засыпкой специальным грунтом с улучшенной теплопроводностью. Возможна прокладка КЛ в лотках и трубах. На отдельных участках возможно применение метода ГНБ или строительство кабельных туннелей.

Для определения места прохождения трассы кабелей 110-220 кВ применять электронные маркеры.

Возможна прокладка КЛ в туннелях с организацией выходов на расстоянии более 150 м. Конструкция кабельного туннеля и используемые

строительные материалы должны обеспечивать надежную эксплуатацию в условиях повышенной вибрации и возможного поступления грунтовых вод. Высота в свету должна быть не менее 2,5 м. Туннели должны оборудоваться системами освещения, связи, охранной и пожарной сигнализации, вентиляции, водоудаления, электроснабжения, контроля загазованности и температуры.

Для расположения кабелей в туннелях должны применяться оцинкованные металлоконструкции с болтовыми соединениями элементов, фиксация кабелей к металлоконструкциям должна осуществляться кабельными хомутами из полимерных материалов.

Не допускается прокладка в туннелях высоковольтных кабелей совместно с другими коммуникациями.

Прокладка кабельных линий должна осуществляться при наличии исходно-разрешительной документации и согласований со всеми заинтересованными организациями.

Трассы кабельных линий должны выбираться с учетом наименьшего расхода кабеля и обеспечения его сохранности при механических воздействиях. При выборе трассы кабельных линий следует, по возможности, избегать участков с грунтами, агрессивными по отношению к металлическим оболочкам кабеля.

4.6.3.5. Диагностика и испытания кабельных линий

Силовые кабельные линии 35 кВ.

Для контроля состояния изоляции кабельной линии необходимо:

– применять неразрушающие методы диагностики состояния кабеля с прогнозированием состояния изоляции кабелей;

– периодически проводить испытания наружных оболочек кабеля.

Силовые кабельные линии 110-220 кВ.

Для контроля состояния изоляции кабельной линии необходимо:

– применять мониторинг температуры кабеля по встроенному оптоволокну;

– контролировать уровень частичных разрядов в концевой арматуре;

– периодически проводить испытания наружных оболочек кабеля;

– выполнять тепловизионный контроль концевой арматуры;

– выполнять визуальный осмотр элементов конструкции при текущем ремонте кабельной арматуры;

– проводить замеры токов в экранах кабелей.

4.6.3.6. Требования по переустройству ВЛ110-220 кВ в КЛ (КВЛ) 110-220 кВ

При необходимости переустройства транзитных, а также отпаечных воздушных линий электропередачи ВЛ 35-110–220 кВ первоначально должен рассматриваться вариант выноса участков ВЛ на новую трассу.

Переустройство ВЛ 35-110–220 кВ в кабельные (КЛ) на территории г. Москвы и крупных городов Московской области должно осуществляться, как правило, от питающего центра (подстанция, ТЭЦ) до питающего центра при их расположении на территории города.

Переустройство воздушных участков существующих кабельно-воздушных линий (КВЛ) 110–220 кВ в КЛ должно осуществляться на участке от питающего центра до существующих кабельных участков с соединением вновь проложенных и существующих кабелей и ликвидацией переходных пунктов (ПП) при условии обеспечения существующими кабельными участками требуемой пропускной способности ЛЭП. Для обеспечения пропускной способности ЛЭП более чем у существующих кабельных участков должно выполняться переустройство как воздушных, так и кабельных участков ЛЭП с демонтажом существующих ПП.

Для протяженных ВЛ 35-110-220 кВ, а также в отдельных исключительных случаях, допускается переустройство в кабель участка ВЛ с устройством одного ПП.

Длина каблируемого участка определяется исходя из следующих условий:

– наличия участка переустройства ВЛ, начинающегося от питающего центра длиной до 3 км;

– возможности избирательной работы АПВ с его срабатыванием при коротком замыкании на воздушном участке и запретом на включение КВЛ при коротком замыкании на кабельном участке;

– доступности кабельной трассы для эксплуатации и ремонта.

Переустройство в кабель участка ВЛ в середине протяженной ЛЭП с обустройством двух ПП и режим работы АПВ на ЛЭП определяется решением технического совета ОАО «МОЭСК».

К переходным пунктам предъявляются следующие требования:

- В городах и населенной местности (деревни, поселки и т.п.) ПП должны выполняться, как правило, закрытого типа с установкой в них электрооборудования и аппаратуры охранной и пожарной сигнализации.
- Вне населенной местности допускается сооружение открытых ПП с обеспечением мер против проникновения на территорию ПП посторонних лиц, а также выполнением противопожарных мероприятий, в том числе по исключению низовых пожаров.

- При выполнении кабельных заходов ВЛ 35-110–220 кВ на новые подстанции переходные пункты, размещаемые на территории подстанции следует выполнять открытого типа.
- Ко всем типам ПП должен быть обеспечен подъезд автотранспорта и механизмов в любое время года.

Для ВОЛС, подвешенных на опорах ВЛ 110–220 кВ при переустройстве ВЛ в КЛ предусматривать прокладку оптоволоконных кабелей в одной трассе с кабелями 110–220 кВ. При образовании КВЛ 110–220 кВ должно быть предусмотрено соединение ВОЛС с оптоволоконным кабелем на ПП.

Для КВЛ 110–220 кВ должны предусматриваться устройства определения места повреждения на кабельном или воздушном участке ЛЭП.

Не допускается автоматическое или ручное включение КВЛ при повреждении кабельного участка линии.

4.6.3.7. Ограничения по применению оборудования и материалов на кабельных линиях35-220кВ

Запрещаются к применению:

–все типы силовых кабелей 35 кВ исполнения «НГ», не удовлетворяющих современным требованиям по показателям пожарной безопасности и содержанию больших концентраций токсичных продуктов горения;

–силовые маслонаполненные кабели 110-220 кВ.

4.6.4. Кабельные линии электропередачи напряжением 0,4-20 кВ

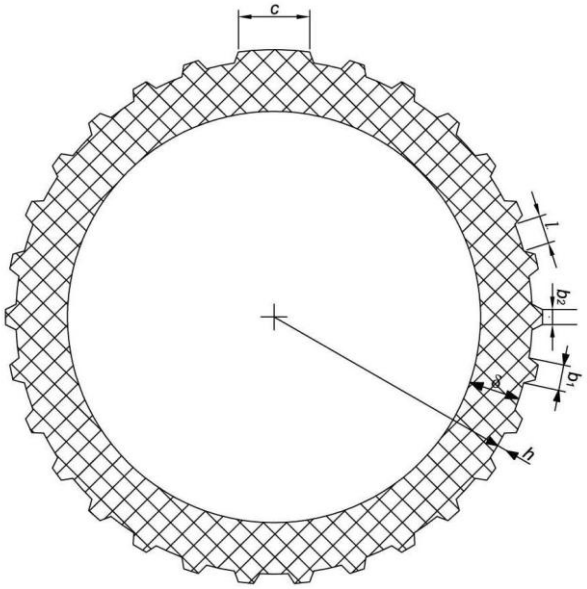
4.6.4.1. Требования к силовым кабелям

В кабельных сетях необходимо использовать:

1). Силовые кабели конструкцией одножильного изготовления с изоляцией из сшитого полиэтилена, изготовленной по технологии тройной экструзии с охлаждением в среде азота, на напряжение 10 – 20 кВ, соответствующие требованиям международных норм, установленных МЭК 60502-2, гармонизированным документом HD 620-S2 комитета CENELEC, и техническими условиями на их основе ТУ 16.К71-335-2004 «Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10, 20, 35 кВ» .

Для эксплуатации в инженерных сооружениях, как правило, должны использоваться кабели с оболочкой из поливинилхлоридного пластиката пониженной пожароопасности (в обозначении марки – индекс «нг»), не распространяющей горение, с показателем пожарной безопасности не ниже ПРГП1 (категории А и А F/R) исполнения «нг(А)» и «нг(А)-LS» по ГОСТ Р 53315-2009.

В обоснованных случаях, как исключение, допускается использовать для прокладки в кабельных сооружениях кабели, имеющие показатель ПРГП2 (категория В), исполнения «нг(В)» и «нг(В)-LS» с применением дополнительных мер пассивной огнезащиты (например, применение огнезащитного покрытия кабелей).



Рекомендуемые геометрические размеры полиэтиленовой оболочки с продольными ребрами жесткости

c - ширина маркировочной площадки 10-15 мм;
h - высота ребер (не менее 1,2 мм);
b_1 - ширина ребер жесткости у основания трапеции 2,0 - 2,6 мм;
b_2 - ширина ребер жесткости в вершине трапеции 1,2 - 1,6 мм;
l - расстояние между основаниями ребер 1,5 - 3,0 мм;
δ - радиальная толщина оболочки

Рис.4.6.1. Схема расположения ребер жесткости на оболочке кабеля

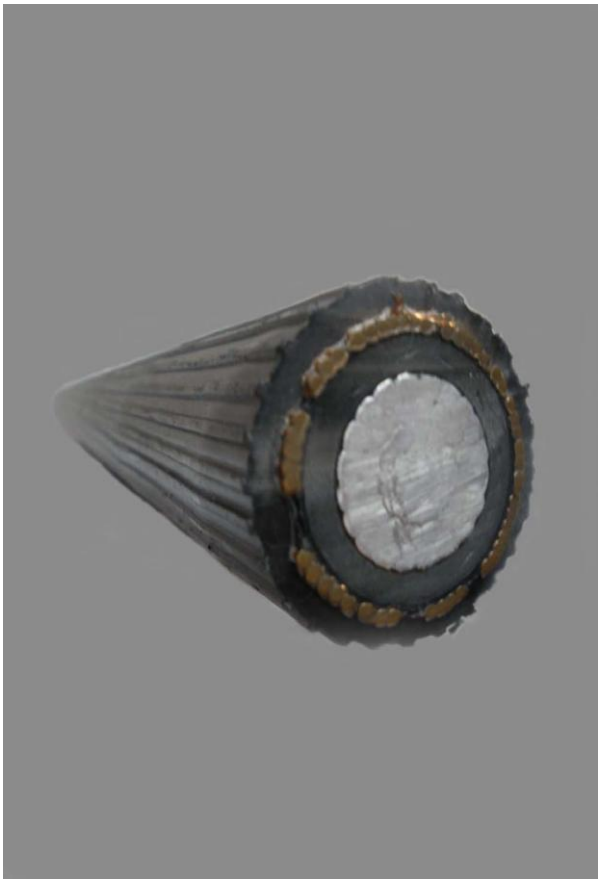


Рис. 4.6.2. Кабель АПвПуг 1х240/50-10

Для кабельных линий, прокладываемых в земле (в траншеях), должны использоваться кабели с усиленной оболочкой из полиэтилена высокой плотности, имеющей продольные рёбра жесткости (рис. 4.6.1, 4.6.2). При этом кабели должны содержать в конструкции водоблокирующие элементы, препятствующие распространению влаги. В обозначении марок кабелей, содержащих водоблокирующие элементы, должны присутствовать индексы: «г», «2г» или «2гж».

2). Силовые бронированные кабели на напряжение 0,4 - 10кВ с бумажной изоляцией в свинцовой оболочке, изготавливаемые по ГОСТ 18410-73 (Изменённая редакция, Изм. №5).

Для использования в сетях внешнего электроснабжения используются кабели марки АСБ (АСБГ), при этом для сечений 70 мм^2 и более жилы кабелей должны быть многопроволочными.

На трассах прокладок с большими перепадами уровней (для кабелей до 1кВ – более 25м; для кабелей 6, 10кВ - более 15м) необходимо использовать кабели, бумажная изоляция которых должна быть пропитана нестекающим изоляционным пропиточным составом (в начале обозначения марки – индекс «Ц»).

Для эксплуатации в подземных инженерных сооружениях должны использоваться кабели, не имеющие горючего наружного покрова, с бронелентами из оцинкованной стали АСБГ, с обязательным покрытием по всей длине огнезащитным составом.

3). Силовые бронированные кабели на напряжение 0,4 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Кабели данного типа используются для эксплуатации в грунтах, в том числе коррозионно-активных и с повышенной влажностью, а также для эксплуатации в коллекторах и тоннелях, при этом должны учитываться требования ГОСТ Р 53769-2010, ТУ 16.К71-277-98, СН 85-74 и СНиП-3.05.06-85. Кабели с оболочкой из ПВХ пластиката к прокладке запрещены (с оболочкой типа Шв).

4.6.4.2. Требования к прокладке кабельных линий

При количестве параллельно прокладываемых КЛ до 6 включительно наиболее предпочтительным способом является прокладка в земле. При этом для защиты необходимо использовать в порядке приоритета плитку из композитных материалов, цельнотельный кирпич, неармированную бетонную плитку.

Силовые одножильные кабели должны располагаться при прокладке в виде треугольника и скрепляться по всей длине кабельной линии (за исключением участков около соединительных и концевых муфт) с шагом 1м (на поворотах трассы на расстоянии не более чем 0,5 м с обеих сторон от изгиба). При прокладке в земле, следует учитывать, что скреплённые в треугольник кабели не должны менять своего положения по всей длине трассы.

Скрепление кабелей трёх фаз в треугольник должно осуществляться лентами, стяжками и хомутами, выполненными из немагнитного материала.

В местах жёсткого крепления кабелей на конструкциях должны быть проложены прокладки из эластичного материала (например, листовая резина, листовой поливинилхлорид, неопрен). Прокладки должны выступать за края хомутов или скоб по ширине на 5-8 мм. Скобы и хомуты должны быть выполнены из не магнитного материала.

Бирки на одножильные кабели с СПЭ изоляцией должны крепиться капроновыми, пластмассовыми нитями (хомутами).

Прокладку и монтаж силовых кабельных линий на напряжение 0,4 - 20 кВ в стеснённых или заполненных подземными коммуникациями городских

условиях, а также при количестве параллельно прокладываемых КЛ до 12, следует осуществлять с применением метода горизонтального направленного бурения (ГНБ) – без вскрытия земли и раскопки траншей (при пересечении кабельными трассами шоссейных, железных дорог, водоёмов, широких улиц и улиц с интенсивным движением).

Метод ГНБ позволяет осуществить одновременную закладку от 2 до 8 шт. полиэтиленовых труб диаметром по 160 мм каждая - в одном проколе. При этом минимальный диаметр буровой скважины – от 400 до 850 мм. Радиус изгиба скважины прокола должен обеспечивать допустимый для данного кабеля радиус изгиба на входе и выходе из прокола в траншею. Минимальное расстояние между скважинами проколов должно составлять не менее 1-го метра, а между трубами в одном проколе не менее 50 мм. Взаиморезервирующие кабельные линии в одну скважину прокола закладывать запрещается. Расположение всех концов труб фиксируется в исполнительной документации. В котлованах прокола концы труб должны быть пронумерованы несмываемой краской. До прокладки кабелей трубы прокола должны быть прочищены по всей длине с проверкой на проход «шара» диаметром 130 мм. Концы свободных труб должны быть закрыты специальными заглушками с последующей герметизацией при помощи термоусаживаемых манжет.

Прокладка кабелей в трубы прокола осуществляется протаскиванием стальным тросом с применением лебёдки, оснащённой регулируемым ограничивающим устройством для отключения тяжения при появлении усилий выше допустимых, согласно требованиям СНип 3.05.06-85.

Для прокладки кабелей в трубах следует применять:

- асбоцементные трубы внутренним диаметром от 100 до 150мм для прокладки кабелей с бумажно-пропитанной изоляцией, а так же для прокладки кабелей с изоляцией из СПЭ при длине труб не более 8 м;

- трубы ПНД диаметром 160 мм и толщиной стенок 10-12 мм для прокладки кабелей с изоляцией из СПЭ, а так же для кабелей с бумажно-пропитанной изоляцией, если длина труб составляет от 8 до 25м.

- при выполнении закладки труб методом ГНБ используются трубы ПНД диаметром 160 мм для кабелей сечением 120-240мм² и диаметром 200 - 220мм для кабелей 300-500мм² .

Применение стальных труб для кабельных линий из СПЭ запрещено.

При проектировании кабельных линий должен быть предусмотрен резерв труб:

-при закладке 1 трубы предусматривается 100% резерв

-при закладке 2 труб 50% резерв

-при закладке 3 и более труб резерв должен составлять не менее 30%.

В случаях, когда количество параллельно прокладываемых кабельных линий превышает 12, а также на выходе с питающего центра, необходимо использовать туннели и коллекторы.

Прокладка кабельных линий на территориях подстанций должна предусматривать:

- организованный выход кабельных линий 6-20 кВ от распределительного устройства, как правило, в кабельных туннелях до ограждения подстанции;
- в подстанционном туннеле кабельные линии 6-20 кВ должны прокладываться, как правило, без устройства соединительных муфт;
- совместная прокладка силовых кабелей и кабелей связи в одной секции коллектора не допускается. В исключительных случаях, при необходимости совместной прокладки силовых кабелей и кабелей связи, необходимо разносить их по противоположным полкам на максимальное расстояние, при этом прокладку кабелей связи предусматривать с изоляцией из трудносгораемых материалов с применением специальных жароустойчивых коробов или труб, изолирующих кабели связи от силовых кабелей;
- следует избегать прокладки взаиморезервирующих линий в одной секции коллектора. При проектировании трасс силовых кабелей с использованием действующих односекционных коллекторов необходимо предусматривать прокладку взаиморезервирующих кабелей раздельно: одни - в коллекторе, другие - в земле.

4.6.4.3. Требования к кабельной арматуре

Необходимо применять кабельные муфты, выполненные по технологии поперечно-сшитых полимеров с пластичной памятью форм, согласно техническим требованиям ОАО «МОЭСК».

Муфты должны предусматривать эксплуатацию при температуре окружающей среды от – 50^0 С до +50^0 С.

Соединительные муфты должны комплектоваться механическими соединителями со срывающимися винтовыми головками. Соединители должны быть универсального применения для различных конструкций жил кабеля: круглых, секторных, сплошных и многопроволочных; из алюминия и меди. На внешней поверхности должно быть нанесено полное обозначение соединителя. Изготовитель кабельной арматуры обязан предоставить протоколы типовых испытаний в соответствии с ГОСТ 13781.0-86 в комплектации с заявленными контактными соединениями. Соединители должны отвечать требованиям стандарта «Соединения контактные электрические»: ГОСТ 10434-82 («Классификация. Общие технические требования») и ГОСТ17441-84 («Правила приемки и методы испытания») или IEC 61238-1 2006, с предоставлением протоколов испытаний,

содержащих результаты и методики испытаний. Альтернативно, контактные соединения допускается применять, если они соответствуют требованиям и испытаны в соответствии с общеевропейским стандартом для контактных соединений IEC 61238-1 2006.

Рекомендуется наличие гальванического лужения поверхности наконечников.

В качестве соединительных муфт при монтаже силовых кабелей, проложенных в инженерных сооружениях, следует использовать кабельные муфты из материалов, не распространяющих горение и имеющих обозначение «НГ», что должно быть подтверждено сертификатом пожарной безопасности. При применении такой арматуры на силовых кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена с показателем пожарной безопасности ПРГП1 установка стальных кожухов не требуется.

В целях идентификации кабельной арматуры персоналом сетей, на поверхность всех термоусаживаемых изделий должна быть нанесена несмываемая маркировка-логотип производителя.

Муфты на кабель с пропитанной бумажной изоляцией и изоляцией из сшитого полиэтилена должны поставляться с паяной системой заземления.

Конструкция и комплектация муфт должны быть согласованы с эксплуатирующей организацией (филиалом ОАО «МОЭСК»). Муфты, используемые на территории г. Москвы, должны иметь в конце маркировки индекс «МКС».

Срок службы кабельной арматуры должен быть не менее 30 лет.

Гарантийный срок эксплуатации – 4,5 года со дня ввода муфт в эксплуатацию.

4.6.4.4. Ограничения по применению оборудования и материалов на кабельных линиях 0,4-20кВ

Не рекомендуются к применению*:*

- кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 и 20 кВ с оболочкой без ребер жесткости при прокладке в земле,
- силовые кабели, имеющие класс ниже ПРГП1 по ГОСТ Р 53315-2009, при прокладке в кабельных сооружениях,

Не допускаются к применению:

- силовые кабели с номинальным напряжением 6 кВ,
- силовые кабели на напряжение 0,4 – 10 кВ с бумажной изоляцией, пропитанной вязким или нестекающим составом в алюминиевой оболочке, (за исключением случаев прокладки по ж/д мостам и мостам с интенсивным движением транспорта),
- силовые небронированные кабели 0,4 – 10 кВ с бумажной изоляцией, пропитанной вязким или нестекающим составом, при прокладке в земле,

- силовые кабели 0,4 кВ с резиновой и ПВХ изоляцией при прокладке в земле.

- силовые кабели с медными токоведущими жилами (за исключением случаев для КЛ 0,4 кВ, когда кабель с алюминиевыми жилами не может обеспечить необходимой пропускной способности).

4.7.Релейная защита и электроавтоматика (РЗА) высоковольтных сетей 35-220 кВ

Раздел «Релейная защита и автоматика» настоящих МУ разработан для обеспечения возможности ведения технической политики МОЭСК в области релейной защиты и автоматики при техническом перевооружении и строительстве новых объектов. В данном разделе приведено детальное описание всего комплекса защит современной подстанции, которые являются типовыми требованиями к проектированию, выполнение которых позволяет обеспечить реализацию следующих целей:

- повышение надёжности электроснабжения потребителей ОАО «МОЭСК» и снижение эксплуатационных затрат за счёт применения современных устройств РЗА на микропроцессорной элементной базе;
- унификация и типизация решений по средствам РЗА для всех вновь строящихся и технически перевооружаемых объектов, что существенно упрощает процессы проектирования и эксплуатации;
- повышение наблюдаемости сети за счёт интеграции устройств РЗА в АСУТП подстанций и АСТУ ОАО «МОЭСК».

Для достижения поставленных целей необходимо:

- обеспечить требуемые показатели надежности, быстродействия, чувствительности, селективности РЗА и ПА;
- обеспечить постоянное совершенствование НТД с учетом применения новых эффективных технологий.

Все устройства РЗА, выполненные на микропроцессорной элементной базе, применяемые на новых и технически перевооружаемых подстанциях должны иметь русифицированный интерфейс и русифицированное программное обеспечение независимо от производителя и страны изготовления.

Приоритет при выборе производителей оборудования РЗА рекомендуется отдавать российским компаниям, выпускающим продукцию не хуже зарубежных аналогов, имеющим опыт работы в электроэнергетике и положительные отзывы энергокомпаний.

4.7.1. Общие требования к устройствам РЗА

На вновь строящихся и технически перевооружаемых объектах должны применяться преимущественно устройства РЗА на микропроцессорной элементной базе. Микропроцессорные (МП) устройства РЗА должны соответствовать «Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем», РД 34.35.310-97.

Должно обеспечиваться дублирование комплектов цифровой защиты на электросетевых объектах, питающих ответственных потребителей при наличии соответствующего обоснования.

Должно обеспечиваться раздельное питание оперативных цепей комплектов защит (как основных, в том числе взаиморезервирующих, так и резервных).

Должна предусматриваться возможность дистанционного изменения уставок и логики работы устройств в обоснованных случаях.

Допускается применение устройств РЗА на базе электромеханических реле в следующих случаях:

– при неполной реконструкции и техническом перевооружении объектов, 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.

Каналы связи для полукомплектов РЗА должны быть дублированными.

Положения всех переключающих устройств, параметры устройств РЗА и их изменение должны регистрироваться в МП устройствах РЗА и передаваться в АСУТП путём организации их информационной интеграции в систему на основе открытых протоколов МЭК.

МП устройства должны обеспечивать цифровую регистрацию переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств и ступеней релейной защиты и автоматики.

На подстанциях должно предусматриваться полноценное осциллографирование аварийных процессов и событий с синхронизацией пуска устройств РАС.

На каждой ПС должен быть предусмотрен комплекс регистрации аварийных процессов КРАП. На ПС, с суммарным количеством выключателей 35-220 кВ до 5 включительно, должен быть установлен централизованный КРАП в одном шкафу. На ПС с суммарным количеством выключателей 35-220 кВ более 5 предусматривается распределённый КРАП, который должен быть подключён к централизованной системе контроля и регистрации аварийных процессов ОАО «МОЭСК».

Устройства регистрации аварийных событий и процессов также должны интегрироваться в АСУТП; кроме того, должна быть организована передача информации от устройств РАС в центры управления (ЦУС, ДЦ) и службы РЗА всех уровней управления.

Срок службы устройств РЗА должен быть не менее срока службы первичного оборудования.

4.7.2. Релейная защита воздушных, кабельных и кабельно-воздушных линий 35-220 кВ

4.7.2.1. Защита линий от однофазных и междуфазных коротких замыканий

На каждой транзитной ЛЭП 110-220 кВ, проходящих в черте г. Москвы и в ближнем Подмосковье, необходимо устанавливать две быстродействующие защиты от всех видов коротких замыканий с абсолютной селективностью независимые по токовым и оперативным цепям и по каналам связи.

Быстродействующие защиты от всех видов коротких замыканий с абсолютной селективностью должны иметь независимые каналы связи.

В случае применения быстродействующих защит на дифференциально-фазном принципе (ДФЗ) связь терминалов защит ДФЗ выполнить по высокочастотному каналу связи с установкой высокочастотных приемопередатчиков.

В случае применения микропроцессорных защит, работающих по принципу ДЗЛ с использованием волоконно-оптических каналов связи, необходимо учесть, что:

– каналы связи для двух комплектов ДЗЛ одной линии должны быть организованы по разным географически разнесённым трассам;

– плановый и аварийный вывод из работы любого элемента (цифровой системы передачи или ВОЛС) не должен приводить к отключению двух защит одной линии.

Каналы связи основных защит линии должны быть выполнены в соответствии с нормативами. Организация оптических каналов связи должна быть выполнена в соответствии с распоряжением ОАО «МОЭСК» №409-15р от 20.05.05.

На каждой тупиковой ЛЭП 110-220 кВ должно устанавливаться по два комплекта защит независимых по токовым и оперативным цепям.

На каждой транзитной ЛЭП 110-220 кВ должен быть предусмотрен комплект резервных защит на базе микропроцессорного устройства.

В резервных защитах должно предусматриваться автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней.

На каждой ЛЭП 35 кВ должен быть предусмотрен один комплект защит на базе микропроцессорного устройства.

4.7.2.2. АПВ воздушных, кабельных и кабельно-воздушных линий

На воздушных и кабельно-воздушных ЛЭП 110-220 кВ допускается применять трехфазное АПВ (ТАПВ).

Режимы работы АПВ на выключателях транзитных линий 110-220 кВ, на выключателях АТ и ШСМВ, СМВ 110-220 кВ определяет филиал «СО ЕЭС» Московское РДУ в соответствии с действующим нормами и

правилами. Возможность применения и тип АПВ на ЛЭП 110-220 кВ определяется проектом и согласовывается с филиалом «СО ЕЭС» Московское РДУ.

Режимы работы АПВ на тупиковых линиях 110-220 кВ и на всех линиях 35 кВ определяет ОАО «МОЭСК».

АПВ должно быть выполнено на основе микропроцессорного терминала.

На кабельных (КЛ) и кабельно-воздушных линиях (КВЛ) 110 кВ и 220 кВ принимается следующий режим работы АПВ:

– На кабельных ЛЭП 110-220 кВ из сшитого полиэтилена ТАПВ не используется.

– Для транзитных КЛ 110-220 кВ, состоящих только из кабеля (или кабельных участков), как и для КВЛ 110-220 кВ с общей длиной кабельного участка (участков) 80 и более процентов от общей длины КВЛ АПВ не применять;

– На КВЛ 110-220 кВ с маслонаполненными кабелями низкого давления и с кабелями из шитого полиэтилена АПВ использовать только при КЗ на воздушном участке и не использовать при КЗ на кабельном участке. Выявление КЗ на кабельном участке осуществлять селективной токовой защитой нулевой последовательности (СТЗНП) и/или специальной ступенью дистанционной защиты от всех видов КЗ, устанавливаемой с одного или с обеих сторон КВЛ. СТЗНП подключается ко вторичной обмотке трансформатора тока в цепи заземления экрана трех фаз.

– АПВ на тупиковых КЛ и КВЛ 110-220 кВ независимо от типа кабеля допускается при специальном обосновании по решению научно-технического совета (НТС) общества.

Режимы АПВ шин 110-220 кВ определяет филиал «СО ЕЭС» Московское РДУ. При этом в АПВ шин не участвуют выключатели присоединений, не отключаемых от ДЗШ (тупиковые линии и трансформаторы). АПВ шин 110 кВ и 220 кВ используется только для воздушной ошиновки и не используется для КРУЭ.

АПВ в сети 35 кВ на выключателях линий 35 кВ, выключателях 35 кВ трансформаторов должно быть отключено по условию обеспечения безопасности населения при КЗ и замыканиях на «землю» в сети 35 кВ.

Исходя из совокупности конкретных условий места установки ТАПВ в энергосистеме, могут быть использованы следующие функциональные возможности в ТАПВ:

– контроль отсутствия напряжения на линии; контроль наличия напряжения на линии;

– контроль отсутствия напряжения на шинах;

– контроль наличия напряжения на шинах;

– проверка синхронизма (при необходимости улавливание синхронизма);

– ускоренное включение от ТАПВ;

– однократность действия;

– двукратность действия;

– запрет действия АПВ при отключении/включении выключателя оперативным персоналом;

– возможность запрета ТАПВ от внешних устройств (УРОВ, защиты от неполнофазного режима и т.п.).

4.7.2.3. Определение места повреждения линий 35-220 кВ

На каждой ВЛ длиной более 5 км должно быть предусмотрено устройство ОМП в составе отдельного микропроцессорного терминала (на линиях с двусторонним питанием как правило, с двух сторон линии, на тупиковых линиях - с питающей стороны).

На КВЛ, имеющих кабельные вставки по концам линии и воздушный участок длиной 5 и более км должно быть предусмотрено устройство ОМП в составе отдельного микропроцессорного терминала (как правило, с двух сторон линии).

Должна обеспечиваться передача информации от устройств регистрации, на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления с доступом служб РЗА всех уровней управления к этой информации.

Использование функции ОМП в составе МП РЗА допускается в качестве резерва.

4.7.2.4. Требования к схемам управления выключателями 35-220 кВ

Схемы управления выключателями 35-220 кВ должны выполняться на МП терминалах.

Схемы управления выключателями 35-220 кВ на всех вновь строящихся и технически перевооружаемых объектах должны иметь возможность управления двумя катушками отключения. Для управления обеими катушками отключения выключателя 35-220 кВ должен быть установлен один комплект автоматики управления выключателем (АУВ) на микропроцессорных терминалах, с возможностью реализации управления заземляющими ножами и разъединителями. Допускается выполнение АУВ в одном шкафу с резервными защитами ЛЭП 110-220 кВ.

МП терминалы схем управления выключателями должны иметь встроенные модули мониторинга состояния, регистрации аварийных событий и осциллографирования.

Все сигналы оперативных воздействий и сигналы аварийных отключений от защит должны проходить через схему управления выключателем.

4.7.3. Защита шин 35-220 кВ

Для защиты шин 35-220 кВ подстанций должны устанавливаться ДЗШ, выполненные на основе микропроцессорных терминалов.

На новых и технически перевооружаемых подстанциях для защиты шин 110-220 кВ с элегазовой изоляцией применять по два комплекта ДЗШ.

В отдельных случаях допускается установка двух защит шин напряжением 35-220 кВ по условию сохранения устойчивости нагрузки, обеспечения надежной работы атомных станций, а также предотвращения нарушения технологии особо ответственных производств и обеспечения требований экологии.

В других неназванных случаях защита шин 35-220 кВ должна выполняться с использованием одного комплекта дифференциальной токовой защиты.

Комплекты ДЗШ 110-220 кВ должны быть независимыми по токовым и оперативным цепям.

На новых и технически перевооружаемых подстанциях для защиты шин 35 кВ применять один комплект ДЗШ.

Для двойной системы шин с одним выключателем на присоединение ДЗШ должна выполняться по схеме для фиксированного распределения присоединений. В ДЗШ должны предусматриваться возможность изменения фиксации токовых и оперативных цепей при переводе присоединений с одной системы шин на другую.

ДЗШ должна иметь контроль исправности вторичных цепей трансформаторов тока, действующий с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал.

Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ. При наличии ТТ с двух сторон выключателей схема релейной защиты должна выполняться так, чтобы выключатель входил в зону действия ДЗШ и в зону действия защиты присоединения.

Конструктивно в ДЗШ должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех внешних цепей, по которым возможно ошибочное отключение выключателей или ошибочный пуск УРОВ при работе на панели защиты.

4.7.4. УРОВ 35-220 кВ

На каждом выключателе 35-110-220 кВ должно предусматриваться устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) с контролем тока и пуском от защит присоединений.

На шинах 35-110-220 кВ необходимо устанавливать групповой (не индивидуальный) УРОВ с действием «на себя». на основе МП терминала.

УРОВ должен предусматривать возможность изменения фиксации токовых и оперативных цепей при переводе присоединений с одной системы шин на другую.

4.7.5. Релейная защита и автоматика на обходном выключателе (ОВ)

На ОВ должен быть предусмотрен комплект резервных защит (дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности) и АПВ для переводимых на ОВ присоединений, аналогичный комплекту, используемому в нормальном режиме эксплуатации присоединения, а также УРОВ ОВ. Целесообразно использовать возможности устройств РЗА ОВ по изменению групп уставок.

4.7.6. Релейная защита и автоматика на шиносоединительном (ШСВ) и секционном (СВ) выключателях 110 кВ и выше

На ШСВ и СВ должна быть предусмотрена защита от междуфазных КЗ и от однофазных КЗ.

На ШСВ (СВ) должно быть предусмотрено однократное АПВ.

4.7.7. Защита силовых трансформаторов и автотрансформаторов 35-220 кВ

4.7.7.1. Защита автотрансформаторов 220 кВ

На каждом автотрансформаторе (АТ) независимо от номинальной мощности должны быть предусмотрены следующие устройства РЗА:

- два комплекта дифференциальной токовой защиты АТ;
- газовая защита;
- защита РПН с использованием струйных реле;
- резервные защиты на сторонах высшего, среднего и низшего напряжения;
- защита от перегрузки (для всех трансформаторов);
- технологические защиты.

Кроме того, на АТ устанавливаются:

- дифференциальные защиты ошиновок ВН;
- дифференциальные токовые защиты ошиновки СН (при необходимости) и НН с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора и вольтодобавочных (регулировочных) трансформаторов (при наличии реактора и ВДТ); для трансформаторов мощностью 40 МВА и более - по два комплекта дифференциальных защит на каждую сторону.

Комплекты дифференциальных защит должны быть независимые по токовым и оперативным цепям.

Газовые (струйные) реле должны действовать через два комплекта основных защит (необходимо оснащение АТ реле с двумя отключающими контактами).

Резервные защиты на сторонах ВН и СН должны выполняться в виде дистанционных защит и токовых направленных защит нулевой последовательности.

Дистанционные защиты должны блокироваться при неисправности цепей напряжения.

Резервные защиты должны иметь автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней.

На стороне низшего напряжения АТ должна устанавливаться максимальная токовая защита.

На АТ (Т) с высшим напряжением 110-220 кВ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств и ступеней релейной защиты и автоматики.

4.7.7.2. Защита силовых трансформаторов с высшим напряжением 35-110-220 кВ

На каждом трансформаторе мощностью 40МВА и более должны быть предусмотрены по два комплекта дифференциальной токовой защиты.

На силовых трансформаторах мощностью от 4 до 25МВА включительно предусматривается один комплект дифференциальной токовой защиты.

Также на силовых трансформаторах в зависимости от мощности и схемных решений должны быть предусмотрены следующие устройства РЗА:

- газовая защита (для всех трансформаторов);
- защита устройства РПН с использованием струйных реле (для всех трансформаторов при наличии устройства РПН);
- резервные защиты на стороне высшего напряжения;
- резервные защиты на сторонах среднего (для трехобмоточного трансформатора) и низшего напряжения (для всех трансформаторов);
- защита от перегрузки (для всех трансформаторов);
- один комплект дифференциальных токовых защит ошиновки СН (при необходимости) и НН с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора и вольтодобавочных (регулировочных) трансформаторов (при наличии реактора и ВДТ).

Комплекты дифференциальных защит должны быть независимые по токовым и оперативным цепям.

Газовые (струйные) реле должны действовать через два терминала дифференциальных защит. При одном комплекте дифференциальной защиты газовые (струйные) реле должны действовать через терминал

дифференциальной защиты и через терминал резервной защиты стороны ВН (необходимо оснащение трансформатора реле с двумя отключающими контактами).

На трансформаторах с высшим напряжением 35-110-220 кВ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств и ступеней релейной защиты и автоматики.

4.7.7.3. Автоматика трансформаторов и автотрансформаторов

На каждом трансформаторе, автотрансформаторе и регулировочном трансформаторе имеющем устройство регулирования напряжения должны устанавливаться отдельные микропроцессорные устройства автоматического регулирования напряжения трансформаторов (АРНТ).

Устройства АРНТ должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах 6-20 кВ ПС в соответствии с заданным графиком, с возможностью гибкой регулировки напряжения на протяжении заданного периода, график должен задаваться в виде зависимости напряжение/время суток. Устройство АРНТ должно обеспечивать управление приводом переключателя трансформатора, по возможности, для любого типа используемых приводов и индикацию положения и неисправности привода.

На каждом трансформаторе, автотрансформаторе имеющем загрузку 105% и выше должно быть предусмотрено устройство автоматической разгрузки на МП терминале с действием на отключение фидеров 6-20 кВ.

4.7.8. Защита элементов КРУ 6-20 кВ

4.7.8.1. Защита шин КРУ 6-20 кВ

Для защиты шин 6-10 кВ с ячейками КРУ должны применяться две защиты – одна на релейном принципе (логическая защита шин (ЛЗШ)), а вторая на клапанном принципе (дуговая защита).

Для защиты шин 20 кВ с ячейками КРУ должны применяться две защиты – одна на релейном принципе (ЛЗШ), а вторая на принципе, реагирующем на свет (оптическая дуговая защита). Оптические и релейные защиты шин 20 кВ должны работать при междуфазных КЗ и при КЗ на "землю".

Клапанная дуговая защита шин 6-10 кВ, релейная (логическая) защита шин 6-20 кВ и оптическая защита шин 20 кВ выполняются в соответствии с действующей нормативно-технической документацией в части РЗА.

4.7.8.2. Защита и автоматика элементов КРУ 6-20 кВ

МТЗ вводов секций 6-20 кВ выполняются в составе МП терминалов ДЗТ (ДЗР).

На выключателях вводов 6-20 кВ ТТ должны иметь не менее 4 вторичных обмоток (из которых 3 обмотки должны быть класса точности 10Р и использоваться для защиты).

Для резервирования отказов защит фидеров на каждой секции КРУ 6-20 кВ должны быть установлены суммарные защиты со своим оперативным током.

Схему управления выключателями вводов 6-20 кВ выполнять на терминалах суммарных токовых защит.

МТЗ секционных выключателей (СВ) и схему управления СВ 6-20 кВ выполнять на МП терминалах.

При установке между секциями 6-20 кВ двух секционных выключателей трансформаторы тока на каждом секционном выключателе должны иметь по три вторичных обмотки класса точности 10Р. Обмотки трансформаторов тока для нужд измерений и учета должны устанавливаться сверх указанных выше.

При установке двух секционных выключателей с воздушной или кабельной перемычкой между ними должна быть предусмотрена одна дифференциальная защита указанного участка (дифференциальная защита перемычки может быть выполнена либо на отдельном терминале дифференциальной защиты, либо на терминале максимальной токовой защиты подключенного к ТТ, собранных на сумму токов двух СВ).

Для одного секционного выключателя 6-20 кВ должна быть выполнена МТЗ секционного выключателя 6-20 кВ на отдельном МП терминале. При наличии двух секционных выключателей 6-20 кВ на втором секционном выключателе должно быть установлено дополнительное реле токового контроля для нужд клапанных и оптических защит шин.

Для каждого СВ 20 кВ должна быть выполнена ТЗНП СВ 20 кВ на отдельном МП терминале. Для подключения терминалов защит с функцией ТЗНП необходимо установить трансформаторы тока нулевой последовательности на каждом фидерном выключателе, секционном выключателе и вводном выключателе 20 кВ.

Для защиты участка ошиновки между секционными выключателями 20 кВ предусмотреть установку:

- дифференциальной защиты от междуфазных КЗ на отдельном МП терминале;
- дифференциальной защиты нулевой последовательности на отдельном МП терминале.

АВР секций 6-20 кВ выполнять на МП терминалах.

Оптические и релейные защиты шин 20 кВ должны работать при междуфазных КЗ и при КЗ на "землю".

На фидерах 6-20 кВ для защиты от междуфазных КЗ необходимо выполнять МТЗ, ТО и допускается однократное АПВ (определяется местными условиями эксплуатации) на основе МП терминалов.

На фидерах 20 кВ должны быть выполнены ТЗНП на отдельных МПТ.

На всех вновь строящихся и технически перевооружаемых объектах выполнение защит присоединений 6-20 кВ на реле типа РТВ **запрещено**.

На трансформаторах собственных нужд и трансформаторах с заземляющими реакторами МТЗ и ТО выполнять на МП терминалах.

Защиту минимального напряжения (ЗМН) на каждой секции 6-20 кВ необходимо выполнять на МП терминалах.

4.7.9. Сигнализация замыканий на землю в сети 6-10 кВ

Для сигнализации замыканий на землю в сети 6-10 кВ должны использоваться устройства, позволяющие однозначно (селективно) определить элемент с однофазным замыканием на землю (ОЗЗ) без значительных затрат времени. Должны применяться устройства группового определения ОЗЗ.

Устройства сигнализации замыканий на землю должны устанавливаться в каждом РУ 6-10 кВ, где это необходимо.

Для определения места ОЗЗ на всех присоединениях в КРУ 6-10 кВ (кроме секционного выключателя) должны устанавливаться трансформаторы тока нулевой последовательности (ТТНП).

4.7.10. Требования к сети оперативного тока (постоянного и переменного)

Во избежание потери оперативных цепей всех защит трансформатора при повреждении во вводной ячейке КРУ 6-20 кВ оперативные цепи основных защит трансформаторов (автотрансформаторов) (дифференциальная, газовая, максимальная высшего напряжения) не должны заходить в КРУ (КРУН) (ДП ЦСЗ №369 от 24.04.80 г. «О питании оперативных цепей подстанций с КРУ и КРУН»).

На новых и технически перевооружаемых подстанциях с высшим напряжением 35-220 кВ разрешается применение только постоянного оперативного тока.

Использование источников бесперебойного питания типа UPS для организации оперативного тока для устройств релейной защиты и автоматики ***не допускается***.

4.7.11.Требования к трансформаторам тока и напряжения 35-220 кВ и к вторичным цепям тока и напряжения

4.7.11.1. Требования к трансформаторам тока 6-220 кВ

Для новых и технически перевооружаемых подстанций должно обеспечиваться раздельное подключение каждого комплекта защит присоединения к обмоткам класса точности 10Р.

На заменяемых и вновь вводимых выключателях 110-220 кВ предпочтительно предусматривать установку трансформаторов тока с семью вторичными обмотками – 10Р/10Р/10Р/10Р/10Р/0,5/0,2S.

Для трансформаторов тока на 35кВ и выше номинальный вторичный ток должен быть равен 1 А.

Подключение устройств измерений и АСКУЭ совместно с устройствами релейной защиты не допускается.

4.7.11.2. Требования к трансформаторам напряжения 35-220 кВ

ТН на шинах 110, 220 кВ должны иметь по три вторичные обмотки – две из которых соединены в звезду и одна в треугольник. Одна из обмоток звезды с классом 0,5-0,2 используется только для подключения счетчиков и не используется для РЗА. Вторая обмотка, соединенная в звезду с классом 0,5-3 используется для подключения РЗА и измерений.

4.7.11.3. Требования к трансформаторам напряжения 6-20 кВ

На секциях шин напряжением 6-20 кВ должен устанавливаться ТН с тремя вторичными обмотками, либо должно устанавливаться два ТН – один для подключения защит и измерений с двумя вторичными обмотками (звезда и треугольник), второй для подключения только счетчиков с одной или двумя вторичными обмотками. Подключение устройств РЗА и измерений должно осуществляться разными кабелями и через разные защитные аппараты (предохранители).

4.7.12. Требования к цепям вторичной коммутации

Терминалы микропроцессорных защит должны располагаться в шкафах двухстороннего обслуживания. Набор оборудования в шкафу и на его дверях должен согласовываться при проектировании.

Вторичная коммутация в шкафах и на панелях должна подключаться к пружинным клеммам (не винтовым). Фирма-производитель клемм должна определяться при проектировании. Для подключения токовых цепей допускается использование клемм с креплением проводов под винт.

В шкафах и панелях РЗА должны быть предусмотрены шины для заземления экранов контрольных кабелей с устройством, обеспечивающим присоединения экрана кабеля непосредственно к данным шинам без применения дополнительных проводников.

Для цепей вторичной коммутации должны использоваться экранированные контрольные кабели с медными жилами (одножильные или многожильные) и изоляцией, не поддерживающей горение. Экраны контрольных кабелей должны заземляться с двух сторон, если иное не оговорено дополнительно. В проекте должен быть выполнен расчет допустимости протекания по экранам кабелей токов КЗ.

По открытой части ПС кабели вторичной коммутации должны прокладываться в кабельных тоннелях либо электропроводящих кабельных лотках (обеспечивающих требования ЭМС) заглублённых в землю на всю высоту стенки лотка, отдельно от силовых кабелей.

Выбор сечения кабелей токовых цепей и расчет погрешности ТТ выполнить с учетом "Инструкции по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерений", издание третье, переработанное, Москва, СПО ОРГРЭС, 2003. СО 34.35.301-2002.

В качестве защитного аппарата в цепях ТН предусмотреть предохранитель в блоке ПВР.

4.7.13. Требования к условиям эксплуатации

В эксплуатации должны быть обеспечены условия нормальной работы устройств РЗА и вторичных цепей: допустимая температура и влажность (система вентиляции и кондиционирования на ПС должна обеспечивать в любое время года температуру и влажность в помещениях, где установлены устройства РЗА, ПА и АСУ ТП в пределах допустимых для этих устройств), вибрация, отклонения рабочих параметров от номинальных, условия электромагнитной совместимости и др..

4.7.14. Требования по РЗА при подключении ГТЭС

При подключении ГТЭС фидерами к шинам 6-10-20 кВ:

– проектом принять меры, обеспечивающие не повреждаемость генераторов и другого оборудования ГТЭС во всех возможных нормальных, аварийных режимах работы ГТЭС и при КЗ;

– проектом принять меры, обеспечивающие исключение работы станции в асинхронном режиме;

– проектирование ГТЭС выполнять с сохранением на ПС, к которой подключается ГТЭС, существующих до подключения ГТЭС режимов и принципов работы устройств РЗиА;

– защиты присоединений ГТЭС на питающей ПС выполнить с использованием МП защит (если фидера связи со станцией включаются вновь и если ГТЭС включается через существующие фидера);

– в проекте выполнить расчет уставок МТЗ фидеров связи таким образом, чтобы, по возможности, не изменились существующие уставки МТЗ элементов ПС;

– обеспечить выполнение требований ЭМС для вновь устанавливаемых МП защит на ПС.

Если ГТЭС включается тупиками к ПС на напряжении 110-220 кВ или как ПС в транзитную сеть ОАО «МОЭСК»:

– проектом принять меры, обеспечивающие не повреждаемость генераторов и другого оборудования ГТЭС во всех возможных нормальных, аварийных режимах работы ГТЭС и при КЗ;

– обеспечить выполнение требований ЭМС для вновь устанавливаемых МП защит на ПС;

– защиты линий связи с ГТЭС выполнять по требованиям к защитам транзитных линий с обязательной установкой двух быстродействующих защит.

4.8. Релейная защита и автоматика распределительных сетей 6-20 кВ

4.8.1. Принципы и техническая реализация устройств РЗА распределительных сетей 6-20 кВ

Принципы размещения, типы и количество используемых устройств РЗА должны обеспечивать надежную работу защит от всех видов КЗ первичного оборудования при существующих схемах и параметрах первичной сети, а так же надежную работу автоматики. При работе устройств РЗА нагрев элементов первичного оборудования должен быть таким, чтобы не сокращался нормативный срок службы первичного оборудования и не требовались дополнительные работы по восстановлению его работоспособности.

Выбор устройств РЗиА и построение схем защит преимущественно нужно выполнять в соответствиями с типовыми решениями.

На вновь включаемых и реконструируемых РП (РТП, ТП) ОАО «МОЭСК» используются микропроцессорные устройства РЗА. Для защиты силовых трансформаторов допускается применение микроэлектронных устройств РЗА. Применяемые микропроцессорные и микроэлектронные устройства РЗА должны соответствовать по своим техническим характеристикам действующим стандартам и предъявляемым к ним требованиям со стороны ОАО «МОЭСК».

В МП защитах, устанавливаемых в распределительных сетях, должны предусматриваться устройства осциллографирования. При этом осциллографированию подлежат электромагнитные процессы в первичной сети, заводимые на конкретное устройство, а также должны регистрироваться дискретные сигналы, срабатывание выходных реле и работа устройств РЗА.

Конструктивно в каждой МП защите должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех внешних цепей, по которым возможно ошибочное отключение выключателей.

Защита каждого присоединения или секции шин должна выполняться в виде отдельного устройства.

Должны быть обеспечены требования функциональной совместимости всех устройств РЗиА, установленных в изолированном участке распределительной сети.

Для питания устройств релейной защиты и их цепей в сетях 6-20 кВ должен применяться только переменный оперативный ток, получаемый от комбинированных блоков питания.

4.8.2. Общие требования к устройствам РЗА

Устройства РЗА должны отвечать ряду требований:

– микропроцессорные устройства РЗА должны соответствовать «Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем», РД 34.35.310-97;

– обеспечение возможности, в обоснованных случаях, дистанционного изменения уставок;

– учитывать конструктивные особенности находящихся в эксплуатации помещений РП (РТП, ТП), ячеек КРУ 6-10 кВ с точки зрения возможности установки на них МП защит и средств связи.

При выполнении цепей вторичной коммутации должны использоваться экранированные кабели, экран которых заземляется с двух сторон. Преимущественно используются пружинные клеммы. Для подключения токовых цепей допускается использование клемм крепления проводов под винт. Монтаж в релейных отсеках ячеек КРУ (КРУН) и КСО, а также в навесных релейных шкафах должен выполняться так, чтобы была возможность беспрепятственной замены неисправного терминала РЗиА аналогичным устройством другого производителя.

Устройства РЗА должны иметь двухстороннюю связь со службами РЗА сетей и диспетчерскими пунктами распредсетей, за исключением распределительных сетей мегаполиса (г. Москвы).

При выборе устройств РЗА, в процессе их закупки предпочтение должно отдаваться защитам, имеющим большие межремонтные периоды и большие сроки службы.

4.8.3. Требования по электромагнитной совместимости (ЭМС) к устройствам РЗА

РП, ТП и РТП должны выполняться так, чтобы уровень помех в них, воздействующий на МП устройства РЗА, не превышал допустимый для МП устройств РЗА. При проектировании необходимо выполнять раздел с

расчетами по ЭМС и отражением перечня мероприятий для обеспечения требований ЭМС.

4.8.4. Требования к источникам оперативного тока

В распределительных сетях 6-20 кВ должен использоваться переменный оперативный ток. Источниками переменного оперативного тока для релейной защиты являются трансформаторы собственных нужд/трансформаторы напряжения и трансформаторы тока, осуществляющие питание вторичных устройств через комбинированные блоки питания. Для распределительных сетей мегаполиса (г. Москвы) источниками оперативного питания могут являться ТСН или кабельная линия 0,4кВ от ближайшей трансформаторной подстанции или силовой трансформатор РТП с применением комбинированных блоков питания.

Блок должен обеспечивать бесперебойное питание МП устройств РЗА как при полном отсутствии переменного оперативного напряжения, при наличии только токового питания, так и при полном отсутствии токового питания, при наличии только оперативного напряжения. Блоки питания должны обеспечивать минимальное время установления выходного напряжения при подаче напряжения или тока на вход.

4.8.5. Требования к трансформаторам тока и напряжения и к вторичным цепям тока и напряжения

К измерительным трансформаторам тока и напряжения 6-20 кВ и их цепям предъявляются следующие требования:

– Трансформаторы тока должны иметь минимум 3 вторичных обмотки, одна из которых используется для релейной защиты (класс точности 10P), а оставшиеся для подключения приборов учета (класс точности 0,2S) и измерения (класс точности 0,5);

– Трансформаторы тока должны обеспечивать допустимую погрешность для устройств РЗА при коротких замыканиях;

– Преимущественно используемые в распределительных сетях однофазные трансформаторы напряжения (из трехфазной группы) должны иметь минимум 3 вторичных обмотки, одна из которых используется для устройств РЗА, вторая для приборов учета и измерения, а третья, собранная в разомкнутый треугольник, для сигнализации замыканий на землю. В распределительных сетях мегаполиса (г. Москвы) допускается использование однофазных трансформаторов напряжения с одной вторичной обмоткой, включаемых по любой схеме.

– Классы точности вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока и напряжения должны соответствовать классам точности, подключаемых к ним устройств;

– По цепям питания защит от ТН должно предусматриваться резервирование с ручным переводом цепей на другой ТН. Для распределительных сетей мегаполиса (г. Москвы) источниками оперативного питания могут являться ТСН или кабельная линия 0,4кВ от ближайшей трансформаторной подстанции или силовой трансформатор РТП с применением комбинированных блоков питания.

4.8.6. Релейная защита воздушных и кабельных линий 6-20 кВ

4.8.6.1. Защита от междуфазных КЗ линий 6-20 кВ

Для защиты линий 6-20 кВ от междуфазных КЗ в качестве основной должна использоваться максимальная токовая защита (МТЗ). В качестве дополнительной защиты может применяться токовая отсечка (ТО).

На вновь включаемых и реконструируемых РП (РТП, ТП) применяются МП устройства РЗА, которые в соответствие с ПУЭ должны подключаться в двух фазах, а при необходимости резервировать отключение КЗ за трансформатором могут подключаться в трех фазах или в двух фазах и нуле

4.8.6.2. Защита от однофазных КЗ линий 20 кВ

Сеть 20 кВ в ОАО «МОЭСК» выполняется с резистивно-заземленной нейтралью и однофазные замыкания на землю являются короткими замыканиями, поэтому на линиях 20 кВ должны устанавливаться максимальные токовые защиты от однофазных КЗ с действием на отключение оборудования.

4.8.6.3.Защита от несимметричных режимов работы воздушных линий 6-10 кВ

На вновь включаемых и реконструируемых РП (РТП, ТП) при применении на ВЛ 6-10 кВ самонесущего изолированного провода (СИП) в случае его обрыва предусмотреть выполнение на МП терминале РЗА защиту от несимметричных режимов работы по току обратной последовательности или току несимметрии.

4.8.7. Защита ячеек секций шин 6-20 кВ

4.8.7.1. Защита ячеек секций шин 6-20 кВ от дуговых замыканий

Для защиты шин 6-20 кВ с ячейками КРУ и КРУН от дуговых замыканий используются три различных типа защит: релейная (логическая) защита, клапанная защита и оптическая защита.

Релейная (логическая) защита должна применяться на всех подстанциях, оборудованных ячейками КРУ (КРУН) и КСО.

Для надежной работы клапанной защиты необходимы довольно большие токи короткого замыкания (порядка 7 кА и выше), которые

существуют не во всей сети. Поэтому целесообразно применять этот тип защиты на РП (РТП, ТП) с минимальными токами междуфазных КЗ 7 кА и выше. Возможность применения защиты определяется расчетами.

Допускается использовать одну только релейную (логическую защиту), но рекомендуется применять одновременно два вида защит, т.е. релейную с клапанной, либо с оптической защитой, в зависимости от специфики энергообъекта.

При наличии в РП (РТП) двух последовательно установленных секционных выключателей 6-20 кВ зона (перемычка) между выключателями должна защищаться отдельной защитой с минимальным временем отключения.

4.8.7.2. Защита ячеек секций шин 20 кВ при однофазных КЗ

Токи однофазного короткого замыкания в сети 20 кВ имеют небольшие величины, порядка 1000А, поэтому использование клапанной защиты невозможно, поскольку не обеспечивается ее работоспособность при указанных видах КЗ. Для эффективного отключения однофазных КЗ в ячейках секций шин должна использоваться релейная (логическая) защита вместе с оптической защитой, при возможности применения оптической защиты.

4.8.8. Защита трансформаторов 6-20/0,4 кВ со стороны высокого напряжения

Основной защитой трансформаторов 6-20/0,4 кВ со стороны высокого напряжения является плавкий предохранитель или максимальная токовая защита (МТЗ), также рекомендуется применять токовую отсечку, отстроенную от КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора.

МТЗ должна быть согласована и должна обеспечивать селективность действия с защитами на стороне 0,4 кВ трансформатора.

Для сухих трансформаторов 6-20/0,4 кВ должна предусматриваться технологическая защита от повышения температуры.

4.8.9. Сигнализация замыканий на землю в сети 6-10 кВ

Для сигнализации замыканий на землю в сети 6-10 кВ должны использоваться устройства, позволяющие однозначно (селективно) определить элемент с однофазным замыканием на землю (ОЗЗ) без значительных затрат времени. Должны применяться устройства группового определения ОЗЗ (типа УСЗ-3М).

Устройства сигнализации замыканий на землю должны устанавливаться в каждом РП (РТП).

Для определения места ОЗЗ на всех присоединениях в РП (РТП) (кроме секционного выключателя) должны устанавливаться трансформаторы тока нулевой последовательности (ТТНП).

4.8.10. Сигнализация перегрузки в сети 6-10 кВ

На присоединениях 6-20 кВ должна устанавливаться сигнализация перегрузки с действием на сигнал. По решению главного инженера электросетевого филиала ОАО «МОЭСК» сигнализация перегрузки может быть выполнена с действием на отключение перегружаемого оборудования.

При применении МП устройств защиты сигнализация перегрузки должна осуществляться с использованием одной из ступеней максимальной токовой защиты. Для распределительных сетей мегаполиса (г. Москвы) допускается использование сигнализации через устройства телеизмерений.

4.8.11. Автоматическое повторное включение линий 6-20 кВ

Согласно ПУЭ обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением выше 1 кВ.

АПВ должно восстанавливать нормальную схему сети также и в тех случаях, когда отключение выключателя происходит вследствие ошибок персонала или ложного действия релейной защиты.

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

Если устройство АПВ выводится из работы, то должно оформляться решение главного инженера сетей с указанием причины вывода.

Допускается по решению главного инженера филиала ОАО «МОЭСК» не устанавливать АПВ на КВЛ, где воздушная линия имеет незначительную часть от общей длины линии.

4.8.12. Автоматика ввода резерва 6-20 кВ

Автоматический ввод резерва (АВР) ячеек КРУ и КРУН 6-20 кВ (включение одного или двух секционных выключателей)должен осуществляться только при отключении вводного выключателя секции шин от защиты минимального напряжения (ЗМН). АВР должен запрещаться при отключении вводного выключателя от защит, действующих при наличии КЗ. Это необходимо для исключения повторной подачи напряжения на не устранившееся КЗ в ячейках КРУ (КРУН), КСО и в приемной сети.

Выдержка времени срабатывания ЗМН выбирается больше, чем выдержка времени ЗМН плюс АВР питающих элементов.

4.8.13. Определение места повреждения в распределительных сетях 6-20 кВ

Быстрое обнаружение повреждения в сетях 6-20 кВ является одной из важных задач по обеспечению минимизации перерыва питания потребителей. Для этого на линиях 6-20 кВ необходимо устанавливать устройства ОМП.

На линиях 6-20 кВ должны устанавливаться устройства ОМП топографического типа, позволяющие определять направление протекания тока КЗ к месту повреждения.

На протяженных линиях 6-20 кВ с простой схемой, без множественных ответвлений при специальном обосновании допускается применять устройства ОМП на дистанционном принципе действия, позволяющие указывать расстояние до места КЗ от шин подстанции.

4.8.14. Передача информации от устройств РЗА

При установке МП защит в РП, ТП, РТП распределительной сети должна предусматриваться возможность передачи информации от МП терминалов защит в службу РЗА сетей и диспетчерские пункты распределительных сетей, в ТП и РТП с учетом контроля информации о работе АВР на стороне 6-20 кВ.

Должна быть предусмотрена возможность обратной связи через дистанционный доступ из службы РЗА сетей к терминалам МП защит в РП, ТП, РТП.

Для распределительных сетей мегаполиса (г. Москвы) допускается организация передачи информации по устройствам телемеханики на диспетчерские пункты районов распределительных сетей.

4.8.15. Эксплуатация устройств РЗА распределительных сетей

Эксплуатация устройств РЗА распределительных сетей должна осуществляться собственными силами сетей. Если в сетях нет возможности выполнять эксплуатацию своими силами, то допускается привлечение для выполнения этой работы сторонних подрядных организаций.

4.9.Противоаварийная автоматика (ПА)

При организации эксплуатационного обслуживания и развития электрических сетей ОАО «МОЭСК» важную роль играет деятельность по обеспечению эффективного функционирования на объектах компании устройств противоаварийной автоматики (ПА), являющихся компонентами комплексов и систем автоматического противоаварийного управления (ПАУ) с целью повышения надежности энергоснабжения потребителей г. Москвы и Московской области посредством выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.

В соответствии с этим технические решения в области ПА должны быть направлены на поддержание в работоспособном состоянии существующих средств и систем ПА, обеспечение своевременной замены морально и физически устаревших устройств ПА, а также внедрение при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции объектов компании новых современных средств и систем ПА,

удовлетворяющих требованиям действующей нормативно-технической документации.

С целью поддержания в работоспособном состоянии существующих систем ПА их эксплуатация должна осуществляться в соответствии с действующими нормами и правилами технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики (ПТЭ, РД 153-34.3-35.613-00, РД 153-34.0-35.617-2001).

Для решения задач при проектировании средств и систем ПА, устанавливаемых на объектах ОАО «МОЭСК», необходима разработка технических решений, направленных на модернизацию и создание комплексов противоаварийной автоматики, позволяющих исключать развитие аварийного процесса с потерей электроснабжения на значительной части или на всей территории г. Москвы и Московской области. Такие комплексы ПА (в общем случае) должны включать подсистемы, выполняющие следующие основные функции:

- автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ);
- автоматическая ликвидация асинхронного режима (АЛАР);
- автоматическое ограничение снижения частоты (АОСЧ);
- автоматическое ограничение повышения частоты (АОПЧ);
- автоматическое ограничение снижения напряжения (АОСН);
- автоматическое ограничение повышения напряжения (АОПН);
- автоматическое ограничение перегрузки оборудования (АОПО).

Указанные подсистемы выполняются в виде совокупности устройств ПА, действия которых должны быть согласованы между собой, с другими устройствами и системами ПАУ, а также релейной защитой и автоматикой, в том числе АПВ, АВР и др. В соответствии с действующими нормативными документами, а также проектными решениями алгоритмы функционирования и параметры настройки устройств и комплексов ПА должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий, например, за счет автоматического изменения объемов и видов управляющих воздействий устройств АОПО в различных ремонтных схемах и т.п.

При реконструкции энергообъектов необходим учет уже установленных комплексов ПА и должна быть рассмотрена необходимость их модернизации. При этом морально и физически устаревшие устройства ПА (характеризующиеся отсутствием самодиагностики, информационной интеграции в АСУ ТП объекта, значительным сроком эксплуатации или фактическим износом аппаратной части, неудовлетворительным состоянием монтажных проводов и контрольных кабелей и т.п.) должны заменяться на современные, выполненные на микропроцессорной элементной базе, с более высокими техническими характеристиками (надежность, диагностика

неисправностей, удобство и простота обращения) и функциональными возможностями (например, реализация устройств АОПО воздушных линий, автотрансформаторов с учетом контроля температуры окружающей среды) позволяющие обеспечить более высокую эффективность противоаварийного управления и снижение ущерба от аварий в сетях.

При реконструкции или новом строительстве энергообъектов должны учитываться вопросы информационной интеграции устройств ПА с АСУТП энергообъектов. При этом система ПА должна оставаться функционально самостоятельной, в частности, аварийная информация для ПА и управляющие воздействия от ПА к основному оборудованию должны передаваться независимо от АСУТП.

При реализации противоаварийного управления требуется учитывать:

- оптимальные принципы, структуры и алгоритмы противоаварийного управления с реализацией широкого спектра управляющих воздействий в том числе:
  - изменение действием противоаварийного управления топологии сети, обеспечивающее ограничение снижения напряжения ниже допустимого уровня или перераспределение потоков активной мощности с целью ликвидации перегрузок оборудования;
  - ограничение мощности генераторов станций или их отключение в избыточной части энергосистемы для ограничения токовых перегрузок оборудования;
  - отключение перегружаемого оборудования;
  - отключения части нагрузки.

  При этом действие ПА должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима;
- критерии надежности электроснабжения потребителей (уровни аварийной или технологической брони потребителей электрической энергии, категории надежности электроснабжения потребителей);
- действие АВР в распределительной сети.

Принимаемые при проектировании технические решения по созданию (модернизации) ПА на энергообъектах должны учитывать принципы, реализованные в существующих комплексах ПА на год ввода (модернизации) объекта, а также учитывать развитие энергосистемы на перспективу. Учитывая этапность реконструкции действующих энергообъектов, вновь вводимые устройства ПА должны интегрироваться в существующие комплексы ПА энергоузлов и энергообъединений и проектироваться с учетом возможности модернизации всей системы ПАУ энергообъединения.

Ниже приведены основные требования по установке устройств ПА на объектах ОАО «МОЭСК».

4.9.1. Устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР)

Устройства АЧР должны быть установлены на всех вновь вводимых подстанциях, питающих потребителей электроэнергии. Для обеспечения технической возможности подключения фидеров подстанций к устройствам автоматической частотной разгрузки, необходимость установки которых определена ГОСТ Р 55105-2012 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» и стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка)», необходимо предусматривать установку отдельных комплектов устройств АЧР на каждую секцию шин 6-10-20 кВ.

Автоматика частотной разгрузки должна соответствовать действующим требованиям к подобным устройствам по техническим характеристикам и параметрам срабатывания. Устройства АЧР должны быть выполнены на микропроцессорной элементной базе.

Устройства АЧР должны действовать на отключение ЛЭП 6-10-35-110 кВ, а в отдельных случаях и 220 кВ, питающих потребителей электроэнергии.

Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления частоты должно выполняться частотное автоматическое повторное включение, включающее потребителей, отключенных от АЧР.

Блокировки АЧР должны выполняться в соответствии с ДП №507 от 24.01.92 г. (с приложениями) и ДП №561 от 24.05.2001 г.

4.9.2. Устройства автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО)

Необходимость установки устройств АОПО определяется проектными решениями. Устройства АОПО устанавливаются на вновь сооружаемых или реконструируемых объектах при выявлении возможности возникновения токовых перегрузок оборудования в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

В устройствах АОПО предусматривается несколько ступеней. Для каждой ступени задаются уставки по допустимому току и длительности существования токовой перегрузки оборудования. В устройствах АОПО должна быть предусмотрена возможность задания нескольких групп

уставок, например для зимнего и летнего периода времени, соответствующих различным температурам наружного воздуха. Также целесообразно иметь в устройстве АОПО наличие возможности автоматической перестройки уставок устройства в зависимости от температуры наружного воздуха.

Первая ступень устройства АОПО действует на сигнал, последующие ступени действуют на выдачу управляющих воздействий с целью разгрузки защищаемого оборудования, последняя ступень – в соответствии с действующими нормативными документами на отключение перегружаемого оборудования.

Управляющие воздействия АОПО и их объемы необходимо определять с учетом действия устройств АВР в распределительной сети 6-20 кВ с контролем загрузки электросетевого оборудования 6-220 кВ.

При наличии реверсивных перетоков активной мощности по защищаемому элементу АОПО выбирает вид УВ с учетом направления перетока активной мощности.

4.9.3. Устройства автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР)

Необходимость установки устройств АЛАР определяется проектными решениями в соответствии с требованиями действующих нормативных документов. При этом на всех связях напряжением 110-220 кВ, по которым возможен асинхронный режим, устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны связи.

Ликвидация асинхронных режимов должна осуществляться путем деления сети или путем ресинхронизации с условием последующего деления сети в случае неуспешной ресинхронизации.

Настройка и принцип действия устройств АЛАР должны обеспечивать:

- блокировку срабатывания устройств АЛАР при синхронных качаниях и при КЗ;
- выявление электрического центра качаний;
- учет количества циклов асинхронного режима;
- учет знака скольжения при выборе места деления сети.

4.9.4. Устройства автоматического ограничения снижения напряжения (АОСН)

Необходимость установки устройств АОСН определяется проектными решениями в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

Устройства АОСН должны иметь ступенчатое исполнение по контролируемому значению напряжения и выдержкам времени и должны действовать на изменения работы или эксплуатационного состояния СКРМ

или на отключение нагрузки потребителей. Действие устройств АОСН должно быть отстроено по времени от действия устройств релейной защиты, автоматического ввода резерва, автоматического повторного включения.

4.9.5. Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)

Устройства УПАСК предназначены для передачи аварийных сигналов и команд ПА от устройств АОПО, АОСН, АПНУ и др. В целях обеспечения требований по надежности функционирования систем ПА, каналы передачи аварийной и доаварийной информации ПА должны выполняться дублированными, проходящими, как правило, по разным трассам. Необходимость установки аппаратуры связи и организации каналов связи для целей ПА определяется проектными решениями в соответствии с действующей нормативной документацией.

Необходимость установки устройств ПА, не рассмотренных в настоящем разделе, определяется проектными решениями в соответствии с действующей нормативной документацией.

4.10. Режимная автоматика

Настоящими МУ предусматривается организация функционирования, эксплуатационного обслуживания и развития реализуемых на объектах компании средств режимной автоматики, выполняющей функции системного значения и предназначенной для поддержания параметров нормального режима энергосистемы в допустимых пределах. Указанная режимная автоматика должна обеспечивать участие объектов компании в выполнении в нормальном режиме следующих функций:

- автоматическое регулирование частоты и активной мощности в Московской энергосистеме;
- автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности в контрольных точках сети.

Для обеспечения участия подстанций в работе системы автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ), реализуемой под эгидой филиала ОАО «СО ЕЭС» - Московское РДУ, на ПС необходимо предусматривать установку аппаратуры и организацию каналов связи для сбора и передачи в центры управления требуемой для работы системы АРЧМ информации.

Развитие средств автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности в Московской энергосистеме, а также улучшение качества такого регулирования должно обеспечить требуемые показатели качества электроэнергии и снижение потерь за счет оптимизации режимов по U и Q. С этой целью предусматривается создание системы автоматического управления режимом сетей МОЭСК по напряжению и реактивной мощности

(САУ НРМ), которая должна быть реализована в рамках развития комплекса прикладных систем для решения задач АСДТУ, описанного в п. 7.4.3.3.

В целях обеспечения возможности регулирования напряжения в сети на трансформаторах и автотрансформаторах должна быть установлена автоматика регулирования напряжения трансформатора (АРНТ) для управления регуляторами напряжения под нагрузкой (РПН). Рассчитанные уставки АРНТ должны обеспечивать качество электрической энергии в соответствии с ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 54149-2010. На синхронных и статических компенсаторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения.

При экономической и технологической целесообразности необходимо предусматривать использование гибких систем передачи переменного тока - FACTS (СТАТКОМ, УШР, АСК, СТК и др.) для поддержания нормируемого уровня напряжения в опорных точках сети и автоматических устройств управления их режимами работы.

Состав и принципы действия устройств режимной автоматики, выполняющей функции системного значения, и их объем должны определяться при проектировании реконструкции или сооружения конкретных энергообъектов; при этом требования к средствам режимной автоматики должны определяться системными проектами развития указанных автоматических систем в целом.

Раздел 5. Совершенствование производственной деятельности ОАО «МОЭСК»

5.1. Процессы капитального строительства, реконструкции и технического перевооружения электросетевых объектов

5.1.1. Общие требования

В основе принятия технических решений при новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружения электросетевых объектов должен лежать критерий технико-экономической эффективности с учетом основных направлений технической политики ОАО «МОЭСК».

Разработка технических решений и рекомендаций по реконструкции и модернизации электросетевых объектов и электротехнического оборудования должны быть направлены на:

- повышение их надежности, живучести и безопасности;
- внедрение передовых проектных решений, обеспечивающих соответствие всего комплекса показателей ПС и ВЛ современному мировому техническому уровню;
- создание новых и совершенствование действующих методик по проектированию, строительству, техническому перевооружению и обслуживанию электросетевых объектов;
- применение современных конструкций, элементов, оборудования;
- создание (модернизация, развитие) информационно-технологических и управляющих систем.

Основные требования к техническим решениям при новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов состоят в обеспечении:

- допустимых уровней токов КЗ и допустимых уровней напряжений;
- требуемой степени компенсации реактивной мощности потребителей и зарядной мощности линий электропередачи высших классов напряжения;
- необходимых коэффициентов запаса статической устойчивости по передаваемой мощности для контролируемых линий электропередачи или сечений сети и по напряжению в её узлах;
- допустимых токовых нагрузок;
- в учете нормативных возмущений, при которых должна обеспечиваться динамическая устойчивость энергосистем, и условий применения ПА для обеспечения успешности переходных процессов.

Для реализации указанных положений должны проводиться расчеты установившихся режимов, устойчивости, токов КЗ, расчеты балансов реактивной мощности с применением существующих и специально

разрабатываемых программных средств в соответствии с действующими требованиями и методическими рекомендациями.

Предлагаемые к реализации технические решения должны:

- соответствовать современному мировому техническому уровню по всему комплексу технических показателей ПС и ВЛ;
- обеспечивать высокий уровень технологических процессов и качество строительных и монтажных работ;
- быть направлены на типизацию на всех этапах строительства новых, реконструкции и техническом перевооружении существующих объектов, внедрение типового проектирования и его широкое распространение;
- обеспечивать существенное снижение стоимости, сроков сооружения и ввода в действие электросетевых объектов;
- создавать условия для снижения эксплуатационных расходов за счет широкого применения преимущественно мало обслуживаемого и необслуживаемого электротехнического оборудования.

При новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов рекомендуются следующие основные технические решения в части первичного оборудования:

- применение сталей повышенной прочности и коррозионностойких сталей для изготовления металлоконструкций порталов и опор под оборудование ПС;
- использование облегченных предварительно-напряженных железобетонных стоек и железобетонных свай под оборудование;
- внедрение опор ВЛ максимальной готовности из стали повышенной коррозионной стойкости и опор из гнутого профиля;
- применение новых высокоэффективных материалов для защиты от коррозии строительных конструкций;
- применение новых эффективных материалов для кровельных конструкций, полов и отделки помещений зданий.

Решения о типе фундамента должны приниматься по итогам геологических изысканий.

5.1.2. Основные требования к применению нового оборудования и технологий

Все новое оборудование, ранее не применявшееся в ОАО «МОЭСК», должно пройти аттестацию (аккредитацию) в сертификационном Центре Холдинга, соответствовать техническим требованиям ОАО «Российские сети» на конкретное оборудование и рекомендовано к применению НТС ОАО «Российские сети».

Основные требования*:*

– срок службы оборудования, применяемого на ПС 35-220кВ, РП и ТП 6-20кВ должен быть не менее 30 лет, при сроке службы подстанционных сооружений не менее 50лет;

– срок службы оборудования и материалов на ВЛ напряжением 35-220 кВ должен быть не менее 50 лет;

– срок службы оборудования и материалов на ВЛ напряжением 0,4-20кВ должен быть не менее 40 лет;

– срок службы оборудования и материалов на КЛ напряжением 35-220 кВ и 0,4-20 кВ должен быть не менее 30 лет;

– приоритетными считаются оборудование и материалы имеющие минимальные эксплуатационные затраты по отношению к аналогам.

Если оборудование уже применяется в других ведомствах или за рубежом, при выборе нового оборудования необходимо учитывать имеющийся опыт работы с этим оборудованием, иметь отзывы об их эксплуатационных качествах, в т.ч. и надѐжности.

Конструкции и конструктивные элементы с использованием нового оборудования должны быть полной заводской готовности, быстро монтируемыми, должны обеспечивать возможность ремонтных, подготовительных и восстановительных работ под напряжением.

Строительно-монтажные организации, привлекаемые на выполнение работ по новым технологиям должны иметь документ об обучении СМР по данной технологии, (например по монтажу СИП) и укомплектованы соответствующими механизмами и инструментом.

Начальный цикл эксплуатации должен сопровождаться гарантийным сроком на эксплуатацию оборудования и его установку не менее 2х лет.

Должен быть разработан «Перечень оборудования, разрешенного к применению на объектах ОАО «МОЭСК», который должен актуализироваться по результатам промышленной эксплуатации. Сроки и объем актуализации определяются решением главного инженера компании.

5.2. Процессы эксплуатационного обслуживания и организации ремонтов сетей

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 эксплуатационного и аварийного запаса оборудования, изделий и материалов по условиям надежности и риска отказа, а также условий их доставки до мест установки.

Оценку технического состояния электротехнического оборудования, конструкций, изделий и материалов рекомендуется выполнять с использованием критериев надежности и срока службы оборудования.

Электротехническое оборудование, отработавшее установленный нормативно-технической документацией срок службы, подлежит обязательному техническому освидетельствованию с целью определения возможности и условий его дальнейшей эксплуатации согласно требованиям СО 153-34.20.501-2003 и ПТЭ.

Техническое освидетельствование производится комиссией энергообъекта, возглавляемой техническим руководителем энергообъекта или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты структурных подразделений энергообъекта, представители служб энергосистемы. По согласованию в состав комиссии могут быть включены специалисты специализированных организаций и органов государственного контроля и надзора.

По результатам освидетельствования определяется возможность продления срока эксплуатации оборудования в целом при соблюдении требований, отмеченных комиссией, в том числе, путем устранения выявленных дефектов у оборудования, замены оборудования или отдельных узлов (систем) оборудования, исчерпавших свой ресурс, проведения ремонтов и других мероприятий по техническому обслуживанию оборудования.

Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния основного электрооборудования и определение мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса и требуемой эксплуатационной надежности.

Техническое освидетельствование ПС проводится для осуществления независимой всесторонней экспертной оценки текущего состояния оборудования, уточнения сроков и условий эксплуатации, а также определения необходимых мер (дополнительного диагностического контроля, ремонта, модернизации, реконструкции или замены оборудования) для обеспечения безаварийной и безопасной эксплуатацией оборудования.

Последующие освидетельствования должны проводиться с периодичностью не реже чем через 5 лет.

Конкретный срок технического освидетельствования устанавливается руководством филиала.

Для оборудования, отработавшего нормативные сроки службы, по решению технического руководителя устанавливаются сокращенные межремонтные периоды.

Решение о продлении сроков эксплуатации элементов электрической сети должно приниматься на основании:

–данных о текущем состоянии оборудования, конструкций и изделий, формируемых по материалам документальных и технических аудитов;

–результатов проведения функциональной диагностики и испытаний, а также с учетом оценки выявленных дефектов и вероятности их развития до отказов или аварийных ситуаций.

Основные требования:

–минимум продолжительности отключения потребителей;

–внедрение надежных методов и средств диагностики текущего технического состояния электрооборудования сетей без вывода его из работы;

–оптимизация запасов электрооборудования по условиям надежности и риска отказа;

–механизация производства выполнения работ на сетевых объектах.

5.2.1. Организация технического обслуживания и ремонтов

Планирование ремонтов должно осуществляться с учетом оценки текущего технического состояния электрооборудования и с использованием средств мониторинга состояния и надежных методов и средств диагностики. Данный подход к ТОиР должен сократить затраты на проведение ремонтных работ.

Организация ремонтов должна осуществляться на основе:

–совершенствования методов организации управления и планирования ремонтами;

–применения методов дистанционного контроля и возможности изменения схем электрических сетей;

–анализа показателей технического состояния оборудования и объектов до и после ремонта по результатам диагностики;

–- функционального выделения персонала для работ по техническому обслуживанию и ремонтам;

–применения новых технологий обслуживания и ремонта оборудования подстанций, линий электропередач и новых материалов, обеспечивающих повышение качества и снижение затрат;

–внедрения новых технологий и методов расчистки трасс ВЛ от деревьев и кустарников;

–механизации выполнения работ на линиях электропередачи и подстанциях, в первую очередь, наиболее трудоемких видов работ;

–обучения и регулярного проведения тренировок персонала;

–разработки и совершенствования нормативно-технической и ремонтной документации, технологических карт на выполнение ремонтов;

–применения методов проведения ремонтного обслуживания для разных типов оборудования с учетом факторов риска и надежности;

–повышения надежности и безопасности работы оборудования, снижения аварийности и исключения несчастных случаев;

–моделирования показателей эффективности сети при различных вариантах ремонтных схем;

–расчетов вероятности отказов и времени ремонта оборудования.

В целях наиболее полного и рационального выполнения ремонтных работ следует применять комплексную систему планирования (прогнозирования) объёмов работ и организацию их выполнения, что позволит:

–повысить производительность труда за счет исключения повторяющихся непроизводительных затрат рабочего времени на подготовку и завершение каждого вида работ на объекте;

–сократить продолжительность и количество плановых отключений для проведения ремонтов;

–повысить эффективность использования машин и механизмов, сократить время на переезды к месту работ;

–улучшить организацию труда и качество выполняемых работ на объекте.

Все работы должны выполняться в регламентированной последовательности для отдельных комплексов с прогнозированием затрат и объёмов последующих ремонтов. Комплексы включают в себя техническое обслуживание и капитальный ремонт объектов.

Физические объемы работ определяются исходя из уровня технического состояния объектов сети.

При проведении ремонтов должны выполняться требования нормативно-технических документов с разработкой мероприятий, направленных на повышение надежности электроснабжения и снижение потерь электроэнергии.

Для планирования и организации работ по проведению ремонтов электрические сети следует разбивать на комплексные объекты. В качестве комплексного объекта рекомендуется принимать:

–ВЛ 6-20 кВ с присоединенными к ней подстанциями 6-20/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ, питающихся от подстанций;

–участки ВЛ 6-20 кВ, ограниченные коммутационными аппаратами, с присоединенными к ним подстанциями 6-20/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ, питающимися от подстанций; линии или участки ВЛ 6-20 кВ, ограниченные коммутационными аппаратами, без подстанций; подстанции напряжением 6-20/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ, питающиеся от подстанций;

–распределительные пункты и закрытые подстанции;

–ВЛ 35-220 кВ или ее участки.

Рекомендуется производить комплексный ремонт подстанций 6-20/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ, отходящих от подстанций, в одни и те же годы.

Основой планирования работ являются многолетние графики комплексного ремонта, составляемые на утвержденный цикл, и годовые графики с учетом обеспеченности трудовыми, материальными и финансовыми ресурсами.

Годовые планы ремонтных работ и сводные графики ремонтов. На объекты капитального ремонта, составляются ведомости объемов ремонта объекта, объектовая и сводная сметы, ведомости потребностей в материалах, оборудовании, машинах и механизмах.

График производства работ должен составляться из условий:

–максимально возможный объем работ на объекте должен выполняться без перерыва электроснабжения потребителей;

–работы, связанные с отключением, проводить в максимально сжатые и удобные для потребителя сроки при минимуме ущерба от перерыва электроснабжения.

Работы по проведению капитального ремонта сетей должны выполняться по откорректированным, применительно к местным условиям, технологическим картам или проектам производства работ.

При приемке объектов из капитального ремонта производится проверка:

–соответствия фактически выполненных работ объемам, включенным в дефектную ведомость объема ремонта:

–наличие протоколов, актов, ведомостей;

–оформление сметно-технической документации;

–объема и качества выполненных работ, комиссионно, с выездом на место.

Результаты работы комиссии оформляются Актом приемки отремонтированных объектов электрических сетей с указанием оценки качества выполнения ремонта.

5.2.2. Организация аварийно-восстановительных работ

Для ликвидации последствий аварийных ситуаций необходимо создать модульную систему складирования и хранения аварийного запаса, состоящего из:

опор линий электропередачи;

проводов;

линейной арматуры;

кабельной продукции для организации временного электроснабжения потребителей;

подстанционного оборудования;

оборудования РЗА, связи, телемеханики и СДТУ;

передвижных подстанций, а также мобильных аварийных и резервных электростанций и для организации временного электроснабжения потребителей;

материалов и запасных частей.

К каждому модулю должен быть приписан набор технических средств, находящийся на балансе сетевых предприятий и штатное расписание аварийных бригад, закреплённых за каждым модулем, сформированное из работников соответствующих специальностей данных предприятий.

Место нахождения модуля должно располагаться на охраняемой территории (территория сетевого предприятия или РЭСа).

Аварийный запас должен храниться в специально отведенных местах. Запрещается его хранение вместе с материалами и оборудованием, предназначенными для плановых ремонтов и других работ.

Хранение материалов, и конструкций должно обеспечивать их исправное состояние, возможность быстрого получения и погрузки.

Древесину следует хранить в штабелях с прокладками между рядами. Должны быть приняты меры против раскатывания деталей опор. Также в штабелях и с аналогичными мерами предосторожности следует хранить железобетонные опоры и приставки. Запрещается хранение в одном штабеле деревянных и железобетонных деталей. Провода и тросы должны храниться в барабанах (для отрезков небольшой длины допустимо хранение в бухтах) под навесом.

Техническое состояние аварийного запаса должно периодически проверяться инженерно-техническим персоналом РЭС (ПО), но не реже двух раз в год. При выявлении каких-либо нарушений в комплектовании или хранении аварийного запаса необходимо немедленно принимать меры к их устранению. Аварийный запас древесины подлежит обновлению не реже одного раза в два года.

Аварийный запас опор, по возможности, необходимо создавать из быстромонтируемых элементов, имеющих малый вес.

На напряжении 35-110 кВ в качестве изоляторов рекомендуется применять полимерные изоляторы, имеющие меньшие весовые характеристики и позволяющие производить их быстрый монтаж.

Запас кабельной продукции должен состоять из кабелей с пластмассовой изоляцией, и укомплектован быстромонтируемой арматурой (соединительными и концевыми муфтами наружной установки).

Набор технических средств аварийных бригад должен обеспечивать бесперебойный ритм аварийно-восстановительных работ за минимальный промежуток времени и должен включать:

–средства для транспортировки опор или другой автотранспорт высокой проходимости для перевозки элементов опор, проводов, линейной арматуры, кабельной продукции;

–бурильно-крановые машины (БКМ) для сверления котлованов под опоры диаметром 350 мм и 800 мм;

–автокраны грузоподъёмностью обеспечивающей установку опор ВЛ;

–бульдозеры для расчистки территории и доставки в случае необходимости опор и материалов к месту их установки и монтажа;

–автовышки для монтажа линейной арматуры и проводов;

–автотранспортные средства высокой проходимости для доставки ремонтных бригад к месту производства аварийно-восстановительных работ;

–передвижные электростанции для обеспечения электроэнергией мест аварийно-восстановительных работ;

–инструмент необходимый для осуществления аварийно-восстановительных работ, в т.ч. сварочный аппарат, работающий от передвижной электростанции.

Объём модуля, по хранившимся там ресурсам (опоры, провода, линейная арматура, кабельная продукция), должен определяться с учётом степени износа электросетевых объектов и их процентной доли в общем объеме сетевой зоны, охватываемой данным модулем.

5.3. Диагностический мониторинг технического состояния оборудования ПС и ЛЭП

Настоящие МУ нацелены на широкое внедрение в эксплуатационную деятельность компании методов и средств автоматизированного проблемно-ориентированного диагностического мониторинга (контроля) текущего технического состояния электросетевого оборудования.

Диагностический мониторинг технического состояния оборудования должен осуществляться в соответствии с требованиями действующих НТД и ОРД по составу, объему и периодичности соответствующих мероприятий.

Приоритетным направлением развития диагностического мониторинга является создание автоматизированных систем диагностики и оценки технического состояния электросетевого оборудования с целью повышения эксплуатационной надёжности сетей и минимизации эксплуатационных затрат за счёт:

- обеспечения всей вертикали управления компании достоверной информацией о техническом состоянии оборудования ПС и ЛЭП в реальном времени;
- получения и использования диагностической информации о состоянии электрооборудования ПС и ЛЭП и своевременного выявления возникающих дефектов для организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования с учётом его текущего технического состояния и ресурса (остаточного или выработанного);

- обеспечения возможности реального обоснования объемов и сроков работ по ТОиР;
- создания предпосылок для существенного снижения количества технологических нарушений, травматизма персонала, предотвращения повреждения оборудования;
- сокращения инвестиционных затрат на необоснованное обновление оборудования и расходов на проведение аварийно-восстановительных работ после аварий;
- сокращения случаев недоотпуска электроэнергии по вине отказавшего оборудования и штрафных санкций со стороны потребителей за причинённый ущерб благодаря правильному планированию и проведению ремонтов и мероприятий по эксплуатационному обслуживанию оборудования;
- уменьшения затрат на страхование оборудования, которые зависят от наличия или отсутствия систем диагностики оборудования.

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.

Применение средств и систем автоматизированного диагностирования должно быть преимущественно реализовано с функцией удаленного доступа к оперативной и ретроспективной информации о техническом состоянии оборудования, с возможностью интеграции в АСУ ТП и передачи данных диагностики в службы филиалов компании в общем потоке технологической информации, направляемой от ПС в ЦУС.

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

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

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

- силовых (авто)трансформаторов и шунтирующих реакторов по контролю:

- параметров электроэнергии (токи, напряжения, активные, реактивные мощности, cos φ) сторон ВН, СН, НН;
- физико-химических характеристик трансформаторного масла (газо-влагосодержанию);
- качества изоляции (tgδ, 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 растворённых в масле газов разложения с сигнализацией о появлении их опасных концентраций;

- высоковольтных вводов 110 кВ и выше по изменению абсолютного значения угла диэлектрических потерь tgδ и емкости изоляции, интенсивности частичных разрядов, регистрируемых акустическим или электрическим методом;
- трансформаторов напряжения по контролю межвитковых замыканий;
- ограничителей перенапряжений по току проводимости, количеству и величине токов срабатывания;
- выключателей и разъединителей по коммутационному ресурсу.

Целесообразна разработка и внедрение подсистем, обеспечивающих комплексную оценку технического состояния оборудования и определения его остаточного или выработанного ресурса на основе единой распределённой базы данных мониторинга и диагностики оборудования ПС, включающей и данные текущего мониторинга, и данные учёта и анализа результатов лабораторных высоковольтных испытаний оборудования.

Перспективным направлением является также создание систем диагностики и оценки технического состояния оборудования ЛЭП, в рамках которых предусматривается оснащение персонала, осуществляющего обходы ЛЭП, специальными средствами сбора на электронные носители и передачи данных, а также создание и ведение в службах, управляющих эксплуатацией ЛЭП, локальных баз данных, куда автоматизировано должны вводиться получаемые на объектах в электронном виде текущие результаты обходов линий и данные средств объективного (аппаратного) контроля, в том числе данные:

- сканирования с электромагнитной, лазерной, ультрафиолетовой и инфракрасной фиксацией дефектов;
- ультразвуковой дефектоскопии;
- магнитометрии металлических конструкций;
- сейсмоакустического контроля - для определения состояния опор;
- тепловизионного контроля - для определения пробоя, соединения проводов, изоляции и арматуры; мониторинга кабельных линий;
- автоматического непрерывного контроля нагрузки на ВЛ в выбранных точках – для определения характера и параметров отложений (гололёд, снег, изморозь и т.д.), контроля температуры проводов при плавке гололёдных отложений;

- температурного мониторинга проводов на систематически работающих ВЛ с токовой нагрузкой, близкой к максимально длительно-допустимой;
- мониторинга грозовой активности и пожаров в районах нахождения электрических сетей;
- обнаружения отклонений опоры ВЛ в анкерном пролете от вертикальной оси, возникшего вследствие разных причин (наезда транспорта, просадки грунта, пожаров, обрыва проводов, линейной арматуры и т.п.);
- автоматизированного контроля изоляции и технической диагностики;
- температурного мониторинга кабельных линий электропередачи;
- контроля перенапряжений в кабельных сетях и состояния параметров изоляции КЛ.

Системы мониторинга (СМ) КРУЭ.

Эксплуатируемые и вновь вводимые КРУЭ должны оборудоваться системами мониторинга технического состояния под рабочим напряжением, осуществляющими сбор, обработку, отображение и хранение информации, характеризующей текущее состояние КРУЭ в процессе эксплуатации, и предназначенными для непрерывного мониторинга состояния изоляции КРУЭ на наличие частичных и искровых разрядов (ЧР) с целью:

- выявления и прогнозирования развития дефектов в изоляции КРУЭ на ранних стадиях;
- локализации места нахождения дефекта;
- повышения качества и эффективности ремонта КРУЭ на основании данных диагностической информации;
- снижения затрат за счет исключения необоснованных ремонтов КРУЭ.

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.

Собранная на объектах информация должна передаваться в эксплуатационные службы филиалов, где предусматривается внедрение автоматизированных систем учёта работы оборудования ЛЭП, фактов и результатов анализа произошедших отключений, результатов выполненных работ, а также автоматизированных систем технического обслуживания и ремонтов распределительных электрических сетей (АСУ ТОиР), в рамках которых на основе объективных данных о техническом состоянии

оборудования сетей и его аварийности должен также осуществляться анализ ремонтопригодности оборудования ЛЭП, оценка степени риска его дальнейшей эксплуатации и целесообразности замены.

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

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

5.4. Совершенствование проектирования объектов МОЭСК

Совершенствование проектно-изыскательской деятельности должно проходить в направлениях:

- обеспечения в проектах рационального использования земель, охраны окружающей среды, а также безопасности сетевых объектов;
- повышения качества проектирования и сокращение сроков выполнения проектной документации на основе автоматизации проектных работ, использования системы менеджмента качества проектной продукции в соответствие требованиям международного стандарта ИСО 9001–2001;
- применения в проектах прогрессивных технических решений, электрооборудования, конструкций и материалов, новых технологий проведения строительных работ;
- организации экспертизы проектной продукции;
- создания системы автоматизированного проектирования сетевых объектов;
- максимального использования типовых проектных решений при выполнении проектных работ, а также подготовке тендеров на инженерные изыскания и разработку проектов на объекты РСК.

Проектирование должно осуществляться с использованием электрооборудования, технологий и материалов, которые прошли корпоративную систему аккредитации и аттестации новых технологий (материалов) ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Российские сети».

Система стандартов проектирования электрических сетей должна предусматривать разработку и применение:

- корпоративного стандарта проектирования;
- автоматизированного рабочего места проектировщика;
- баз данных для проектирования распределительных электрических сетей с использованием новой элементной базы;
- разработку макетов (эталонов) проектов линий электропередачи, подстанций, распределительных устройств и других сетевых объектов всех классов напряжения.

Корпоративный стандарт проектирования должен приниматься в целях:

- обеспечение качества проектирования сетевых объектов;
- повышение технического уровня объектов строительства за счет применения передовых технологий, современного оборудования и материалов, внедрения прогрессивных научных разработок в технологические циклы строительства и эксплуатации сетевых объектов;
- повышение уровня безопасности, надежности и экономической эффективности проектируемых объектов.

Корпоративный стандарт проектирования должен содержать требования:

- к проектным организациям, аккредитованным в качестве проектировщиков объекта;
- к проектной документации на соответствие требованиям нормативно-технических документов;
- перечню нормативной документации, регламентирующей процессы проектирования сетевых объектов.

Выполнение требований Корпоративного стандарта проектирования организациями, участвующими в проектировании объектов по заказам ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Российские сети», должно находиться под контролем ОАО «ФСК ЕЭС» с участием необходимых организаций.

Создание Корпоративного Положения проведения экспертизы проектов, разрабатываемых по заказам ОАО «МОЭСК», с целью поверки их на соответствие:

- требованиям национальных и корпоративных стандартов;
- требованиям к проектным организациям;
- показателей вновь сооружаемых и реконструируемых объектов показателям прогрессивности;
- требований сертификатов аттестованных технологий и оборудования;
- уровня конструктивной надежности сооружений;
- уровня электрической и экологической безопасности объектов при эксплуатации.

При проектировании необходимо руководствоваться актуализированной версией «Перечня оборудования, разрешенного к применению на объектах ОАО «МОЭСК».

5.5. Стратегическое планирование развития электрических сетей

Основополагающими документами реализации стратегии развития электроэнергетического комплекса ОАО «МОЭСК» на перспективу до 2020 г. являются:

- **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;
- **Схема развития электрических сетей ОАО «МОЭСК» напряжением 110 кВ и выше в г. Москве и Московской области на период до 2020 г.,** разрабатываемая ОАО «МОЭСК»;
- **Инвестиционная программа ОАО «МОЭСК».**

Основные принципы стратегического планирования развития электрических сетей:

- скоординированность схем и программ перспективного развития электроэнергетики и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;
- скоординированное развитие территориальной электрической сети Московского региона и ЕНЭС;
- своевременное выявление «узких мест» в развитии электрической сети, предотвращение возникновения локальных дефицитов мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;
- технико-экономическое сопоставление вариантов развития;
- скоординированное развитие генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры;
- информационный обмен перспективными планами развития между организациями коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектами электроэнергетики, инвесторами;
- публичность и открытость инвестиционных стратегий и решений.

Ограничения развития электрических сетей ОАО «МОЭСК»:

1. Технические, обусловленные повышенной загрузкой ЛЭП 220 кВ и трансформаторов питающих центров 220 и 500 кВ ОАО «ФСК ЕЭС»;
2. Финансово-экономические ограничения, связанные с существующим пределом роста тарифа на передачу электрической энергии и экономической эффективностью инвестиционных проектов;

3. Ограничения, связанные с вопросами оформлением земельных участков для строительства и реконструкции электросетевых объектов;
4. Ограничения, связанные с решениями органов власти.

5.6. Процессы технологического присоединения к сетям ОАО «МОЭСК»

Основными нормативными правовыми актами в данной сфере являются:

- Гражданский кодекс Российской Федерации (часть первая) от 30.11.1994 г. № 51-ФЗ;
- Гражданский кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 26.01.1996 г. № 14-ФЗ;
- Федеральный закон от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 г. № 861;
- Распоряжение Топливно-энергетического комитета МО от 18.01.2011 N 1-Р «Об утверждении решения правления Топливно-энергетического комитета Московской области от 18 января 2011 года»;
- Распоряжение Топливно-энергетического комитета МО от 21.02.2011 N 8-Р «Об утверждении решения правления Топливно-энергетического комитета Московской области от 21 февраля 2011 года.

Подключение объектов генерации и ответственных потребителей к электрическим сетям производится в соответствии с техническими условиями (ТУ) на технологическое присоединение.

При предварительном определении мероприятий по реконструкции и новому строительству электросетевых объектов связанных с технологическим присоединением объектов генерации и выдачей их мощности в электрическую сеть, а также ответственных потребителей и получением мощности из электрической сети, следует руководствоваться следующими документами:

• «Методические рекомендации по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормальных режимов функционирования энергосистемы, учитываемых при определении платы за технологическое присоединение таких генерирующих объектов к объектам электросетевого

хозяйства», утвержденные Приказом Минпромэнерго России от 30.04.2008 г. № 216;

• Стандарт организации: «Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций», утвержденный Правлением ОАО РАО «ЕЭС России» от 21.01.2008 г. № 1805пр.

Для определения полного комплекса мероприятий по реконструкции и новому строительству электросетевых объектов рекомендуется разработка специализированной организацией схемы выдачи мощности электростанции или схемы внешнего электроснабжения потребителей.

Технические условия в обязательном порядке должны содержать следующие требования, предусматривающие:

• мероприятия по усилению прилегающей сети для обеспечения схемы выдачи мощности или схемы внешнего электроснабжения согласно принципу N-1[1]*;

• комплекс противоаварийной и режимной автоматики, а также микропроцессорные устройства релейной защиты, исключающие перегрузку и повреждаемость генерирующего и сетевого оборудования в различных режимах его работы;

• оснащение вновь вводимого основного (первичного) электротехнического оборудования на объектах по производству электрической энергии и объектах электросетевого хозяйства, устройствами сбора и передачи телеинформации;

• учет электроэнергии на вновь вводимых и реконструируемых присоединениях;

• наличие устройств автоматической синхронизации генераторов с энергосистемой.

На основании выданных технических условий разрабатывается проектная документация на осуществление технологического присоединения к сетям ОАО «МОЭСК».

Раздел 6. Энергосберегающие технологии и повышение энергетической эффективности

Внедрение энергосберегающих технологий в ОАО «МОЭСК» осуществляется в соответствии с Политикой Общества в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности,

[1]* – **Согласно принципу N-1схема выдачи мощности в нормальных режимах работы энергосистемы должна обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности электростанции, как в полной схеме, так и при отключении одного элемента сети, на всех этапах сооружения электростанции без использования противоаварийной автоматики**.

утвержденной приказом ОАО «МОЭСК» от 28.06.2013 № 638 «О введении в действие системы энергетического менеджмента».

При проектировании, строительстве новых и реконструкции существующих электросетевых и инфраструктурных объектов должны применяться строительные материалы, оборудование, изделия и технологии, направленные на энергосбережение и повышение энергетической эффективности, а также не приводящие к существенному росту стоимости строительства.

Внедрение энергосберегающих технологий направлено на обеспечение максимального уровня энергосбережения и энергетической эффективности деятельности путем решения следующих основных задач:

– снижение потерь электроэнергии при ее передаче по распределительным сетям;

– повышение эффективности расходования энергетических ресурсов на хозяйственную деятельность.

При выборе энергосберегающих технологий необходимо руководствоваться комплексными подходами, учитывающими вариантность предлагаемых технических решений в совокупности с их технико-экономическими характеристиками.

Энергосберегающие технологии должны обеспечивать оптимальную загрузку основного электросетевого оборудования и использование оборудования с низким уровнем технологических потерь электроэнергии.

Требования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности при проектировании установлены Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Возможность внедрения энергосберегающих технологий рассматривается подразделениями Общества при подготовке проектно-сметной документации на строительство новых, реконструкцию и техническое перевооружение действующих электросетевых объектов.

Показатели (индикаторы) энергетической эффективности, проектов нового строительства, реконструкции и модернизации зданий, строений, сооружений, оборудования подстанций, линий электропередачи Общества отражаются в технических требованиях проекта и учитываются при реализации закупочных процедур по соответствующему проекту.

При осуществлении закупок продукции и услуг предпочтение отдается энергетически эффективной продукции и услугам, оказывающим прямое или опосредованное влияние на улучшение энергетических результатов ОАО «МОЭСК».

Применение оборудования и технологий должны исключать несанкционированное потребление электрической энергии. Для соединения ответвлений от ВЛ 0,4 кВ с внутренней проводкой, в качестве

ответвительных зажимов, необходимо предусматривать комплекты одноразовых, прокалывающих, ответвительных, герметичных зажимов со срывной головкой (типа ЗПО или аналогичные).

В качестве энергосберегающих элементов и методов на электросетевых объектах рекомендуется применять:

- силовые трансформаторы с уменьшенными потерями электроэнергии;
- двухтарифные (или многотарифные) электронные счетчики электроэнергии;
- люминесцентные лампы с электронным пускорегулирующим блоком и датчиками освещенности;
- прожектора, светодиодные светильники внутренней и наружной установки с датчиками освещенности и регулируемым световым потоком;
- инфракрасные обогреватели с терморегуляторами;
- оборудование собственных нужд с низким энергопотреблением.

В качестве перспективных энергосберегающих технологий, применение которых позволит дополнительно повысить эффективность использования на подстанциях тепловой и электрической энергии, должны рассматриваться:

- технологии утилизации тепла, выделяемого силовыми трансформаторами;
- тепловые насосы, грунтовые аккумуляторы тепловой энергии, совмещенные комбинированные системы кондиционирования и системы отопления подстанций, солнечные гелиоколлекторы;
- тепловые накопители;
- системы управления энергопотреблением зданий, основанных на принципах «Smarthouse».

С целью реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, требуется:

- разработка методики нормирования потерь электрической энергии;
- развитие системы управления энергосбережением и повышением энергетической эффективности ОАО «МОЭСК», введенной в действие приказом от 28.06.2013 № 638 «О введении в действие системы энергетического менеджмента».

Раздел 7. Основные направления развития автоматизированных систем технологического управления

7.1. Совершенствование организации оперативно-технологического управления сетями

Под оперативно-технологическим управлением (далее - ОТУ) электрическими сетями МОЭСК понимается совокупность мер по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого комплекса (ЭСК) компании, включающая выполнение подразделениями компании операционных и неоперационных функций в целях обеспечения:

- надежности электроснабжения и качества электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов, технических регламентов и условий договоров оказания услуг по передаче;
- надлежащего качества и безопасности эксплуатации объектов электросетевого хозяйства;
- эффективной, с наименьшими техническими потерями передачи электроэнергии по сетям.

Одной из основных задач МОЭСК в части организации производственной деятельности является поддержание, развитие и совершенствование системы ОТУ, которая должна обеспечивать необходимый уровень наблюдаемости и управляемости ЭСК МОЭСК с целью эффективного управления, как процессами функционирования электрических сетей, так и процессами их эксплуатационного обслуживания и развития, и должна иметь структуру, адекватную основным задачам компании в области ОТУ.

7.1.1. Основные задачи системы оперативно-технологического управления процессами функционирования сетей

1). Обеспечение участия оперативно-технологических подразделений компании в выполнении функций ведения режима электрической сети, в т.ч.:

– круглосуточный оперативный контроль электроэнергетического режима и технологического состояния электрической сети;

– управление и ведение оборудованием объектов ЭСК в соответствии с распределением их по способу управления (технологическое управление / ведение, диспетчерское управление / ведение);

– руководство оперативными переключениями по изменению эксплуатационного состояния объектов ЭСК, в т.ч. выполнение переключений на подведомственных подстанциях без постоянного дежурства оперативного персонала, с помощью средств телеуправления (при наличии систем видеонаблюдения);

– предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима в электрических сетях МОЭСК, в т.ч. оперативное информирование руководства и структурных подразделений компании о технологических нарушениях в работе сети и ремонтных работах, проводимых на подведомственных объектах;

– проведение контрольных измерений потокораспределения мощности и определение текущей пропускной способности электрических сетей в зоне оперативной ответственности МОЭСК;

– принятие решения и выдача команд (разрешений) подчиненному оперативному персоналу по приведению состояния устройств РЗА и ПА в соответствие с режимом работы электрических сетей.

2). Задачи системы ОТУ в части обеспечения противоаварийных мероприятий:

– определение места повреждения на ЛЭП и оценка характера повреждения оборудования;

– организация аварийно-восстановительных работ;

– создание надежной послеаварийной схемы соответствующего участка сети;

– руководство подчиненным оперативным персоналом ПС и ОВБ при производстве переключений и ликвидации аварий в сети;

– ликвидация недопустимого снижения / повышения напряжения посредством управления реакторами, батареями статических конденсаторов, шунтирующими реакторами, изменением коэффициентов трансформации трансформаторов с РПН, перетоками по ЛЭП и их выводом в резерв, при необходимости - отключением потребителей;

– участие совместно с дежурным диспетчером Московского РДУ в ликвидации недопустимого снижения / повышения частоты.

7.1.2. Основные задачи системы оперативно-технологического управления процессами эксплуатационного обслуживания, ремонтов и развития сетей

Помимо перечисленных выше задач по оперативно-технологическому управлению функционированием сетей, в соответствующих подразделениях компании должны решаться задачи оперативно-технологического управления процессами эксплуатации, ремонтов оборудования и развития электрических сетей, в том числе:

– подготовка схемы сети к организации аварийно-восстановительных работ;

– составление и согласование с Московским РДУ нормальных оперативных схем электрических соединений ПС, ведение схемной документации; внесение изменений в расчетные параметры в связи с вводом нового оборудования;

– разработка и согласование с Московским РДУ графиков отключения оборудования и ЛЭП для ремонтных работ на энергообъектах и графиков аварийных ограничений режима потребления;

– подготовка режимов оборудования для ремонтов; проработка, оформление оперативных заявок на ремонт ВЛ, оборудования ПС, устройств РЗА, ПА и СДТУ;

– оперативный контроль проводимых ремонтных и аварийно-восстановительных работ на объектах;

– контроль загрузки работающего оборудования;

– поддержание параметров работы электросетевого оборудования (токовая нагрузка, уровни напряжения, температура масла трансформаторов, соответствие настройки дугогасящих реакторов емкостному току сети 6-35 кВ и т.п.) в допустимых пределах в соответствии с заданным режимом и инструкциями по эксплуатации соответствующего оборудования;

– составление, согласование с Московским РДУ, своевременный пересмотр типовых программ (бланков) на вывод в ремонт и ввод в работу ВЛ и оборудования ПС, а также разовых программ включения вновь смонтированного или реконструированного оборудования, программ испытаний;

– планирование и расчет режимов работы электросети 35-110-220 кВ; согласование технических условий и проектов в части расчета режимов и токов короткого замыкания;

7.1.3. Основные задачи системы оперативно-технологического управления в части информационно-аналитической деятельности:

– анализ данных круглосуточного мониторинга состояния электрической сети, включая контроль состояния основного сетевого оборудования, сбор информации и анализ оперативной обстановки на объектах; ведение электронного журнала состояния сети;

– анализ соответствия запланированного электроэнергетического режима и оперативного управления сетями требованиям к надежности и экономичности передачи электроэнергии;

– выявление рисков, связанных с заданным режимом сети;

– разработка мер по устранению «узких мест», выявленных на основании расчетов и контроля фактического электрического режима;

– разработка предложений для долгосрочных, среднесрочных и текущих программ нового строительства, техперевооружения и реконструкции объектов электросетевого хозяйства;

– текущий и ретроспективный анализ режимов работы сети, работы устройств регулирования реактивной мощности и возможностей средств регулирования напряжения на объектах; разработка рекомендаций по

оптимизации электрического режима сети по напряжению и реактивной мощности;

– анализ пропускной способности электрических сетей, поиск и выявление «узких сечений», анализ возможностей повышения пропускной способности сетей;

– анализ эффективности функционирования устройств противоаварийной автоматики (ПА) и РЗА;

– анализ данных контроля показателей качества электроэнергии, разработка мероприятий по обеспечению требуемого качества электроэнергии.

7.1.4. Совершенствование иерархической структуры оперативно-технологического управления сетями МОЭСК

ОТУ сетями МОЭСК осуществляется под эгидой Филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ, являющегося органом оперативно-диспетчерского управления энергосистемой Московского региона.

ОТУ строится по иерархическому принципу. Существующая структура соответствующей иерархии ОТУ МОЭСК показана на рис. 7.1. Верхним уровнем ОТУ является функционирующий при исполнительном аппарате МОЭСК Центр управления сетями (ЦУС), выполняющий неоперационные функции. Роль среднего уровня ОТУ играют оперативно-технологические подразделения в электросетевых филиалах МОЭСК: оперативно-диспетчерские службы (ОДС) филиалов, операционных зон, ЦДП Московских кабельных сетей (МКС), выполняющие операционные функции, а также ДП Высоковольтных кабельных сетей (ВКС), выполняющий неоперационные функции. Нижний уровень ОТУ - оперативно-диспетчерские группы (ОДГ) в РЭС филиалов и ДП районов Московских кабельных сетей (ОДГ РЭС, ДП районов МКС), выполняющие операционные функции.

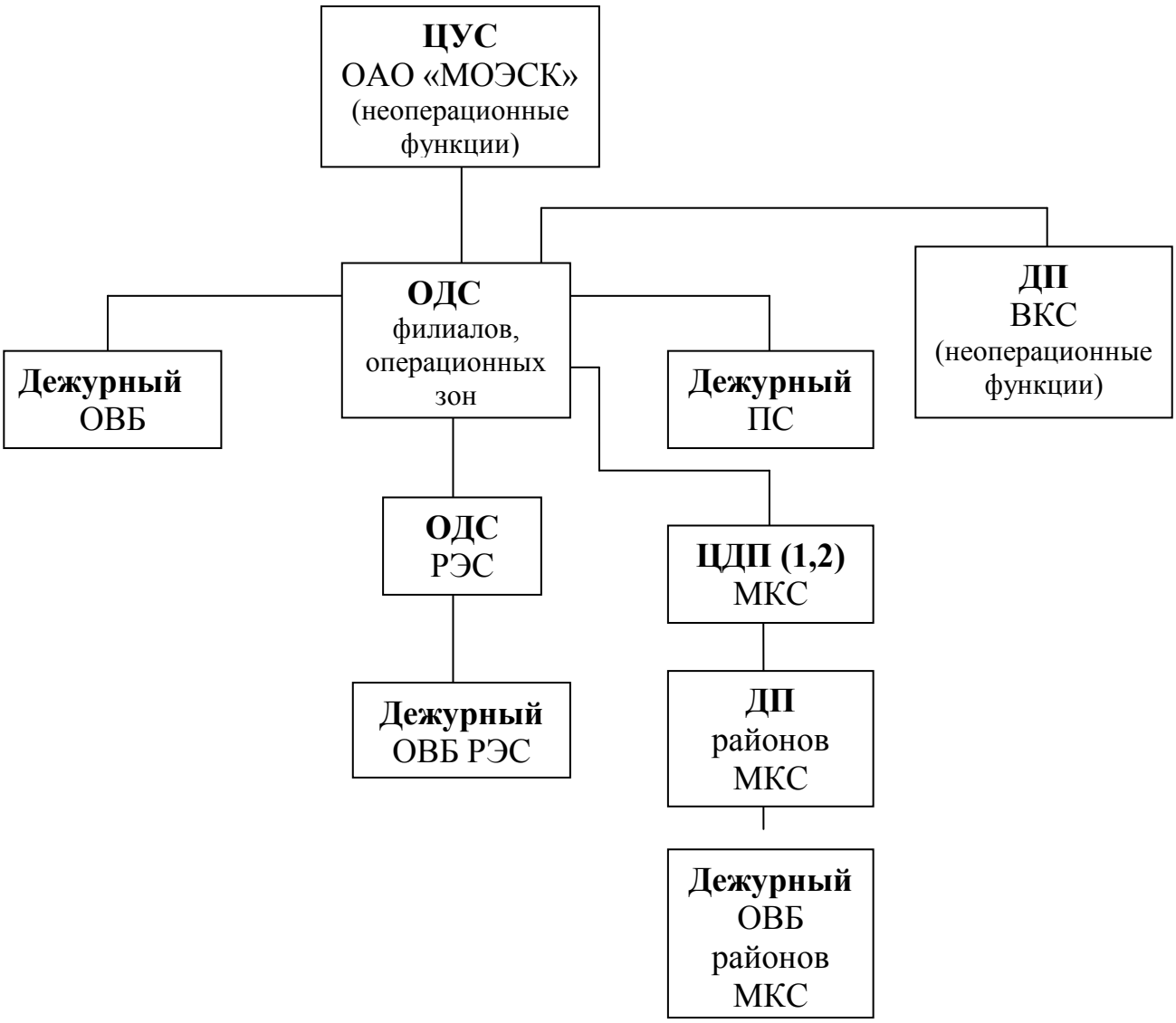


Рис. 7.1. Существующая иерархия ОТУ МОЭСК

Целевой моделью оперативно-технологического управления компании определён поэтапный переход к показанной на рис. 7.2 иерархической структуре ОТУ, характеризуемой следующими изменениями.

1). Расширение неоперационных функций ЦУС МОЭСК.

ЦУС МОЭСК осуществляет методологическое руководство, контрольные функции, эффективное взаимодействие с региональными ЦУС филиалов при осуществлении оперативно – технологического управления ЛЭП, оборудованием и устройствами подстанций, в том числе взаимодействие с Московским РДУ при осуществлении оперативно – диспетчерского управления в отношении ЛЭП, оборудования и устройств подстанций, относящихся к объектам диспетчеризации Московского РДУ.

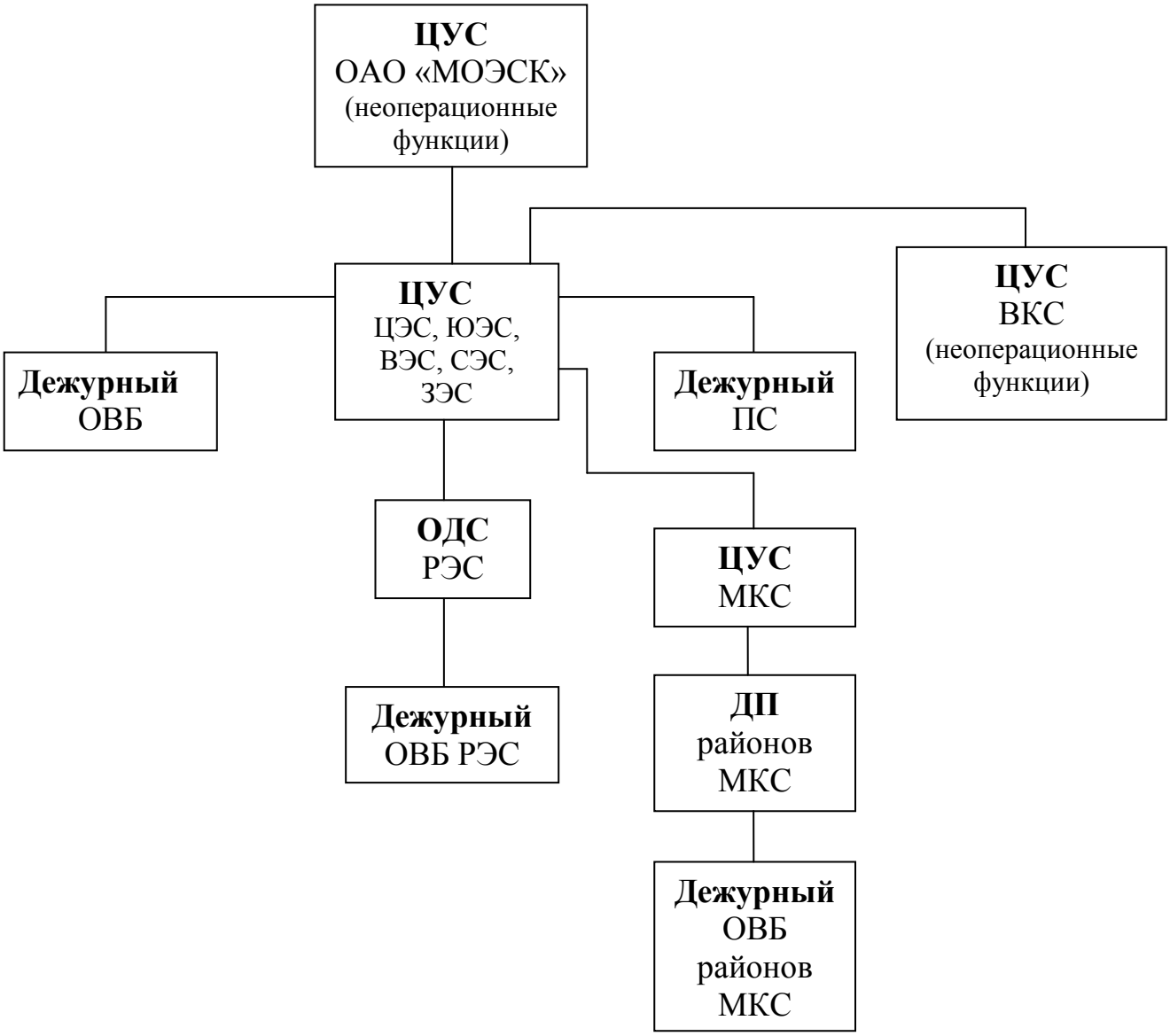


Рис. 7.2. Иерархия ОТУ МОЭСК в соответствии с целевой моделью ОТУ

2). Организация оперативно-технологического управления (ведения) ЛЭП, оборудованием ПС, устройств РЗА, СДТУ, АСДУ, находящихся в границах эксплуатационного обслуживания областных филиалов МОЭСК, ЦЭС и МКС, в том числе в отношении объектов эксплуатационной ответственности ВКС.

3). Создание ЦУС в каждом областном филиале МОЭСК, ЦЭС и ВКС с выполнением операционных функций с ликвидацией существующих операционных зон.

ЦУС филиалов должны осуществлять операционные функции по технологическому управлению (ведению) объектами и ЛЭП 35-220 кВ на соответствующих территориях Московской области.

ЦУС Центральных электрических сетей должны осуществлять операционные функции по технологическому управлению (ведению) объектами и ЛЭП 35-220 кВ на территории г. Москвы.

ЦУС МКС осуществляет операционные функции по технологическому управлению (ведению) распределительным электросетевым комплексом 0,4-20 кВ г. Москвы.

4). Создание ЦУС в Высоковольтных кабельных сетях с выполнением неоперационных функций.

5). Осуществление функций оперативно-технологического управления (ведения) в отношении объектов электросетевого хозяйства 0,4-20 кВ эксплуатационной зоны филиала МКС. Круглосуточное оперативное руководство ОТУ МКС осуществляется дежурной сменой диспетчеров ЦДП. Диспетчеры ЦДП во время своего дежурства являются оперативными руководителями всей электрической сети МКС; старший в смене диспетчер дополнительно является оперативным руководителем диспетчеров ЦДП, РДП при предотвращении и ликвидации технологических нарушений в сети. В оперативном отношении они непосредственно подчинены диспетчерам Московского РДУ, а также ЦУС ОАО МОЭСК. При этом:

- в оперативном управлении диспетчера ОТУ МКС находится оборудование, КЛ МКС, устройства РЗА, средства диспетчерского управления, операции с которыми требуют координации, согласованных действий оперативного персонала и согласованных изменений на нескольких объектах разного оперативного подчинения;
- в оперативном ведении диспетчера ЦДП находится оборудование, ВЛ и КЛ 35 кВ и выше, оперативно-информационные комплексы, состояние и режим работы которых влияют на режим и надежность работы электрической сети МКС, качество электроэнергии поставляемой потребителям;
- в оперативном управлении диспетчера РДП МКС находятся все КЛ и ВЛ 0,4 кВ, РКЛ 6 – 35 кВ, оборудование и РЗиА 0,4—35 кВ в ТП, устройства РЗ на МВ направлений в РП, устройства ТМ, средства оперативной и диспетчерской связи в РДП;
- в оперативном ведении диспетчера РДП находится оборудование, состояние и режим которого влияют на режим и надежность работы распределительной сети района и электроснабжения потребителей.

6). Осуществление ОДГ РЭС оперативно-технологического управления (ведения) в отношении всех объектов электросетевого хозяйства 0,4-20 кВ эксплуатационной зоны филиала и объектов эксплуатационной зоны МКС, расположенных в эксплуатационной зоне данного района сетей.

Преобразование ЦДП МКС в ЦУС МКС и объединение функций ОДГ РЭС филиалов необходимо осуществлять с учётом местных условий, на основе технико-экономического обоснования повышения эффективности оперативно-технологического управления и надежности электроснабжения потребителей.

7). Осуществление районами филиала МКС функций ОТУ (ведения) в отношении объектов электросетевого хозяйства 0,4-20 кВ, расположенных в эксплуатационной зоне данного района филиала.

7.1.5. Оперативное обслуживание ПС 35-220 кВ

Оперативное обслуживание ПС 35-220 кВ осуществляется круглосуточно постоянным дежурным (оперативным) персоналом ПС и (или) оперативно-выездными бригадами (ОВБ).

Узловые ПС с автотрансформаторами, имеющими класс напряжения 220/110/20 (6-10) кВ, обслуживаются постоянным дежурным персоналом.

Узловые ПС, имеющие класс напряжения 110/35/20 (6-10) кВ, обслуживаются круглосуточным или дневным (8-20ч) дежурным персоналом.

ПС с дневным персоналом в ночное время обслуживаются ОВБ, а при наличии АСУТП и систем видеонаблюдения в ночное время могут управляться из диспетчерских центров.

В зону обслуживания ОВБ (состоящей из 2-х человек, один из которых является вторым лицом при переключениях) должно, как правило, входить 5-7 ПС, удаленностью от базовой ПС не более 10 км для г. Москвы и 25 км для Московской области.

Основными задачами повышения надежности оперативного обслуживания ПС 35-220 кВ являются:

- увеличение количества ПС, обслуживаемых постоянным круглосуточным оперативным (дежурным) персоналом;
- оптимизация размещения баз ОВБ;
- увеличение количества бригад ОВБ;
- повышение качества подготовки оперативного персонала;
- создание на подстанциях АСУТП;
- обеспечение возможности телеуправления подстанциями из ЦУС.

Следует отметить, что увеличение количества ПС, обслуживаемых постоянным круглосуточным оперативным (дежурным) персоналом, должно рассматриваться как временная мера; в долгосрочной перспективе должно обеспечиваться надёжное телеуправление подстанциями из ЦУС, что позволит снова перевести ПС в «необслуживаемый» режим эксплуатации.

7.2. Создание / развитие АСУТП подстанций МОЭСК

7.2.1. АСУТП ПС 220 кВ, транзитных ПС 110 кВ, ПС с дежурным персоналом

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП) ПС 220 кВ, транзитных ПС 110 кВ, ПС с дежурным персоналом – это единая интегрированная система автоматизации, предназначенная для реализации функций оперативно-диспетчерского и технологического управления подстанцией.

АСУТП подстанции должна являться объектом двойного назначения, с одной стороны – информационным ресурсом для внешних систем автоматизации различного назначения, с другой – АСУТП должна иметь самостоятельное значение для конкретной подстанции в плане повышения эффективности её функционирования за счёт таких факторов, как:

- повышение наблюдаемости сети: отображение состояния присоединений сети в режиме реального времени, обеспечение поддержки принятия решений оперативным персоналом;
- повышение общей надежности функционирования сети за счет мониторинга текущего состояния работы оборудования и режимов его работы;
- предотвращение возникновения технологических нарушений, в том числе вызванного ошибками персонала, и снижение ущербов;
- 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.

Необходимость создания АСУТП ПС в реализуемых проектах строительства и реконструкции основного оборудования подстанций должна закладываться в обязательном порядке.

АСУТП ПС должна обеспечивать выполнение следующих основных функций.

Технологические функции:

- 1) измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования;
- 2) контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы;
- 3) представление текущей и архивной информации оперативному персоналу (контроль и визуализация состояния оборудования ПС, регистрация предупредительных и аварийных сигналов, фильтрация, обработка данных);

- 4) автоматизированное управление оборудованием ПС, в том числе коммутационной аппаратурой ПС (выключателями, разъединителями, заземляющими ножами), приводом РПН трансформаторов);
- 5) выполнение функций автоматического управления, аналогичного управлению по типовым бланкам переключений, для обеспечения возможности последующего перехода к телеуправлению оборудованием ПС из ЦУС или ДЦ;
- 6) программная блокировка управления коммутационной аппаратурой (оперативная логическая блокировка КА) или программный контроль состояния блокировки КА (в случае использования КРУЭ);
- 7) организация подсистем регистрации аварийных событий и процессов (РАС) и определения места повреждения на ВЛ (ОМП) с визуализацией данных на АРМ персонала, а также архивированием аварийной информации и обеспечением возможности её анализа (функции регистрации реализуются в общем случае МП устройствами РЗА, ПА, РАС, ОМП и др., интегрируемыми в АСУТП);
- 8) контроль уровней напряжения на главных шинах подстанции; учет случаев превышения длительно допустимых уровней напряжения (мониторинг временных повышений напряжения на электрооборудовании);
- 9) мониторинг работы и состояния первичного оборудования ПС;
- 10) информационное взаимодействие (интеграция) с имеющимися на ПС автономными цифровыми системами (РЗА, ПА, РАС, АИИС КУЭ, ККЭ и др.) с предпочтительным обменом по стандартным протоколам МЭК, контроль и дистанционное управление состоянием локальных систем автоматического управления (при их наличии);
- 11) обмен оперативной информацией с ЦУС, РДУ;
- 12) обмен неоперативной технологической информацией с ЦУС;
- 13) обеспечение возможности «ручного» ввода сигналов положений коммутационных аппаратов.

<u>Общесистемные функции</u>:

- 1) организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций, обработка и передача информации на смежные и вышестоящие уровни;
- 2) тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов ПТК;
- 3) синхронизация компонентов ПТК и интегрируемых в АСУТП автономных цифровых систем по сигналам системы единого времени;
- 4) архивирование информации;
- 5) информационная безопасность и разграничение прав доступа к системе;
- 6) документирование, формирование и печать отчетов, рапортов и протоколов, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала.

Общие требования к АСУТП ПС:

- 1) открытая, масштабируемая и расширяемая архитектура с приоритетом решений на основе стандартов МЭК (в том числе МЭК 61850); недопустимость использования фирменных сетевых технологий;
- 2) обеспечение информационного обмена с ЦУС МОЭСК и ДЦ ОАО «СО ЕЭС» по протоколам МЭК 60870-5-101/104;
- 3) типизация принципов построения системы отображения на АРМ;
- 4) унификация вывода аварийной и предупредительной сигнализации (фильтрация сигналов, разбиение на классы, необходимое для эргономичного восприятия оператором);
- 5) развитие аналитических и экспертных функций в АСУТП, позволяющих выделить в первичной информации сущность произошедшего события и оказать поддержку персоналу в нештатных ситуациях;
- 6) предоставление необходимой и достаточной информации для различных категорий персонала (оперативного и неоперативного) на отдельных рабочих местах;
- 7) реализация функций контроля и управления отдельной единицей оборудования с минимальной зависимостью от состояния (в т.ч. отказов) других компонентов системы;
- 8) обеспечение единства и требуемой точности измерений параметров;
- 9) организация резервного гарантированного электропитания АСУТП ПС;
- 10) использование методов минимизации кабельных проводок;
- 11) обеспечение необходимого уровня надёжности ПТК АСУТП на основе резервирования (в том числе «горячего») наиболее ответственных компонентов системы. Отказ любого элемента системы не должен приводить к потере всех функций, а только той функции, для которой этот элемент необходим.

7.2.2. Системы телемеханики на тупиковых, отпаечных или без дежурного персонала ПС 110 кВ, ПС 35кВ, ПС 6-20 кВ и высоковольтных кабельных линиях

На отпаечных, тупиковых или без дежурного персонала ПС 110 кВ, на ПС 35 кВ применяются системы телемеханики с функциями контроля и управления в интересах ЦУСов «ОАО» МОЭСК и ДП филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ. Такие системы телемеханики должны реализовывать (удовлетворять):

- п. 1,2,3,4,10,11,13 технологических функций;
- п. 1,2.3,4,5 общесистемных функций;
- п.1,2,3,4,6,7,8,9,10,11 общих требований к АСУ ТП.

На подстанциях 6-20 кВ также должны реализовываться упрощенные системы телемеханики с функциями контроля и управления в интересах ДП РЭС.

На кабельных линиях должны создаваться упрощенные системы телемеханики с функциями контроля и мониторинга в интересах ДП ВКС.

7.2.3. Создание «цифровых» подстанций

Одним из перспективных направлений развития современных систем контроля, защиты и управления на подстанциях ОАО «МОЭСК» является создание «цифровых» ПС (ЦПС). В соответствии с разработанной в ОАО «ФСК ЕЭС» «Концепцией программно-аппаратного комплекса «Цифровая подстанция» ЕНЭС», основные положения которой применимы и для подстанций МОЭСК, под ЦПС понимается подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами (АСУТП / ССПИ, АИИС КУЭ, РЗА, ПА, РАС, ОМП и др.), в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС, с внешними системами, а также управления работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе протоколов МЭК. 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. Также предпочтительным является взаимная интеграция всех или части вышеперечисленных систем.

В соответствии с указанной Концепцией создание ЦПС должно осуществляться по двум основным направлениям:

1) функционально-структурное развитие информационно-технологических и управляющих систем ПС, прежде всего интегрированных в АСУТП, – повышение уровня автоматизации технологических процессов ПС;

2) развитие информационных технологий, используемых во вторичных системах ПС, в качестве основных путей которого рассматривается обеспечение единства точек измерения для всех систем ПС посредством «оцифровки» аналоговой и дискретной информации в точках измерения и передачи полученных данных во вторичные системы ПС через цифровую коммуникационную среду ПС, а также рациональная организация информационных потоков на базе протоколов МЭК.

7.3. Модернизация и развитие систем сбора и передачи информации

7.3.1. Основные направления

Объектные АСУ ТП и системы ТМ должны создаваться:

- по проектам расширения и модернизации существующих средств и систем телемеханики для сбора и передачи объёмов информации, необходимых для решения задач ОАО «МОЭСК» и филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ,
- при комплексном техперевооружении и реконструкции ПС (КЛ) или новом строительстве – в качестве функциональных подсистем АСУТП (см. п. 7.2);
- при частичной реконструкции ПС (КЛ) – в случае невозможности расширения существующей телемеханики для ввода и передачи требуемых объёмов дополнительных данных;
- в рамках реализации проектов создания (развития) технологических подсистем АСТУ МОЭСК (см. п. 7.6).

7.3.2. Требования к системам телемеханики и АСУ ТП

Оборудование, технологии, материалы и системы, прошедшие установленным порядком аттестацию в уполномоченных органах Российской Федерации и разрешенные для применения в ОАО «ФСК ЕЭС» или ОАО «Российские сети» на электросетевых объектах, являются предпочтительными для создания систем телемеханизации и АСУ ТП.

Требования раздела 7.3.2.1 в полной мере распространяются на системы АСУ ТП ПС 220 кВ, транзитных и с дежурным персоналом ПС 110 кВ. На отпаечные, тупиковые или без дежурного персонала ПС 110 кВ и на ПС 35 кВ данные требования распространяются с учетом функционала и требований к система ТМ, изложенных в п. 7.2.2. В иных случаях решение об использовании тех или иных требований принимается индивидуально с учетом значимости ПС.

Для реализации функции телеизмерений в качестве источников информации допускается использование счетчиков АСКУЭ и щитовых приборов.

7.3.2.1. Требования к системам телемеханики и АСУТП ПС 35-220кВ

Проектирование и реализация систем телемеханики и АСУТП ПС 35-220 кВ должны вестись согласно приведённым ниже методическим указаниям (при этом оборудование АСУ ТП и ТМ должно позволять выполнить соответствующие указания):

- проектирование АСУ ТП ПС должно вестись в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.028-2009, РД 34.35.120-90;
- функциональные возможности АСУ ТП должны соответствовать СО 153-34.20.187-2003, СТО 56947007-29.240.10.028-2009, положению о технической политике ОАО «МОЭСК»;
- АСУ ТП ПС должна строиться на базе SCADA–системы. Схема функционирования программно-аппаратных средств верхнего уровня АСУ ТП ПС выполняется на базе серверов / промышленных контроллеров с обеспечением горячего резервирования;
- локальная вычислительная сеть (ЛВС) АСУ ТП ПС должна быть резервируемой. Должна обеспечиваться автоматическая реконфигурация коммутаторов ЛВС АСУ ТП ПС при изменении топологии сети и сходимость до 250 мс;
- интеграция оборудования и систем автоматизации в АСУ ТП ПС должна осуществляться по протоколам обмена, рекомендованным МЭК (ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/103/104, МЭК 61850). Тип протоколов, интерфейс передачи данных, параметры настроек протоколов, перечни сигналов должны согласовываться на этапе проектирования с Заказчиком;
- должно предусматриваться резервное управление первичным оборудованием при отказах АСУ ТП ПС, включая телеуправление;
- прокладка цифровых кабельных связей должна выполняться в отдельных кабельных лотках, с протяжкой в негорючей ПВХ- гофрированной трубе.

Технические средства АСУ ТП ПС должны соответствовать:

- по климатическим условиям эксплуатации – ГОСТ Р МЭК 60870-2-2-2001;
- по защите от внешних воздействий (электромагнитных, радиопомех, окружающей среды) - СО 34.35.311-2004, МЭК 61000, ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005;
- по надежности - ГОСТ IEC 60870-4-2011 (классу R3 по безотказности, классу А по готовности, классу М4 по ремонтопригодности, классу RT4 по времени ремонта). Максимальное время простоя системы при внесении изменений и проверках работоспособности – не более 2,5 часов. Класс достоверности данных должен быть 12 (вероятность появления необнаруженных ошибок должна быть менее 10-10). Недопустимы полные отказы системы, отказ одного элемента в любом месте системы не должен вызывать критический отказ (т. е. отказ, который может причинить вред людям или существенный материальный ущерб);
- по метрологическим характеристикам - точность синхронизации должна обеспечивать класс TR3 (разрешающая способность должна быть менее 10 мс). Класс точности должен соответствовать А4 (общая погрешность измерения, как правило, должна быть не более 0,5%).

Используемые технические и программные средства должны обеспечивать возможность расширения системы.

При проектировании должен быть предусмотрен ЗИП, необходимый для эксплуатации АСУ ТП ПС в соответствии с требованиями показателей надежности, а также контрольно-измерительное оборудование для обслуживания оборудования АСУ ТП. Предусматривается установка шкафа для хранения документации и ЗИП АСУ ТП. Состав ЗИП должен быть по объему не менее 10% каждого из типов применяемого оборудования и материалов (для особо ответственного оборудования - не менее 100%).

Перечень и содержание экранных форм операторского интерфейса, состав отчетных документов на этапе проектирования должны согласовываться с Заказчиком.

Проектная документация на АСУ ТП ПС должна быть исполнена в соответствии с ГОСТ 21.408-93, ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.201-89, ГОСТ 34.602-89 и РД 50-34.698-90, ГОСТ 2.601 «Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы» и ГОСТ Р 21.1101 – 2009 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации» (раздел 7).

Проект по АСУ ТП ПС должен выполняться в виде отдельного тома. Экземпляр тома проекта в бумажном и электронном виде предоставляется на согласование в службы АСТУ и ТМ ЭС и Управление ТМ ОАО «МОЭСК».

Проектная и рабочая документация на этапах согласования предоставляется в электронном виде в управление ТМ ОАО «МОЭСК» на компакт-диске.

Требования по составу оборудования

В составе АСУ ТП должна быть предусмотрена функциональная подсистема телемеханики, которая должна обеспечивать совместную работу с ПТК «PowerOn» ОАО «МОЭСК», ЦППС N-ой операционной зоны ЭС и ДП Московского РДУ.

Сигналы телеизмерения и телесигнализации, получаемые в контроллерах присоединений, должны собираться на специально выделенные взаиморезервирующие контроллеры (серверы) – концентраторы информации, через которые осуществляется передача телеинформации в центры управления. Через эти же контроллеры передаются и сигналы телеуправления, поступающие затем на управляющие контроллеры соответствующих присоединений ПС.

В состав оборудования должен входить сервер времени для обеспечения единого астрономического времени АСУ ТП ПС и интегрируемых подсистем с поддержкой сигналов GPS/ГЛОНАСС. Точность синхронизации должна обеспечивать разрешающую способность задания метки времени, соответствующую классу TR4 по ГОСТ IEC 60870-4-2011.

В составе АСУ ТП ПС должно быть предусмотрено оборудование доступа к сети сбора и передачи технологической информации (ССПТИ) – сети передачи данных закрытого типа с пакетной коммутацией на базе протокола межсетевого обмена IP версии 4, - в составе резервируемого маршрутизатора и резервируемого коммутатора уровня распределения.

В составе АСУ ТП на ПС организуются автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала. Количество, функциональность, конфигурация АРМ и состав их периферийного оборудования согласуются в процессе проектирования.

При проектировании разрабатывается комплекс мероприятий по обеспечению информационной безопасности АСУ ТП ПС. В целях безопасности реализуется KVM-удаленный доступ оперативного персонала к устанавливаемым АРМ. АРМ должны устанавливаться в отдельном помещении с контролируемым ограниченным физическим доступом. На все АРМ должно быть установлено антивирусное программное обеспечение.

Электропитание оборудования АСУ ТП ПС должно осуществляться через собственную систему бесперебойного питания, обеспечивающую автономную работу подключаемого оборудования в течение не менее 4-х часов. Предусматривается подключение системы бесперебойного питания АСУ ТП ПС к секциям ЩСН и к подстанционной системе постоянного тока.

Должно быть обеспечено проведение заводских испытаний ПТК АСУ ТП с целью проверки общей работоспособности, правильности функционирования аппаратной части, готовности комплекса базового и прикладного программного обеспечения. На программной модели воспроизводится работа подсистем сбора информации, дистанционного управления, технологических защит, блокировок, микропрограмм. Проверяются сервисные функции программно-технического комплекса, парирование различных аппаратных неисправностей ПТК. Оформленные Протокол и Акт об успешном проведении заводских испытаний и готовности ПТК к отгрузке на площадку электроподстанции предоставляются совместно с поставляемым оборудованием ПТК АСУ ТП.

В процессе проектирования разрабатывается и согласуется программа комплексных испытаний АСУ ТП, которые проводятся на объекте по окончании пусконаладочных работ.

Состав передаваемой информации и организация передачи

Должен быть организован удалённый доступ к АСУ ТП ПС с АРМ служб РЗА и АСТУ ЭС ОАО «МОЭСК». При этом должен выполняться комплекс мероприятий по обеспечению информационной безопасности удаленного доступа. Схема подключения, параметры настроек удаленного доступа, функциональные возможности удаленного АРМ должны согласовываться на этапе проектирования с АСТУ ЭС ОАО «МОЭСК».

В АСУ ТП должна быть предусмотрена возможность ручного ввода данных, передаваемых в составе телеинформации.

В АСУ ТП должен собираться и передаваться следующий объем оперативной информации (при этом должна быть обеспечена возможность передачи данных не менее чем в трех направлениях).

Телесигнализация:

- положения всех коммутационных аппаратов и РПН (при наличии технической возможности);
- перегрев силовых трансформаторов;
- сигналы срабатывания устройств РЗА;
- дополнительные сигналы - определяются в процессе проектирования.

Телеуправление: всеми коммутационными аппаратами (при наличии технической возможности) и РПН.

Телеизмерения:

- активной, реактивной мощности и токов в ЛЭП 220 и 110 кВ, высоковольтных выключателях, в том числе вводных, секционных и шиносоединительных 10-35 кВ, во всех обмотках силовых трансформаторов;
- напряжения на всех шинах и секциях шин;
- частота на секциях и шинах высшего напряжения;
- напряжение на АБ и секциях ЩПТ;
- температура наружного воздуха.

Требования к обмену информацией

В тракте телеизмерений должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5. В измерительных трансформаторах должны быть предусмотрены керны для организации телеизмерений. Для всех этих кернов должен выполняться расчет по нагрузке. При превышении нагрузки выше допустимой необходимо рассмотреть возможные варианты её нормализации (в т.ч. замену измерительных трансформаторов).

Телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени.

Для телеизмерений, передаваемых непрерывно, цикл передачи не должен превышать 2 секунд. Для телеизмерений, передаваемых по отклонению измеряемых величин, время передачи также не должно превышать 2 секунд.

Время передачи телесигнализации не должно превышать 2 секунд.

Вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики – по ГОСТ 26.205-88.

Протокол передачи телеинформации должен соответствовать протоколу МЭК 60870-5-104. При этом должна быть обеспечена

совместимость применяемых сервисов обмена данными с ЦППС «Smart-FEP» ОАО «СО ЕЭС» и FEP-процессором «PowerOn» ОАО «МОЭСК». При сопряжении с FEP-процессором «PowerOn» ОАО «МОЭСК» следует руководствоваться «Требованиями по информационному сопряжению и передаче телеинформации ОАО «МОЭСК», 2009г. Технические условия на подключение к ЦППС «Smart-FEP» ОАО «СО ЕЭС» запрашиваются в филиале ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ через ОАО «МОЭСК». Настройки протоколов передачи телеинформации согласуются с Московским РДУ и ОАО «МОЭСК».

Телеинформация с подстанции должна передаваться на узел доступа ДП N-ой операционной зоны ЭС и ДП Московского РДУ напрямую без промежуточной обработки по двум независимым (основной и резервный) цифровым каналам связи в каждом направлении.

При передаче телеинформации в соответствии с протоколом МЭК 60870-5-104 скорость обмена должна быть не менее 64 Кбит/с.

7.3.2.2. Требования к системам ТМ и термоконтроля КЛ

Телемеханика КЛ должна обеспечивать сбор и передачу телеинформации согласно нижеприведенного перечня телеинформации.

При наличии на ПС системы ТМ или АСУ ТП передача телеинформации на ДП ВКС должна осуществляться посредством ретрансляции от этой системы через ПТК «PowerOn».

Приемные устройства (ПУ) должны:

- иметь защищённость от воздействия окружающей среды IP54 по ГОСТ 14254-96;
- по климатическому исполнению устройство должно относиться к группе П2 по ГОСТ Р МЭК 60870-2-2-2001, что соответствует диапазону рабочих температур от +5 +40С;
- полный средний срок службы устройства ПУ не менее 16 лет;
- объем запасных частей и расходных материалов должен гарантировать выполнение требований по готовности и ремонтопригодности систем телемеханики.

Контролируемые пункты (КП) должны:

- иметь климатическое исполнение С3 по ГОСТ Р МЭК 60870-2-2-2001, диапазон - 40С до + 70С в зависимости от места установки;
- работать при влажности до 95 % и температуре до плюс 35С;
- иметь полный срок службы устройства не менее 16 лет.

Телемеханика должна передавать следующий объем телеинформации:

- токи КВЛ (пофазно);
- состояние защит КВЛ;
- положение выключателей КВЛ;
- состояние охранно-пожарной сигнализации в кабельных сооружениях;

- наличие напряжения питания в кабельных сооружениях;
- состояние системы водоудаления в кабельных сооружениях;
- аварийные сигналы ЛЭП;
- телеизмерения температуры кабелей КВЛ (для КЛ с полиэтиленовой изоляцией);
- давление масла (для маслонаполненных КЛ).

Передача данных в ДП ВКС должна осуществляться со скоростью не менее 9600 бит/сек по основному (в протоколе «МЭК 870.5-101») и резервному (в протоколе «МЭК 870.5-104») каналам.

Системы термоконтроля должны удовлетворять требованиям, установленным выше для контролируемых пунктов.

Передача от устройства мониторинга температуры кабелей до сервера мониторинга температуры ДП ВКС температурных профилей кабелей должна осуществляться по прямому каналу Ethernet (IEE 802.3) со скоростью передачи данных 128 кБ/с. Также должна быть предусмотрена возможность удаленной настройки устройства мониторинга температуры кабелей с сервера мониторинга температуры ДП ВКС.

7.3.2.3. Требования к системам ТМ РП/ТП распределительной сети

Телемеханика должна строиться как иерархическая двухуровневая система мониторинга и управления:

- верхний уровень системы телемеханики должен представлять собой сервер сбора, обработки и передачи данных;

- нижний уровень состоит из: контроллеров присоединения (микропроцессорных модулей ТИ, ТС и ТУ), модулей вывода дискретной и аналоговой информации для контроля наличия напряжения на кабелях РУ 0,4 кВ, РУ 6/10/20 кВ и сбора общих для объекта ТС, блок-контаков, сухих контактов реле и др.

Система телемеханики должна осуществлять:

- сбор и первичную обработку аналоговых, цифровых и дискретных сигналов с модулей ввода-вывода,
- сбор информации с микропроцессорных устройств по цифровым каналам связи,
- передачу информации на высшие уровни управления,
- отображение информации,
- автоматизированное управление коммутационным оборудованием,
- предупредительную и аварийную сигнализацию,
- регистрацию и отображение событий,
- непрерывный автоматический контроль состояния и функционирования аппаратуры и программного обеспечения ТМ,

- санкционирование доступа и управление пользователями.

Оборудование системы телемеханики МКС, а также оборудование телемеханики, передающее телеинформацию от ТП, СП, РП/РТП на соответствующие районные диспетчерские пункты (РДП), должно быть сертифицировано на соответствие требованиям электромагнитной совместимости (ЭМС) по ГОСТ Р 51317.6.5-2006 и обеспечивать работу в соответствии с климатическим исполнением по ГОСТ Р МЭК 60870-2-2-2001:

- диапазон рабочих температур от -40 до +70°С,
- влажность до 95%;
- срок службы не менее 16 лет.

Система телемеханики должна иметь:

- инструментарий для мониторинга и конфигурирования контроллеров присоединения;
- программные средства для удаленного и локального конфигурирования, мониторинга и управления сервером сбора, обработки и передачи данных;
- программные средства тестирования(проверки конфигурации и функционирования устройств верхнего и среднего уровня системы телемеханики энергообъекта);
- статические IP адреса для сервера сбора, обработки и передачи данных, ИБП с SNMP управлением, иных IP-устройств.

Требования к серверу сбора, обработки и передачи данных:

- использование в качестве аппаратной платформы защищенного промышленного компьютера в безвентиляторном исполнении;
- использование в качестве внешних накопителей информации твердотельных устройств (без дисков);
- корректное завершение работы с сохранением целостности данных при пропадании питания.

Требования к модулям (контроллерам) ТМ:

- прямое подключение вторичных цепей от ТТ и ТН к блокам АЦП (измерительным преобразователям);
- необходима поддержка работы по открытым стандартным протоколам;
- измерение по трём фазам силы тока, фазных и междуфазных напряжений, активной и реактивной мощности, а также энергии (состав измерительных параметров формируется с учетом наличия первичных источников измерительной информации на конкретном энергообъекте);
- класс точности измерения токов и напряжений—не хуже 0,5;

- наличие необходимого числа дискретных входов с программной фильтрацией, не допускающей ложных срабатываний, и быстродействием, не допускающим пропусков полезных сигналов, а также с возможностью выбора уровня дискретного сигнала 12V, 24V переменного или постоянного тока;
- наличие интегрированных каналов телеуправления с импульсной (до 3 с) коммутацией переменного тока (до 5А) напряжением до 250В, без образования дуги;
- каналы ТУ должны быть выполнены по двухэлементной схеме, обеспечивающей диагностику неисправностей цепей управления и невозможность выдачи ложной команды телеуправления при выходе из строя любого элемента канала;
- наличие системы блокировки выдачи ТУ - обеспечение разрешения ТУ по внешнему аппаратному сигналу.

Протокол передачи телеинформации должен соответствовать требованиям МЭК 60870-5-101/104.

Телеинформация от устройств среднего и верхнего уровня системы телемеханики энергообъекта должна содержать метки времени событий первичного цифрового источника. Точность синхронизации должна быть достаточной для решения задач диспетчерского управления.

Синхронизацию сервера сбора, обработки и передачи данных необходимо осуществлять от ГЛОНАСС/GPS системы верхнего уровня управления, при этом должны использоваться протоколы SNTP / NTP (допускаются также протоколы IRIG-B, PPS).

Синхронизацию устройств среднего уровня—по используемым протоколам от серверов сбора, обработки и передачи данных.

Не допускается применение в коммуникационных протоколах форматов передачи данных без меток времени.

Для телеинформации, передаваемой непрерывно или по отклонению измеряемых величин, цикл передачи не должен превышать 2 секунд (без учета времени на передачу по каналу связи).

Время передачи телесигнализации на верхний уровень АСТУ (ЦУС) не должно превышать 2 минут.

Вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики по ГОСТ 26.205-88.

По надежности - ГОСТ IEC 60870-4-2011 (классу R3 по безотказности, классу А по готовности, классу М4 по ремонтопригодности, классу RT4 по времени ремонта).

Оборудование телемеханики в РП/РТП, СП, ТП размещается в соответствии с типовыми проектами, утвержденными главным инженером МКС.

Оборудование телемеханики должно функционировать во всех режимах работы РП/ТП и каналов связи: нормальном, предаварийном, аварийном, послеаварийном. Периодическое пропадание и восстановление внешнего питания не должно сказываться на отказе ни одного компонента системы. При восстановлении внешнего питания система при необходимости должна автоматически запускаться и самостоятельно выходить на нормальный режим функционирования. При отказах каналов связи система должна функционировать в автономном режиме. После восстановления работоспособности каналов связи должен автоматически восстанавливаться обмен информацией с верхним уровнем управления с передачей всей накопленной в автономном режиме информации.

Требования к объему телеинформации

I. Объем информации, передаваемой с РП 6,10,20 кВ на базе КРУ с выкатными элегазовыми или вакуумными выключателями с микропроцессорными устройствами защитной автоматики

Тип ячейки	ТС	ТУ	ТИ (АРМ Д)	ТИ (АРМ Т)
Ввод	1. Положение высоковольтного выключателя 2. Положение заземляющего разъединителя 3. Положение шинного разъединителя* 4. Положение выкатного элемента* 5. Готовность привода 6. Земля в сети 7. Неисправность защитной автоматики 8. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки) 9. Положение ключа управления режимом (Местное/Дистанция) 10. Наличие напряжения на КЛ	1. ВВ вкл. 2. ВВ откл.	Ток нагрузки фаза А	1. Ток нагрузки фаза А 2. Ток нагрузки фаза В** 3. Ток нагрузки фаза С
Отходящая линия	1. Положение высоковольтного выключателя 2. Положение заземляющего разъединителя 3. Положение шинного	1. ВВ вкл. 2. ВВ откл.	Ток нагрузки фаза А	1. Ток нагрузки фаза А 2. Ток нагрузки фаза В** 3. Ток нагрузки

Тип ячейки	ТС	ТУ	ТИ (АРМ Д)	ТИ (АРМ Т)
	разъединителя* 4. Положение выкатного элемента* 5. Готовность привода 6. Земля в сети 7. Неисправность защитной автоматики 8. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки) 9. Положение ключа управления режимом (Местное/Дистанция) 10. Наличие напряжения на КЛ			фаза С
Линия к тр-ру	1. Положение высоковольтного выключателя 2. Положение заземляющего разъединителя 3. Положение шинного разъединителя* 4. Положение выкатного элемента* 5. Готовность привода. 6. Неисправность защитной автоматики 7. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки) 8. Положение ключа управления режимом (Местное/Дистанция) 9. Срабатывание первой ступени тепловой защиты трансформатора (для сухих Т-ров)	1. ВВ вкл. 2. ВВ откл.	Ток нагрузки фаза А	1. Ток нагрузки фаза А 2. Ток нагрузки фаза В** 3. Ток нагрузки фаза С
СВН	1. Положение высоковольтного выключателя 2. Положение заземляющего разъединителя 3. Положение шинного разъединителя* 4. Положение выкатного	1. ВВ вкл. 2. ВВ откл.	Ток нагрузки фаза А	1. Ток нагрузки фаза А 2.Ток нагрузки фаза В** 3. Ток нагрузки фаза С

Тип ячейки	ТС	ТУ	ТИ (АРМ Д)	ТИ (АРМ Т)
	элемента* 5. Готовность привода 6. Неисправность защитной автоматики 7. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки) 8. Положение ключа управления режимом (Местное/Дистанция) 9. Готовность АВР			
СР	1. Положение выключателя нагрузки 2. Положение заземляющего разъединителя* 3. Положение выкатного элемента*	-	-	-
ТН	1. ТН подключен к линии 2. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки) 3.Положение автоматического выключателя цепей 100V.		1.Лин Uab 2. Лин Ubc 3. Лин. Uca	1.Лин. U на шинах секции Uab 2. Лин. U на шинах секции Ubc 3. Лин. U на шинах секции Uca
Общие	1.Положение дверей (общий сигнал на секцию) 2. Срабатывание АВР ШАП (ЩАП) 3. Срабатывание АВР ШПСН 4. Неисправность устройств ТМ 5. Неисправность UPS 6. UPS в режиме байпаса 7. Отсутствие питания на входе UPS 8. Готовность АВР			

*- В зависимости от типа коммутационных аппаратов КРУ
**- Ток нагрузки расчетный.

II. Объем информации, передаваемой с РП 6,10, кВ на базе КРУ со стационарными масляными выключателями и релейной защитной автоматикой

Тип ячейки	ТС	ТУ	ТИ (АРМ Д)	ТИ (АРМ Т)
Ввод, Отходящая линия	1. Положение высоковольтного выключателя 2. Земля в сети (для сетей с изолированной нейтралью)	-	Ток нагрузки фаза А	1. Ток нагрузки фаза А 2. Ток нагрузки фаза В** 3. Ток нагрузки фаза С
Линия к тр-ру	1. Положение высоковольтного выключателя	-	Ток нагрузки фаза А	1. Ток нагрузки фаза А 2. Ток нагрузки фаза В** 3. Ток нагрузки фаза С
СВН	1. Положение высоковольтного выключателя	-	Ток нагрузки фаза А	1. Ток нагрузки фаза А 2. Ток нагрузки фаза В** 3. Ток нагрузки фаза С
СР	-	-	-	-
ТН	-		1.Лин Uab 2. Лин. Ubc 3. Лин. Uca	1.Лин. Uab 2. Лин. Ubc 3. Лин. Uca
АПТС	Срабатывание первой ступени тепловой защиты трансформатора (для сухих Т-ров) Положение дверей Срабатывание АВР ШПСН (при наличии) Неисправность устройств ТМ			

*- В зависимости от типа коммутационных аппаратов КРУ
**- Ток нагрузки расчетный.

III. Объем информации, передаваемой с СП 20 кВ

Тип ячейки	Индивидуальные ТС	ТУ	ТИ (АРМ Д)	ТИ (АРМ Т)
Ввод, Отходящая линия	1. Положение выключателя нагрузки 2. Положение заземляющего разъединителя 3. Положение выкатного элемента* 4. Срабатывание УТКЗ 5. Положение автоматов оперативных цепей (один сигнал для группы автоматов ячейки) 6. Положение ключа управления режимом (Местное/Дистанция) 7. Наличие напряжения на КЛ	1. ВВ вкл. 2. ВВ откл.	Ток нагрузки фаза А	По количеству ТТ (по количеству датчиков тока)
АПТС	Положение дверей Неисправность устройств ТМ Срабатывание АВР в ЯПСН (ШПСН)			

*- В зависимости от типа коммутационных аппаратов КРУ.

IV. Объем информации, передаваемой с ТП 6,10,20 кВ

Тип ячейки	Индивидуальные ТС	ТУ	ТИ (АРМ Д)	ТИ (АРМ Т)
ЛВН	1. Положение выключателя нагрузки 2. Положение заземляющего разъединителя 3. Срабатывание УТКЗ 4. Наличие напряжения на КЛ	1. ВВ вкл. 2. ВВ откл.	-	-
СВН, ШВН	1. Положение выключателя нагрузки 2. Положение заземляющего разъединителя	1. ВВ вкл. 2. ВВ откл.	-	-

ШР	1. Положение выключателя нагрузки 2. Положение заземляющего разъединителя	-	-	-
СР	1. Положение выключателя нагрузки 2. Положение заземляющего разъединителя	-	-	-
Линия к тр-ру	1. Положение выключателя нагрузки 2. Положение заземляющего разъединителя	-	-	-
ТМ на стороне НН (для кажд. луча)	_	_	1.Напр. на шинах 0,4 кВ 2. Ток на вводе РУ-0,4кВ фаза А 3. Ток на вводе РУ-0,4кВ фаза Б 4. Ток на вводе РУ-0,4кВ фаза С	1.Напряжение на шинах0,4 кВ Ua 2. Напряжение на шинах0,4 кВ Uв 3. Напряжение на шинах0,4 кВ Uc 4. Ток на вводе РУ0,4кВ фаза А 5. Ток на вводе РУ0,4кВ фаза Б 6. Ток на вводе РУ0,4кВ фаза С
АВР	1. АВР Готов	1. Вывод АВР из работы 2. Восстан. схему АВР после	-	-

		срабат. 3. Ввод АВР в работу		
АПТС	1.Положение дверей 2.Неисправность устройств ТМ 3.Срабатывание АВР в ЯПСН (ШПСН) 4.Работа 1-й ступени тепловой защиты тр-ра (ТС с каждого луча). 5.Положение автоматов в цепях тепловой защиты тр-ра (ТС с каждого луча).	-	-	-

Требования к каналам передачи телеинформации

Каналы передачи технологической информации (система технологической связи) энергообъекта с верхним уровнем оперативно-технологического управления должна являться частью Технологической Сети Передачи Данных (ТСПД).

Подключение локальной технологической сети энергообъекта в состав ТСПД и передача технологической информации должны быть организованы по двум независимым (основному и резервному) каналам связи.

Способы и методы передачи технологической информации, технические решения по выбору технологии и среды передачи телеинформации должны быть обоснованы на этапе проектирования и согласованы с МКС до выпуска комплекта рабочей документации.

Сетевое оборудование энергообъекта должно обеспечивать автоматическое переключение трафика данных на резервные соединения при отказе основного. Сетевое оборудование должно иметь модульную архитектуру и обеспечивать возможность наращивания портов Ethernet для подключения сетей доступа.

Для устройств локальной технологической сети и каналов передачи технологической информации энергообъекта должны быть установлены статические IP адреса в рамках общей схемы IP адресации единой технологической сети связи МКС.

Оборудование локальной технологической сети и каналов передачи технологической информации энергообъекта должно:

- соответствовать международным стандартам промышленной эксплуатации и электромагнитной совместимости по МЭК 61850-3 (ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005) и IEEE 1613;
- обеспечивать работоспособность в условиях неотапливаемых помещений, иметь исполнение в пыле-влагозащищенных корпусах;

- иметь рабочий диапазон температур от -40 до +70°С без дополнительного обогрева/охлаждения, влажность без конденсата 5-95%;
- поддерживать функции самодиагностики, отказоустойчивости и быть рассчитано на круглосуточный непрерывный режим работы без перерывов на профилактическое обслуживание;
- поддерживать протоколы МЭК 60870-101, МЭК 60870-104 и 60870-103;
- поддерживать протоколы динамической маршрутизации по состоянию каналов;
- иметь защищенные встроенные средства диагностики и удаленного контроля работоспособности через web, а также средства мониторинга, управления и оповещения по протоколу SNMP.

При использовании арендованных каналов связи (проводных и беспроводных) должны быть предусмотрены сертифицированные средства криптографической защиты информации (ГОСТ 28147-89).

Сетевые устройства локальной технологической сети и каналов передачи технологической информации должны обеспечивать изоляцию трафика технологических систем, безопасное межсетевое взаимодействие и поддерживать работу в составе централизованной системы обнаружения и предотвращения вторжений.

Сетевые устройства коммутации/маршрутизации локальной технологической сети и каналов передачи технологической информации энергообъекта должны иметь действующие сертификаты ФСТЭК России на соответствие требованиям руководящего документа «Средства вычислительной техники. Межсетевые экраны. Защита от несанкционированного доступа к информации. Показатели защищенности от несанкционированного доступа к информации» по 4-му классу защищенности.

Требования к электропитанию

Питание системы телемеханики должно иметь два ввода:

- от двух секций 0,4кВ собственных нужд (через АВР питания собственных нужд);
- от оперативного постоянного тока(при наличии).

При пропадании питания собственных нужд и оперативного питания, система телемеханики должна отправить сигнал в систему верхнего уровня об отсутствии внешнего питания и штатно отключиться. Для этого система телемеханики должна иметь собственный необслуживаемый источник питания.

Требования к характеристикам источника питания:

- рабочий диапазон температур от -40 до +70 С° без дополнительного обогрева и охлаждения;
- влажность без конденсата 5-95%;
- срок службы не менее 7 лет.

После появления питания собственных нужд система телемеханики должна автоматически стартовать и возобновить полноценное функционирование.

Требования к информационной безопасности

Средства обеспечения информационной безопасности системы телемеханики энергообъекта должны полностью соответствовать нормативным требованиям в области обеспечения безопасности автоматизированных систем управления производственными и технологическими процессами.

Должны быть предусмотрены механизмы защиты, контроля и ограничения доступа по всем применяемым средствам и протоколам информационного обмена, удалённого/локального мониторинга, конфигурирования и управления (администрирования).

Должны быть предусмотрены средства удалённого контроля системы телемеханики посредством защищённого доступа.

Должно быть предусмотрено независимое защищенное формирование журналов изменений конфигураций сервера сбора, обработки и передачи данных, микропроцессорных терминалов телемеханики, а также сохранение всех команд ТУ.

Система телемеханики должна поддерживать процедуры независимого двухэтапного подтверждения изменения и ввода в действие конфигурации телемеханики. Средства контроля доступа должны ограничивать период времени и источники изменений.

Должны быть предусмотрены локальные и централизованные средства обеспечения целостности программного обеспечения и конфигураций системы телемеханики энергообъекта. Необходимо вести учет событий и инцидентов информационной безопасности и взаимодействовать с централизованной системой мониторинга и анализа событий ИБ в АСТУ.

Аутентификация, авторизация и учет при удаленных подключениях к устройствам системы телемеханики должны выполняться под контролем централизованной системы управления доступом.

Оборудованием системы телемеханики должна поддерживаться изоляция трафика технологических систем и интеграция в среду централизованной системы обнаружения и предотвращения вторжений.

Система телемеханизации должна в наиболее полной мере соответствовать требованиям по обеспечению информационной безопасности стандартов МЭК 62351.

Допускается использование протоколов передачи телеинформации, отличных от МЭК 60870-104, - при условии реализации требований данного раздела.

7.4. Модернизация и развитие автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления (АСДТУ)

7.4.1. Общие положения

АСДТУ сетями МОЭСК строится как интегрированная многоуровневая иерархическая система, работающая в темпе протекания технологического процесса и обеспечивающая совместное согласованное функционирование средств автоматизации, связи и вычислительной техники на уровнях, описанных в п. 9.1.4.

Построение АСДТУ необходимо осуществлять на базе единой программно-аппаратной платформы. При этом создаваемая АСДТУ должна иметь резервируемую архитектуру для обеспечения высокого уровня надежности и возможности дальнейшего развития системы, в том числе существенного увеличения объёмов используемой телеинформации, а также расширения состава функциональных задач.

АСДТУ должна обладать такими свойствами как:

– гибкая и масштабируемая архитектура;
– обеспечение межуровневых взаимодействий в иерархии управления;
– возможность интеграции с другими системами;
– модульная архитектура, обеспечивающая высокую живучесть, надежность и отказоустойчивость системы в целом и ее отдельных компонентов.

Основные функции комплекса АСДТУ:

– оперативный контроль и управление объектами (с помощью SCADA-системы);
– обмен телеинформацией со смежными уровнями управления;
– расчет, оптимизация и планирование режимов сети;
– расчет токов короткого замыкания;
– оптимизация топологии сети;
– управление режимом сети по напряжению и реактивной мощности;
– управление нагрузкой;
– проведение переключений в сети;
– планирование ремонтов электрооборудования.

Комплекс программно-технических средств АСДТУ должен обладать требуемыми показателями надежности за счёт рациональной структурированности архитектуры (распределенное управление, автономность отдельных компонентов системы, использование дублирования и резервирования ответственных компонентов, в том числе горячего резервирования).

7.4.2. Создание (развитие) диспетчерских пунктов

7.4.2.1. Диспетчерские щиты управления (ЩУ)

Возможны два основных «типовых» варианта построения диспетчерского ЩУ:

– ЩУ на основе видеопроекционного оборудования (видеокубов) или LCD-панелей;

– комбинированный ЩУ, включающий мозаичную обзорную часть и совокупность отдельных проекционных модулей отображения видеоинформации (видеокубов или LCD-панелей), с возможностью вывода схем и другой необходимой информации на АРМ-диспетчера.

При проектировании ДП учитываются:

– габариты и план помещения;

– этажность;

– специальные требования к размещаемому оборудованию;

– специальные требования к освещению оборудования и рабочих мест диспетчеров;

– требования к акустике помещения и организации рабочих мест.

Выбор варианта построения ЩУ должен учитывать, в том числе и следующие факторы:

– имеющиеся площади помещений для размещения ЩУ;

– уровень телемеханизации подстанций;

– количество входящих в операционную зону ПС и ЛЭП, а для ДП РЭС, районов МКС филиалов - РП, ТП, КТП, ЛЭП;

– наличие программно-технических средств оперативно-технологического управления и т.п.

7.4.2.2. Электроснабжение диспетчерских пунктов

ДП всех уровней оперативно-технологического управления ОАО «МОЭСК» относятся к I (особой) группе электроприёмников по обеспечению надежности электроснабжения.

В целях обеспечения надежности электроснабжение диспетчерских пунктов необходимо предусматривать от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, а также дополнительного третьего независимого источника питания (например, дизель-генераторная установка).

7.4.2.3. Общие требования к ЦППС диспетчерских пунктов

ЦППС должны обеспечивать выполнение следующих функций:

– прием телеинформации от устройств телемеханики и АСУТП на подстанциях, первичная обработка и хранение телеинформации;

– передача телеинформации в режиме реального времени в Московское РДУ и ЦУС МОЭСК по согласованным протоколам МЭК 60870-5-101/104;

– передача телеинформации в режиме реального времени в ОИК для обработки и прием из ОИК команд для передачи устройствам телемеханики на подстанциях;

– передача заданного объема телеинформации для отображения на диспетчерском щите;

– организация АРМ телемеханики;

– автоматический контроль достоверности телеинформации (по факту превышения установленного времени обновления ТИ и ТС, по расхождению значений параметров в различных точках измерения, по результатам сравнения значения от независимых источников, по усредненным значениям за время передачи и т.п.);

– мониторинг и администрирование устройств телемеханики в реальном времени без остановки функционирования;

– автоматическое тестирование работоспособности и правильности функционирования вычислительных устройств и каналов обмена информацией.

Устройства с функциями ЦППС, не удовлетворяющие перечисленным выше основным требованиям, а также не обладающие возможностью масштабирования по числу каналов приема/передачи телеинформации, объему обрабатываемой информации и числу параметров и не обеспечивающие возможность работы с установленными на ПС устаревшими комплексами телемеханики, в том числе и релейного типа, запрещаются к применению.

7.4.3. Функциональное развитие АСДТУ

Расширение функций ЦУС МОЭСК и создание ЦУС в каждом филиале МОЭСК, ЦЭС и ВКС, выполняющих операционные функции ОТУ, должно сопровождаться функциональным развитием АСДТУ по следующим основным направлениям:

а) обеспечение выполнения операционных и неоперационных функций ОТУ подведомственными сетями в ЦУС;

б) создание и ведение (сопровождение) информационных моделей электрических сетей (CIM – представлений) и гармонизированной с ними единой системы классификации, кодирования и идентификации (ЕСКК);

в) создание (развитие) комплекса прикладных подсистем для решения задач управления функционированием сетей МОЭСК.

7.4.3.1. Обеспечение выполнения операционных и неоперационных функций ОТУ в центрах управления сетями МОЭСК

Решение задач оперативного мониторинга и анализа текущего состояния сетей, а также собственно оперативно-технологического

управления сетями должно решаться с помощью компонентов базового ПТК ОТУ, основными из которых являются:

- система сбора данных и диспетчерского управления (SCADA-система), включающая средства: обмена данными с АСУТП / ССПИ подстанций, обработки и хранения данных, регистрации событий, человеко-машинного интерфейса; формирования отчётов и т.п.;
- подсистема мониторинга текущего состояния электрической сети, осуществляющая (в общем случае):
  - анализ топологии подведомственных сети;
  - оценку состояния сети;
  - анализ режимов сети;
  - расчёт и анализ потокораспределения в сети;
  - мониторинг уровней напряжения в контрольных точках сети;
  - анализ режимной надёжности сети;
  - оперативное формирование расчётных моделей сети;
  - фиксацию и анализ нештатных ситуаций и произошедших аварий;
  - расчёты и анализ токов коротких замыканий (ТКЗ) - возможных и произошедших;
  - определение пропускной способности сетей, выявление «узких мест»;
  - контроль пределов режимных параметров по данным телеизмерений и результатам расчёта;
  - расчёт аварийных и предупредительных пределов, ограничений;
  - контроль, расчёт и прогнозирование электропотребления;
  - определение места повреждения линий электропередачи (ОМП);
- подсистема управления производством переключений, осуществляющая (в общем случае):
  - телеуправление коммутационными аппаратами на подстанциях; поддержку блокировки команд телеуправления;
  - автоматизированное создание программ и бланков переключений; моделирование перед выполнением;
  - автоматизированное выполнение переключений (по утвержденным бланкам / программам) с автоматическим контролем допустимости переключений;
  - ведение (формирование и контроль прохождения) заявок на работы по ТОиР;
  - режимную проработку заявок (в том числе моделирование).
- подсистема управления работами по ремонтам, в том числе:
  - планирование, мониторинг и учёт отключений;
  - ведение ремонтных схем и соответствующих моделей;
  - прогнозирование объёма и длительности ремонтных работ;
  - планирование и распределение работ между выездными бригадами;
  - контроль за бригадами на объектах и за их передвижениями и т.п.

- тренажер диспетчера, включающий тренажёр по переключениям и режимный тренажёр, с возможностью использования актуальной модели сети и воспроизведения архивных данных реальных аномальных режимов.

Для каждого из ЦУС (МОЭСК, областных филиалов МОЭСК, ЦЭС и ВКС) реализация перечисленных подсистем АСДТУ должна дифференцироваться в соответствии со спецификой соответствующих подведомственных сетей.

7.4.3.2. Создание и ведение информационных и расчётных моделей, ЕСКК

Для согласованного функционирования систем технологического управления сетями (прежде всего ОТУ) необходимо обеспечить единство (или согласованность) используемых моделей – как *информационных,* т.е. моделей, служащих для отображения и описания информационных объектов, участвующих в процессах технологического управления (измерения, таблицы базы данных, алгоритмы, видеоформы, документы и т.д.), так и *расчётных моделей*, т.е. описаний электроэнергетической системы, предназначенных для построения математической модели, непосредственно используемой при решении расчётно-аналитических задач технологического управления сетями МОЭСК.

Используемые информационные модели должны базироваться на общей информационной модели (CIM) сетей МОЭСК, которая должна быть разработана на основе положений стандартов МЭК 61970, 61968.

Для решения конкретных технологических задач требуются преобразования CIM – представлений в соответствующую предметную область и формирование расчётных моделей такой предметной области, в том числе: оперативных моделей для операционных зон сети, моделей для целей перспективного планирования развития сети, моделей для целей ТОиР электросетевого оборудования, с последующим преобразованием в данные, требуемые конкретными приложениями. Для реализации таких преобразований и реализации автоматизированной подготовки данных необходимо использование специализированных инструментальных программных средств.

7.4.3.3. Развитие комплекса прикладных систем для решения задач АСДТУ

Создание (развитие) в ЦУС базовых ПТК АСДТУ, включающих описанные выше подсистемы (SCADA, EMS, DMS и др.) должно сопровождаться соответствующим функциональным развитием указанных ПТК – внедрением комплекса прикладных систем для решения задач

технологического управления сетями МОЭСК, в составе которого целесообразно реализовать следующие системы (подсистемы).

Система мониторинга и анализа потерь электроэнергии в сетях МОЭСК, осуществляющая поддержку решения таких задач, как:

- расчёты фактических потерь мощности и электроэнергии по сетям с разбивкой по составляющим;
- анализ потерь – выявление факторов, существенно влияющих на потери, путём ретроспективного анализа режимов сети, производимых переключений и режимов работ устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- прогнозирование потерь мощности и электроэнергии по сетям, дефицита электроэнергии и мощности по энергорайонам при планировании их развития;
- выдача рекомендаций по снижению потерь; в перспективе - решение задач минимизации потерь.

Система мониторинга и управления качеством электроэнергии

Для обеспечения потребителей электрической энергией, качество которой соответствует установленным требованиям, для конструктивного взаимодействия с потребителем, а также для учета влияния параметров качества электроэнергии на работу сетей необходимо создание системы мониторинга и управления качеством электроэнергии, выполняющей следующие технологические функции:

– измерения показателей качества электроэнергии (ПКЭ) и дополнительных характеристик КЭ в сети различных классов напряжения посредством стационарных средств измерения ПКЭ, установленных на подстанциях;

– сбор, передача с ПС в ЦУС и хранение результатов измерений;

– обработка результатов измерений с дорасчетом статистических характеристик ПКЭ и автоматизированным формированием стандартизованной отчетности о КЭ в сети;

– автоматизированный анализ КЭ в сети в целях определения возможных причин и расположения источников пониженного КЭ и разработки мероприятий по его поддержанию в требуемых пределах;

– визуализация текущих и архивных данных;

– обеспечение информационного обмена с другими системами технологического управления сетями.

Система автоматизированного контроля и анализа временных перенапряжений на электросетевом оборудовании

Существующие в эксплуатации скачкообразные временные повышения напряжения, связанные, например, с изменением режима в суточном или сезонном графике требуют постоянного оперативного контроля величины и длительности этих изменений напряжения, фиксации уровня и длительности

перенапряжений для анализа снижения ресурса изоляции электрооборудования под их воздействием (уровень и длительность перенапряжений должны быть не выше значений, указанных в ПТЭ). С этой целью предусматривается создание системы автоматизированного контроля и анализа временных перенапряжений на элементах электросетевого оборудования. Результаты указанного анализа должны использоваться для организации своевременных предупредительно – профилактических и ремонтных работ.

Система расчётов и анализа надёжности работы оборудования и электроснабжения потребителей, которая должна осуществлять поддержку:

- расчётов показателей надёжности оборудования по данным о техническом состоянии, режимах работы и проведённых ремонтах оборудования, дополненных оперативной информацией о режиме работы сети;
- расчётов показателей надёжности электроснабжения, в том числе: определения состава присоединений с возникшими ограничениями по нагрузке при аварийных отключениях; расчётов ожидаемого и фактического недоотпуска электроэнергии после восстановления схемы электроснабжения;
- анализа показателей надёжности оборудования и электроснабжения потребителей, в том числе сравнения рассчитанных показателей надёжности с предельно допустимыми значениями и выявления устойчивых тенденций по ухудшению надёжности в различных схемах и условиях эксплуатации.

Система автоматического управления режимом сетей МОЭСК по напряжению и реактивной мощности (САУ НРМ)

Для нормализации напряжений в контрольных точках сетей МОЭСК целесообразно создать систему автоматического управления режимом по напряжению и реактивной мощности (САУ НРМ), которая должна строиться как трёхуровневая система, включающая уровни: энергообъектов (ПС, генерирующие объекты, крупные потребители электроэнергии), энергорайонов и сетей МОЭСК в целом и предназначенная для повышения доступного диапазона передаваемой мощности по ЛЭП, выполнения плановых графиков напряжения в контрольных точках сети, оптимизации перетоков реактивной мощности, минимизации потерь электроэнергии.

На уровне сети МОЭСК (или энергосистемы) в целом должна осуществляться оптимизация режима в контрольных точках сети и перетоков реактивной мощности в пределах допустимых значений с учётом анализа состояния основных параметров сети и сетевого оборудования (топология, перегрузки, идентификация аварийных режимов).

На уровне энергорайона, на основании текущих значений контролируемых параметров и полной совокупности ограничений, должны

рассчитываться и выдаваться на объектный уровень задания по поддержанию напряжения на шинах и величинам перетоков реактивной мощности по отдельным линиям.

На объектном уровне должно обеспечиваться автоматическое ведение режима энергообъекта по напряжению и реактивной мощности (в соответствии с уставками, поступающими от ПТК уровня энергорайона) при заданных ограничениях на длительно и кратковременно допустимые значения режимных параметров оборудования.

Система синхронных векторных измерений напряжения и тока (СВИ) в сетях МОЭСК

Целесообразно создание системы СВИ, которая позволит разработать и применить новые методы и алгоритмы мониторинга и анализа состояния режима и, тем самым, обеспечить повышение точности и достоверности решения традиционных технологических задач, а также реализовать решение новых задач, полезных для оперативно – технологического управления сетями МОЭСК, в том числе:

- выявления в режиме реального времени слабых связей и перегрузки линий;
- прогнозирования появления опасных сечений и мониторинга их поведения в ходе утяжеления режима;
- анализ влияния изменения нагрузки на качество электроэнергии (например, при наличии однофазных выпрямителей подстанций электротяги);
- уточнение в режиме реального времени эквивалентной модели сети и уставок РЗА;
- повышение качества пост-аварийного анализа работы устройств РЗА и ПА;
- повышение точности определение места повреждения линии электропередачи и др.

7.5. Создание / развитие автоматизированной системы производственно-технического управления - АСПТУ (автоматизации производственной деятельности служб МОЭСК и филиалов по эксплуатации и развитию сетей)

Важным направлением повышения общей эффективности компании является автоматизация производственно-технической деятельности служб МОЭСК и филиалов по эксплуатации и развитию сетей. С этой целью предусматривается создание автоматизированной системы производственно-технического управления (АСПТУ), в рамках которой должны быть разработаны и внедрены подсистемы, предназначенные для решения задач технологической поддержки процессов:

- мониторинга технического состояния оборудования,

- планирования и управления организацией ремонтов и техобслуживания и ремонтов (ТОиР) оборудования, техперевооружения и реконструкции сетевых объектов,
- организации технологического присоединения к сетям МОЭСК и взаимодействия с субъектами рынка,
- развития электрических сетей МОЭСК.

Такими задачами являются:

- контроль, учет, обобщение и анализ данных мониторинга текущего состояния электросетевого оборудования; определение остаточного ресурса оборудования, ремонтопригодности с учетом реальных режимов эксплуатации и др.);
- контроль, учет и анализ текущего технического состояния устройств релейной защиты и автоматики, противоаварийного управления, АИИС КУЭ, АСУТП, РАС, ОМП и др.;
- технологическая поддержка процедур планирования и организации технического обслуживания и ремонтов (ТОиР), реконструкции и техперевооружения объектов с учётом данных анализа состояния оборудования;
- контроль, учет и анализ аварийных отключений, повреждаемости элементов линий электропередачи и оборудования подстанций;
- составление планов-графиков профилактических испытаний оборудования, его модернизации и замены; контроль их выполнения;
- формирование и режимная проработка заявок служб филиалов на ремонт соответствующего оборудования; контроль прохождения заявок; обеспечение обмена информацией с подразделениями СО ЕЭС;
- формирование отчетной документации по состоянию оборудования электрической сети, ремонтам и т.п.

При построении подсистем автоматизации деятельности служб МОЭСК и её филиалов необходимо учитывать специфику, обусловленную, прежде всего, их проблемной ориентацией, в связи с чем для каждой службы – на основе обследования выполняемых ею производственно-технических процедур - должны быть разработаны соответствующие функциональные и информационные модели, отражающие состав взаимосвязанных автоматизируемых функций и возникающие при их выполнении основные информационные потоки, характеризуемые видами хранимой и передаваемой информации, источниками и адресатами данных, организацией доступа к информации, регламентами их обновления и т.п., а также создано технологическое программное обеспечение, реализующее решение прикладных задач системы.

7.5.1. Создание / развитие систем мониторинга технического состояния и диагностики электросетевого оборудования

На подстанциях должны внедряться средства и системы мониторинга, обеспечивающие непрерывный (автоматический) контроль состояния основных видов электрооборудования: силовых (авто-) трансформаторов и шунтирующих реакторов, высоковольтных вводов 110 кВ и выше, ограничителей перенапряжений, выключателей и разъединителей, элегазового оборудования, кабельных вводов, измерительных трансформаторов; оборудования оперативного постоянного тока, собственных нужд ПС.

С этой целью предусматривается создание (развитие) подстанционных систем мониторинга, осуществляющих сбор, обработку (включая определение текущего / остаточного ресурса электрооборудования), организацию хранения и передачи (доступа) полученной информации в центры анализа и обработки данных (уровни ЦУС и соответствующих служб МОЭСК и филиалов), а также создание в указанных центрах подсистем, осуществляющих ведение баз данных по истории жизни каждой единицы оборудования (в т.ч. данных о ремонтах с указанием причин и проведённых мероприятий) в течение всего срока эксплуатации, комплексный анализ, диагностику и оценку технического состояния оборудования, сбор статистики по отказам оборудования, а также технологическую поддержку принятия решений о необходимости того или иного вида ремонта или замены оборудования.

Аналогичные подсистемы должны создаваться для комплексной диагностики и оценки технического состояния оборудования воздушных и кабельных ЛЭП. Указанные подсистемы должны обеспечивать выполнение таких задач, как:

- автоматический непрерывный контроль нагрузки на ВЛ в выбранных точках; определение характера и параметров отложений (гололед, снег, изморозь и т.д.) и скорости их нарастания для управления плавкой отложений; обнаружение состояния ВЛ, при котором возможно начало пляски проводов/тросов и т.п.;
- мониторинг текущего состояния оборудования ВЛ (ведение дефектной ведомости), базирующийся на: внедрении технологии ввода на электронные носители текущих результатов обходов ВЛ и данных средств аппаратного контроля, в том числе: магнитометрического, сейсмоакустического, дефектоскопического, тепловизионного; унификации интерфейсов ввода – вывода данных для всех видов используемых носителей (АРМ обходчика, приборы контроля); разработке и внедрении в службах локальных баз данных по получаемым результатам;

- учёт и анализ текущего состояния основных элементов и трасс ЛЭП и ремонтопригодности оборудования; учёт и анализ отказов, в течение всего периода эксплуатации, а также результатов выполненных работ по реконструкции, модернизации и техническому перевооружению ЛЭП; формирование приоритетов проведения мероприятий ТОиР;
- ретроспективный анализ надёжности линий (оценки функций распределения отказов для основных видов оборудования ЛЭП; выявление изменений состояния трасс ЛЭП, в т.ч. динамики роста растительности; анализ динамики развития отклонений элементов ЛЭП от нормативного состояния; анализ сценариев отказов, расчёты структурной надёжности и т.п.).

Предусматривается также создание комплексных систем обеспечения оперативно-технической эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики на всех этапах их жизненного цикла, включая проектирование, реализацию, ввод в эксплуатацию и техническое эксплуатационное обслуживание. В их составе должны быть реализованы функции (подсистемы):

- поддержки процедур эксплуатации устройств РЗА, ПА, в том числе:

- ведения нормативной и проектной документации устройств РЗА, ПА;
- регистрации изменений конфигурации устройств РЗА(анализа соответствия уставок и характеристик устройств РЗА фактическим режимам работы оборудования ПС и ЛЭП);
- ведения журнала изменения уставок (хранения актуальных параметров конфигурации устройств, истории их изменения - с привязкой к событиям изменений в сети, а также к результатам расчёта уровней ТКЗ);
- автоматизации проведения испытаний устройств РЗА;

- анализа аварийных событий и процессов, корректности действия защит.

Кроме того, должны быть созданы подсистемы, обеспечивающие:

- ведение баз данных текущего состояния средств информационных и управляющих систем (РЗА, ПА, АСУТП, АИИС КУЭ, РАС, ОМП и т.п.) - по данным о неисправностях, получаемым с помощью средств самодиагностики МП устройств и/или данным аварийно-предупредительной сигнализации,
- учёт и анализ состояния устройств для планирования и проведения процедур ТОиР.

7.5.2. Создание / развитие систем автоматизации процессов планирования и проведения ТОиР

Реализуемые в составе описанных выше подсистем АСПТУ возможности учёта и анализа данных мониторинга и диагностики оборудования, а также текущих и прогнозных показателей надёжности оборудования должны позволить уменьшить вклад субъективных экспертных

оценок технического состояния при планировании мероприятий ТОиР, дополнив их соответствующими расчётами и моделированием на основе текущих данных диагностики, испытаний и измерений.

В подсистемах, осуществляющих поддержку планирования мероприятий ТОиР, должны применяться (в рамках стратегии планово-предупредительных ремонтов, реализуемой в настоящее время) современные подходы RBM (Risk-BasedMaintenance), подразумевающие использование оценок технического состояния оборудования, текущих и прогнозных показателей его надёжности, учёт оценок рисков отказа оборудования. Это позволит внедрить комплексную, координированную стратегию организации ТОиР, адаптировав к условиям эксплуатации сетей МОЭСК известные виды стратегий управления ремонтами и обслуживанием основных фондов компании:

- ремонт по отказу или корректирующее обслуживание (Run-to-Failure - RTF),
- предупредительное периодическое обслуживание (Time-Based-Maintenance - TBM),
- предупредительное обслуживание по состоянию (Condition-Based-Maintenance - CBM).

Кроме того, необходимо обеспечить обратную связь в виде формируемых средствами АСПТУ показателей эффективности ТОиР, позволяющих производить оценку качества планирования и выполнения работ по ТОиР. С этой целью предусматривается создание подсистемы планирования, организации и управления работами по ТОиР, реализующей:

- анализ и регистрацию данных о неудовлетворительном техническом состоянии оборудования или отклонении показателей надёжности (текущих и прогнозируемых) от нормативных;
- ранжирование оборудования по индексам критичности по показателям важности оборудования;
- формирование планов ТОиР на основе показателей критичности и важности, а также с учётом предусмотренной в паспорте оборудования периодичности и различных ограничений (бюджетных, ресурсных, организационных и пр.);
- создание и ведение заявок на ремонты (в том числе внеплановых);
- управление ремонтными бригадами (включая ведение персональной информации) и поддержка обеспечения безопасных условий труда;
- регистрацию выполненных работ.

7.5.3. Создание системы локализации аварий (технологических нарушений) с целью оперативной информационной поддержки руководства компании в аварийных ситуациях

Для повышения эффективности принимаемых оперативных решений в аварийных ситуациях, оптимизации восстановительных мероприятий, снижения объема ущерба от аварий в сети целесообразно разработать и внедрить систему, обеспечивающую –в руководство компании в режиме реального времени достоверной информацией о месте и характере технологического нарушения, о связанных с этим объемах потерь энергоснабжения, составе отключенных потребителей и т.п. Система должна осуществлять мониторинг основных компонентов сети, таких как ЛЭП, ПС, распределительные пункты, формировать динамическую топологическую модель передачи потока мощности с учетом текущего состояния элементов сети, компоновать сводный отчет о состоянии сети и объеме отключения электропотребления, формировать временные схемы электроснабжения и моделировать в автоматизированном режиме различные сценарии восстановления электроснабжения с целью выбора оптимальной стратегии.

7.5.4. Создание единой системы управления распределенными ресурсами для производства аварийно-восстановительных работ при сложных технологических нарушениях природного и техногенного характера

Важнейшую роль в повышении надежности функционирования сетей играет развитие системы управления распределенными ресурсами при производстве аварийно-восстановительных работ на объектах МОЭСК в условиях чрезвычайных ситуаций (далее - СУРР АВР ЧС) с целью оперативного восстановления электроснабжения потребителей. Система должна повышать эффективность принятия управленческих решений при производстве аварийно-восстановительных работ в электросетевом комплексе, обеспечивать контроль их реализации и информирования руководства компании, а также органов исполнительной власти и других заинтересованных организаций и ведомств.

Система должна реализовываться на базе геоинформационной платформы и осуществлять:

- автоматизацию сбора и представления информации о последствиях аварий и чрезвычайных ситуаций и ходе проведения аварийно-восстановительных работ, а также доступ к ней всех заинтересованных лиц, организаций и ведомств;
- эффективное управление ресурсами, задействованными при ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций, с обеспечением соответствия привлекаемых ресурсов (количество и профиль бригад, спецтехники,

оборудования и материалов) масштабам и конкретным видам аварийно-восстановительных работ;

- визуализацию представляемой информации с географической привязкой к месту проведения аварийно-восстановительных работ, с возможностью масштабирования, получения информации об электросетевом объекте, в том числе о наличии и размещении используемых ресурсов, а также другой справочной информации.

Внедрение системы требует:

- разработки административных регламентов взаимодействия МОЭСК с другими организациями и ведомствами, в том числе с координационным органом на базе действующего ситуационно-аналитического центра Минэнерго России;
- разработки системы (подсистемы) управления размещением аварийным резервом оборудования, которая должна обеспечивать: расчёт оптимального количества оборудования резерва по типам и маркам оборудования; подбор из резерва идентичного по техническим характеристикам оборудования при отсутствии прямого аналога; оптимизацию размещения, маршрутов и времени доставки оборудования до места проведения аварийно-восстановительных работ, включая формирование электронных схем размещения объектов: подстанций, складов и т.п.;
- формирования в компании общей базы данных о наличии и размещении аварийного запаса оборудования и материалов, аварийно-восстановительных бригад (с указанием профиля и квалификации персонала), специальной техники и механизмов. Для каждого ресурса должна быть описана логистика и другие параметры, характеризующие оперативность развертывания ресурса;
- разработки и внедрения автоматизированной систем управления распределенными ресурсами на базе геоинформационных систем (ГИС), позволяющих в режиме реального времени контролировать объекты, наличие и движение ресурсов (бригад, техники, материалов и т. п.) с точной географической привязкой; интеграция базы данных ресурсов в автоматизированную систему.

7.5.5. Создание / развитие систем поддержки работы с клиентами и рынком электроэнергии и мощности

7.5.5.1. Поддержка процессов организации технологического присоединения к сетям МОЭСК

С целью повышения эффективности производственно-технической деятельности МОЭСК и её филиалов по организации технологического присоединения к сетям, относящимся к зоне ответственности компании, предусматривается создание автоматизированной системы, интегрированной

с автоматизированными системами учёта и отчётности и обеспечивающей поддержку процессов:

- приёма заявок на технологическое присоединение (анализ полноты, обоснованности и правильности представления заявок, достоверности и достаточности предоставленных сведений);
- разработки варианта организации технологического присоединения; определение зон ответственности по заявкам;
- оформления и сопровождения договоров на технологическое присоединение;
- разработки, согласования и утверждения технических условий на технологическое присоединение к сетям;
- контроля исполнения договоров об осуществлении технологического присоединения с фиксацией всех этапов выполнения соответствующих работ;
- внесения информации пошагового прохождения документов по заявкам в единую базу данных, в которой отслеживаются все стадии «жизненного цикла» заявок.

7.5.5.2. Поддержка процессов предоставления услуг по передаче электроэнергии потребителям

Предусматривается создание автоматизированной системы, интегрируемой с АИИС КУЭ и обеспечивающей поддержку следующих процессов предоставления услуг по передаче электроэнергии потребителям:

- получение и обработка информации по значениям сальдо-перетоков электроэнергии по границам балансовой принадлежности за расчётный период;
- учёт перетоков электроэнергии для обеспечения исполнения договоров оказания услуг по передаче электроэнергии по сети (фиксация объёмов электрической энергии, переданной в сети по всем точкам учёта, расположенным на границе балансовой принадлежности МОЭСК и её филиалов);
- формирование и анализ фактических балансов электроэнергии; выявление причин недостоверного учёта. Расчёты и контроль фактических потерь электроэнергии (с использованием подсистемы мониторинга и анализа потерь, описанной в п. 7.4.3.3);
- формирование ежегодного планового баланса электроэнергии в подведомственной сети (с ежеквартальной и ежемесячной корректировкой); формирование величин плановых потерь, структуры технических потерь электроэнергии;
- расчёты нормативных (технологических) потерь электроэнергии по подведомственному оборудованию ПС и ЛЭП; прогнозирование потерь для подготовки обосновывающих материалов с целью установления нормативов технологических потерь;

- организация контроля и анализа выполнения работ по оказанию услуг по передаче электроэнергии потребителям.

7.5.6. Поддержка процессов стратегического планирования развития сетей МОЭСК

Основу производственных процессов перспективного развития и стратегического планирования составляет формирование схем развития сетей МОЭСК с целью разработки предложений по развитию сетевой инфраструктуры и обеспечению удовлетворения краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формированию стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство электросетевых объектов.

Разработка основных технических решений включает: формирование соответствующих моделей, проведение многовариантных электрических расчётов, анализ их результатов, определение рациональных вариантов схем развития сетей, их согласование, включая согласование с подразделениями СО.

По результатам проведённых разработок, рассмотрений и согласований формируются предложения по вводу электросетевых объектов (линий электропередачи и подстанций) на расчётный период, предназначенных для:

- выдачи мощности создаваемых объектов генерации;
- обеспечения подключения новых потребителей;
- снятия сетевых ограничений и повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей;
- реконструкции и технического перевооружения электросетевых объектов.

Для автоматизации указанных производственных процессов предусматривается создание автоматизированной системы перспективного развития сетей МОЭСК, в составе которой должны быть разработаны и внедрены средства/подсистемы информационно-технологической поддержки:

- разработки схем развития сетей МОЭСК;
- разработки схем внешнего электроснабжения (СВЭ) потребителей;
- разработки схем выдачи мощности (СВМ) объектов генерации.

7.6. Развитие АСТУ как единой системы, интегрирующей и координирующей средства и системы автоматизации технологического управления сетями ОАО «МОЭСК»

7.6.1. Назначение и общая характеристика АСТУ

Создаваемая в ОАО «МОЭСК» автоматизированная система технологического управления (АСТУ) представляет собой совокупность систем и средств автоматизации оперативно-диспетчерского и

производственно-технического управления, осуществляющих сбор и передачу технологической информации, ее обработку, хранение и использование для решения задач управления энергообъектами и проведением работ по эксплуатации и развитию сетей на базе современных программно-технических средств вычислительной техники и информационных технологий. Указанная совокупность систем и средств автоматизации образует единую систему, целью которой является обеспечение координации различных видов осуществляемого МОЭСК и её филиалами технологического управления подведомственным электросетевым комплексом (ЭСК) в целом как единым объектом управления.

Целями создания и развития АСТУ являются:

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

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

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

Как система управления *процессами функционирования сетей МОЭСК* АСТУ включает средства и подсистемы координации автоматических и автоматизированных систем контроля, защиты и управления (АСДТУ, РЗА, объектной ПА, АРН, АСУТП/ССПИ/ССПТИ, систем технологической 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 сетей МОЭСК* АСТУ объединяет средства и системы автоматизации производственно-технической деятельности служб компании и её филиалов по организации процессов эксплуатации, ремонта и развития

подведомственных электрических сетей (АСПТУ) - в части задач, требующих для своего решения существенного использования различной технологической информации.

Указанные вертикали должны интегрироваться с другими корпоративными автоматизированными системами (системой коммерческого и технического учёта электроэнергии - АИИС КУЭ и др.) в рамках единой КИСУ компании.

Создаваемая АСТУ строится как распределённая иерархическая система, обеспечивающая согласованное функционирование средств автоматизации, связи и вычислительной техники на уровнях служб и ЦУС МОЭСК, её филиалов (ЦЭС, СЭС, ЗЭС, ЮЭС, ВЭС), ВКС, МКС, а также энергообъектов.

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 МОЭСК АСУТП функции ССПИ и ССПТИ выполняются средствами, входящими в её состав; кроме того, в составе АСУТП подстанции обеспечивается возможность непосредственного управления оборудованием ПС, как с АРМ оперативного персонала ПС, так и из соответствующего ЦУС.

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

7.6.2. Базовые принципы создания /развития АСТУ

Создание АСТУ должно базироваться на следующих основополагающих принципах.

1). Единство системы нормативной документации и используемых информационных моделей на основе открытых международных стандартов МЭК, а также методически и технически связанных с ними стандартов других международных организаций.

В частности, важнейшим инструментом является единство информационных и расчётных моделей сетей на основе Общей Информационной Модели (CIM) электроэнергетики, соответствующей стандартам МЭК 61968, 61970.

2). Единство системы классификации, кодирования и идентификации (ЕСКК), призванной обеспечить информационную совместимость всех взаимодействующих систем и подсистем и, тем самым, - создание единого информационного пространства, не зависящего от способов и средств

реализации автоматизированных процедур. ЕСКК должна охватывать не только все электросетевые объекты и их оборудование (основное и вспомогательное), но и программно-технические средства подсистем, используемые на всех уровнях иерархии управления, и соответствующие информационные потоки, а также гармонизироваться с адаптированной к условиям и особенностям сетей МОЭСК общей информационной моделью (CIM-профилем).

3). 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 интеграция 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.

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. Изменение уровня доступа и полномочий пользователя должно выполняться администраторами системы. 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.

5). Взаимодействие АСТУ со смежными информационными системами

АСТУ должна объединять и координировать средства и подсистемы. Такое объединение может быть различным по статусу, значению для производственных процессов и объёму вовлеченных ресурсов: от полного вхождения в состав АСТУ (как, например, АСДТУ и АСПТУ) до организации взаимного информационного обмена со смежными системами (РЗА, ПА, АИИС КУЭ и др.) по протоколам стандартов МЭК.

6). Обеспечение требуемого уровня надёжности подсистем АСТУ. Как правило, надежность должна достигаться:

- выбором совокупности технических средств, обладающих соответствующими показателями надежности, подтвержденными сертификацией ПТК и его компонентов;
- структурными способами построения подсистемы (использование распределенного управления, автономность отдельных компонентов подсистемы и т.п.);
- применением устройств, обладающих возможностью «горячей» замены отдельных модулей (компонентов) устройств, потенциально наименее надежных (блоки питания, вентиляторы охлаждения и т.п.);
- резервированием (в т.ч. «горячим») наиболее ответственных компонентов ПТК;
- выполнением специальных требований по выбору оборудования, его размещению и монтажу, организации электропитания устройств ПТК, условиям эксплуатации;
- требуемым регламентом обслуживания технических средств.

7). Самодиагностика подсистем АСТУ. ПТК реализации всех подсистем АСТУ должны содержать программно-технические средства самодиагностики (и тестирования), обеспечивающие автоматический контроль исправности основных модулей и компонентов ПТК – с обнаружением факта отказа и его фиксацией. Также автоматически должен производиться контроль компонентов с периодичностью, заданной производителем ПТК. Кроме того, по запросу персонала должен осуществляться тестовый контроль. Сообщения о возможных сбоях и отказах компонентов ПТК должны автоматически доводиться до сведения оперативного и эксплуатационного персонала с помощью средств отображения и фиксироваться на АРМ инженера, обслуживающего ПТС АСТУ.

8). Синхронизация функционирования компонентов ПТК АСТУ

Вся используемая в АСТУ текущая технологическая информация (и оперативная, и неоперативная) должна содержать метку времени, которая должна присваиваться в соответствующих устройствах нижнего уровня (контроллерах, терминалах РЗА и т.п.) объектных подсистем – АСУТП / ССПИ / ССПТИ. При этом все источники времени, используемые в составе ПТК объектных подсистем, должны быть синхронизированы друг с другом и с внешними эталонными стандартами даты и времени. Требования по точности синхронизации должны устанавливаться отдельно для каждой подсистемы АСТУ.

Процедуры синхронизации должны использовать второй по старшинству приоритет передачи так, чтобы существовала возможность прерывания поступления иинформации от систем, имеющих наивысший приоритет (РЗА, ПА и др.).

Для выполнения требований к синхронизации необходимо использовать системы глобального позиционирования (ГЛОНАСС, GPS), соответствующие приемники, выделенные шины сигналов синхронизации или другие методы.

Раздел 8. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

8.1. АИИС КУЭ на питающих центрах ОАО «МОЭСК»

8.1.1. Общие положения

Целями технической политики в области учёта электроэнергии (мощности) являются:

– своевременное и надежное обеспечение подразделений компании и смежных субъектов рынка электроэнергии (мощности) достоверной и легитимной технологической информацией о фактических объемах принятой, распределенной, переданной смежным сетевым организациям и отпущенной потребителям электроэнергии в точках поставки (приема), которая необходима для функционирования оптового (ОРЭ) и розничного (РРЭ) рынков электроэнергии;

– поэтапное внедрение «интеллектуальных» средств и систем автоматизации учета электроэнергии, которые создают основу для внедрения технологий Smart Grid;

– получение технико-экономического эффекта за счет комплексной автоматизации коммерческого и технического учета электроэнергии в электрических сетях;

– поэтапное создание единой корпоративной автоматизированной системы учета электроэнергии ОАО «МОЭСК», которая обеспечит решение комплекса технологических задач в сфере распределения и транспорта электроэнергии на всех уровнях иерархии технологического управления, повысит энергетическую эффективность использования энергоресурсов и создаст необходимые условия для эффективной коммерческой деятельности компании на ОРЭ и РРЭ.

Единая корпоративная автоматизированная система учета электроэнергии ОАО «МОЭСК» должна иметь многоуровневую иерархическую распределенную структуру, которая должна обеспечивать комплексное решение задач коммерческого и технического учета для всех уровней технологического управления Общества, включая:

– измерение и регистрацию с привязкой к календарному времени объемов распределяемой и потребляемой электроэнергии (мощности) в точках приема (отдачи), точках поставки, на энергообъектах (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ) и в эксплуатационных зонах (РЭС, ПЭС) электрической сети;

– дистанционный сбор и достоверизацию данных по учету электроэнергии необходимых для формирования совокупности регламентированных технико-экономических показателей, используемых для

технологических расчетов, а также для определения объемов оказанных услуг;

– информационное обеспечение решения задач по расчету объемов транспорта, контролю полезного отпуска, формированию балансов электроэнергии;

– контроль выполнения существенных условий договоров технологического присоединения, договоров на оказание услуг по передаче электроэнергии со смежными субъектами ОРЭ и РРЭ;

– оперативный контроль за уровнем потерь электроэнергии в узлах и участках распределительных электрических сетей, выявление зон с высоким уровнем потерь для эффективного обеспечения мероприятий по снижению технических и коммерческих потерь электроэнергии;

– информационное обеспечение задач планирования и управления режимами работы электрической сети на основе анализа фактической загрузки электросетевой инфраструктуры в различные интервалы времени (в разрезе суток, месяца, года);

– снижение эксплуатационных затрат на обслуживание средств учета электроэнергии в распределительных сетях за счет постоянного мониторинга параметров их текущего состояния.

– автоматизация коммерческого и технического учета электроэнергии.

Для достижения поставленных целей в сфере учета электроэнергии должны быть решены следующие организационно-технические задачи:

– замена измерительных трансформаторов тока и напряжения, не отвечающих установленным требованиям, на трансформаторы с более высоким классом точности для повышения точности и достоверности учета электрической электроэнергии (мощности), отпускаемой и передаваемой по электрическим сетям;

– приведение нагрузки измерительных трансформаторов тока и напряжения в соответствие с требованиями нормативной базы оптового и розничного рынков электроэнергии;

– перенос измерительных комплексов расчетного учета электрической энергии с потребителями на границу балансовой принадлежности (ГБП);

– поэтапная автоматизация расчетного и технического учета электроэнергии, контроля состояния средств учета и основных показателей качества электроэнергии путем создания на энергообъектах информационно-измерительных систем (ИИС) учета на базе многофункциональных счетчиков электроэнергии, информационно-вычислительных комплексов электроустановок (ИВКЭ) на базе микропроцессорных УСПД, а также многофункциональных ИВК АИИС в зональных центрах сбора и обработки данных учета;

– включение (интеграцию) в состав единой системы локальных

информационно-вычислительных комплексов учета электроэнергии, внедренных ранее;

– организация в электросетевых филиалах территориально распределенной системы зональных центров сбора и обработки данных учета электроэнергии (ЦСОД) в распределительных сетях 0,4-20 кВ ОАО «МОЭСК», являющихся составными частями единой корпоративной автоматизированной системы учета электроэнергии;

– автоматизация передачи данных учета электроэнергии в автоматизированную информационную систему (АИС) с программным обеспечением «Альфа-Центр» (далее – АИС с ПО «Альфа-Центр»);

– организация информационного обмена данными учета между АИС с ПО «Альфа-Центр» и другими системами, находящимися в эксплуатации в ОАО «МОЭСК», включая АИИС КУЭ питающих центров (ПЦ), оперативно-информационные комплексы (ОИК) районных диспетчерских пунктов (РДП) РЭС, ПЭС и ЦУС, а также технологические подсистемы создаваемой АСТУ ОАО «МОЭСК»;

– организация автоматизированного обмена данными учета электроэнергии со смежными субъектами ОРЭ и РРЭ в соответствии с заключенными соглашениями об информационном обмене технологической информацией.

Основными необходимыми условиями, обеспечивающими возможность интеграции АИИС учета на РРЭ в единое информационно-технологическое пространство (ЕИТП) ОАО «МОЭСК», являются:

– использование структуры логической модели данных в системе учета, отвечающих идеологии создания ЕИТП, а также обеспечивающих возможность интеграции системы в состав АСТУ ОАО «МОЭСК» без кардинальной ее переработки;
– обеспечение совместимости или возможности согласования информационной модели системы учета электроэнергии с корпоративным профилем единой информационной модели сети ОАО «МОЭСК» CIM (Common Information Model), разработанной в соответствии с требованиями стандартов МЭК 61968/61970. Для обеспечения совместимости с CIM логическая структура модели сети в системе учета электроэнергии, должна быть объектно-ориентированной и включать частные взаимосвязанные модели данных: оборудования, топологии сети, измерений потоков энергии (мощности). Классы и свойства (атрибуты) объектов, а также отношения (связи) между ними в составе моделей должны допускать модификацию в зависимости от развития корпоративного профиля CIM ОАО «МОЭСК» и состава интегрируемых приложений;

- классификация и кодирование объектов в составе моделей оборудования, топологии сети, измерений должны осуществляться на основе единых правил кодирования и идентификации, принятых при создании АСТУ ОАО «МОЭСК»;
- базовые программные средства, используемые для создания ИВК АИИС КУЭ, должны поддерживать технологию создания базы данных и взаимодействия с внешними системами на основе импорта/экспорта файлов в соответствии со стандартами МЭК 61968/61970.

В системе учета электрической энергии должна включать обеспечиваться защита от несанкционированного доступа к данным, в том числе идентификация, аутентификация и авторизация персонала при доступе к системе, мониторинг действий персонала, антивирусная защита, контроль целостности программно-аппаратной части и т.д.

8.1.2. Организация учета электроэнергии на питающих центрах (ПЦ)

При организации учета электроэнергии на питающих центрах предъявляются единые требования к составу информационно-измерительных систем согласно Приложению 11.1 к «Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка».

В соответствии с техническими условиями на создание АИИС КУЭ на объектах ОАО "МОЭСК" ко всем комплексам технического учета на подстанциях предъявляются требования по метрологическому обеспечению, аналогичные требованиям к расчетному учету.

Основными техническими решениями по организации системы сбора и передачи данных на питающих центрах являются:

– создание на ПЦ двухуровневой системы учёта (уровни ИИК и ИВКЭ) и включение систем учёта ПЦ в систему учёта соответствующего филиала, ОАО «МОЭСК» в целом и - в случае наличия расчетных точек учета со смежными субъектами ОРЭ - в систему учета периметра ОАО «МОЭСК» по границам ОРЭ;

– установка приборов учета на всех присоединениях подстанции с целью контроля баланса по системам шин и по подстанции в целом для повышения достоверности данных АИИС КУЭ.

Система учёта ПЦ должна обеспечивать:

- автоматизацию учёта электроэнергии в объеме, необходимом для расчетов баланса электроэнергии на подстанции и сети в целом;
- автоматический сбор, хранение и передачу следующих данных в корпоративную систему учёта ОАО «МОЭСК» и соответствующего филиала:
  - величин активной и реактивной электроэнергии;
  - параметров режима сети (I, U, F, cosφ);

- событий в сети, наблюдаемых в течение времени измерений и регистрируемых в «Журнале событий»;

- безопасность сохранения информации и программного обеспечения в соответствии с ГОСТ Р52069.0 и ГОСТ Р 51275.

8.1.2.1. Основные требования к компонентам АИИС КУЭ ПЦ. Уровень ИИК

В измерительных трансформаторах тока (ТТ) и напряжения (ТН) должно предусматриваться:

- в ТТ присоединений 0,4-6-10-20-35-110-220 кВ – отдельная вторичная обмотка для учёта класса точности не хуже 0,2s;
- наличие вторичных обмоток ТТ для раздельного подключения измерительных приборов и счетчиков электроэнергии, с защитой от несанкционированного доступа к обмоткам;
- трехтрансформаторное включение ТТ;
- в ТН присоединений 6-10-20-35-110-220 кВ – отдельная вторичная обмотка для учёта класса точности не хуже 0,2;
- антирезонансное исполнение конструкции ТН.

  Наряду с измерительными трансформаторами тока и напряжения, основанными на электромагнитном принципе работы, допускается применение оптических измерительных трансформаторов тока (датчиков тока) и оптических трансформаторов напряжения.

Основные требования к счётчикам электроэнергии.

1). Использование в качестве приборов учета многофункциональных счетчиков электроэнергии класса точности не хуже 0,2S, с возможностью дистанционного съема данных и их импорта в автоматизированные системы учета электрической энергии по цифровым интерфейсам.

2). Тип счётчика - трехэлементный с трансформаторным включением.

3). Счётчик должен обеспечивать измерение и учет активной и реактивной электроэнергии в одном или двух направлениях, в том числе:

- электроэнергии (непрерывный нарастающий итог);

- интервальных 30-и минутных приращений электроэнергии (средних 30-и минутных значений мощности) за каждые сутки с хранением в памяти не менее 120 суток;

- средних 1-но минутных значений мощности за сутки с хранением в памяти не менее 3 суток;

- электроэнергии за календарный месяц с хранением в памяти не менее года.

4). Счетчик должен обеспечивать измерение действующих значений параметров трехфазной электрической сети присоединения с интервалом измерения не более 1 с, в т.ч.: напряжения фазного и линейного, токов

(пофазно), активной и реактивной мощности (пофазно и суммарные величины), частоты сети, cos φ;

5). Счетчик должен иметь:

- энергонезависимую память для хранения значений измерений, параметров настройки и программ;

- энергонезависимые часы реального времени (точность хода встроенных часов должна соответствовать требованиям ГОСТ Р МЭК 61038-2001 в диапазоне температур от минус 40 до +60°С и иметь возможность автоматической коррекции) и календарь;

- «Журнал событий» характеризующих режим работы счетчика и его работоспособность с фиксацией следующих событий:

- даты и времени попытки несанкционированного доступа;
- даты и времени изменения тока в фазных проводах,
- даты и времени сверхнормативного магнитного воздействия
- связи со счётчиком приведшие к каким-либо изменениям данных;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерыва питания.

- защиту от несанкционированного доступа к изменению данных, параметров настройки, загруженных программ.

- оптический порт;

- испытательный выход;

- цифровой канал связи для передачи данных в ИВКЭ и/или автономного чтения;

- возможность обеспечить скорость передачи данных не менее 9600 бит/с;

- многотарифное меню (тарифные зоны должны быть программируемы).

- возможность подключения резервного источника питания;

- обеспечение автоматической самодиагностики;

- возможность функционировать в существующем электромагнитном окружении, не влияя на это окружение недопустимым образом; при этом счетчик должен соответствовать требованиям действующих нормативных, отраслевых директивных и методических документов в части электромагнитной совместимости (ЭМС).

6). Счетчик должен функционировать в соответствии с заявленными техническими характеристиками при любом значении температуры находящемся в интервале от минус 40 до плюс 60 ^{0}С.

7). Число поддерживаемых счетчиком тарифов, (дифференцированных по зонам суток) должно быть не менее 4-х.

8). Счетчик должен иметь межповерочный интервал не менее 10 лет, среднюю наработку на отказ не менее 100 000 час и срок службы не менее 30 лет.

9). В счетчике электрической энергии должен быть предусмотрен контроль правильности подключения измерительных цепей.

10). Защита счетчика от несанкционированного доступа должна быть выполнена на техническом (аппаратном) и программном уровне

11). Счетчик должен иметь свидетельство (сертификат) об утверждении типа средств измерений выданные Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии и аттестован к применению в ОАО «ФСК» и ОАО «Россети».

Основные требования к вторичным цепям:

- подключение счётчика через испытательную коробку, установленную в непосредственной близости от электросчетчиков;
- подключение счётчиков к ТН отдельным кабелем с обеспечением потерь во вторичных цепях не более 0,25%;
- подключение электросчетчиков к ТТ отдельным кабелем;
- вторичные цепи должны быть защищены от несанкционированного доступа на участке от измерительных трансформаторов до счетчиков путем пломбирования и маркировки знаками визуального контроля.
- вторичные измерительные цепи от трансформаторов тока и напряжения до счетчиков между панелями, шкафами, на территории ПЦ выполнять экранированным кабелем с резервной жилой; прокладку цепей напряжения 110 кВ и выше на территории ОРУ предусмотреть в броневой оболочке; допускается выполнять вторичные цепи присоединений 20-10-6 кВ неэкранированным кабелем (проводом), при прохождении цепей только внутри релейных отсеков и соблюдении требований о предотвращении несанкционированного доступа к цепям учета;
- экраны измерительных цепей должны заземляться с двух сторон. При наличии догрузочных резисторов в токовых цепях учета с целью возможности создания ремонтного обвода при выходе догрузочных резисторов из строя без демонтажа и разрыва токовых цепей для исключения повреждения ТТ, устанавливать дополнительные обводные испытательные коробки или пломбируемые измерительные клеммы с размыкателями и короткозамыкателями.

8.1.2.2. Основные требования к компонентам АИИС КУЭ ПЦ. Уровень ИВКЭ

Требования к функциям:

- автоматический сбор и хранение результатов измерений;
- сбор данных о состоянии средств измерений и их диагностика;

- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;
- ведение журнала событий;
- предоставление доступа ИВК с ПО «Альфа-Центр» к результатам измерений и «Журналу событий» по КСПД ОАО «МОЭСК»;
- аппаратная и программная защита от несанкционированного изменения параметров и данных;
- обеспечение автоматической синхронизации счетчиков.

Требования к каналам связи между ИИК и ИВКЭ на ПЦ:

- информационные цепи от ИИК до ИВКЭ ПЦ при прокладке внутри зданий выполнять контрольным экранированным негорючим кабелем, между зданиями - контрольным экранированным негорючим кабелем в броневой оболочке, морозоустойчивым, количество жил определять в зависимости от количества фактически используемых жил при подключении; экраны информационных цепей (по интерфейсу RS-485) должны заземляться только со стороны шкафа ИВКЭ ПЦ;
- устанавливать средства защиты информационных цепей от перенапряжений с обеих сторон информационной цепи от ИИК до ИВКЭ ПЦ (по интерфейсу RS-485) при прокладке между устройствами, находящимися в разных зданиях и/или проходящих по кабельным каналам/лоткам (переходам) рядом с силовыми цепями, токопроводами и оборудованием высокого напряжения; для остальных подключений информационных цепей от ИИК до ИВКЭ ПЦ (по интерфейсу RS-485), от ИВКЭ ПЦ до каналообразующей аппаратуры связи (по интерфейсу Ethernet) предусмотреть установку средств защиты информационных цепей от перенапряжений только со стороны шкафа ИВКЭ ПЦ.

Требования к каналам связи между ИВКЭ на ПЦ и ИВК АИИС КУЭ приведены в разделе 12.

Существующие в ОАО «МОЭСК» и в сетевых филиалах центры сбора и обработки данных (ЦСОД) АИИС КУЭ ПЦ электрических сетей (уровень ИВК) обеспечивают:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- подготовку отчетов в стандартных форматах для передачи данных коммерческого учёта субъектам рынка электроэнергии (ОАО «АТС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС», сбытовые компании, генерирующие компании, потребители), с которыми ОАО «МОЭСК» заключены соглашения об информационном обмене.

Каждый ЦСОД в составе АИИС КУЭ ПЦ включает оборудование связи, серверы, системы хранения данных, специализированное программное

обеспечение (ПО) для сбора, обработки и управления данными. Все ЦСОД работают в единой локальной сети ОАО «МОЭСК».

Данные учета с питающих центров поступают в ЦСОД АИИС КУЭ ПЦ филиалов ОАО «МОЭСК», где осуществляется их предварительная обработка, и далее отправляются в ЦСОД ОАО «МОЭСК». В результате такой двухступенчатой обработки филиалы ОАО «МОЭСК» имеют доступ только к тем данным, которые касаются их ПЦ, а Исполнительный аппарат ОАО «МОЭСК» получает доступ ко всем данным в целом.

Требования к организации питания ИИК и ИВКЭ на ПЦ:

– электропитание ИИК и ИВКЭ ПЦ должно обеспечиваться от напряжения 220 В частотой 50 Гц. Для надежной и бесперебойной работы системы ИИК и ИВКЭ ПЦ должны иметь резервный источник питания и обеспечивать автоматическое переключение на резервный источник питания при исчезновении основного питания и обратно;

– для организации резервного питания ИИК и ИВКЭ ПЦ от сети ~220 В использовать шкафы автоматического включения резерва (Шкафы АВР АИИС КУЭ);

- питание шкафа ИВКЭ ПЦ должно осуществляться через ИБП;

– цепи резервного питания от АВР до панелей/шкафов учета, шкафа ИВКЭ ПЦ, ИИК в ячейках 20-10-6-0,4 кВ выполнять с подключением нулевого защитного проводника PE; предусматривать на вводах резервного питания ИИК указанного оборудования выключатели-разъединители или автоматические включатели (из расчета 1 коммутационный аппарат на 1 шлейф питания в отдельном помещении).

8.2. АИИС КУЭ в распределительных сетях ОАО «МОЭСК»

При организации учета электроэнергии в распределительных электрических сетях 6-10-20/0,4 кВ (РЭС) ОАО «МОЭСК» к компонентам информационно-измерительных комплексов и систем предъявляются технические требования согласно Постановлению Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

Основными техническими решениями по организации комплексов и систем измерения, сбора и передачи данных учета электроэнергии в распределительных сетях 6-10-20/0,4 кВ являются:

– создание ИВКЭ учета путем объединения электросчетчиков на энергообъектах и подключения их к УСПД с использованием интерфейса RS-485, линий силовой сети и технологии PLC или радиоадаптеров и др.;

– автоматизация сбора данных учета с ИИК и ИВКЭ в центры сбора и обработки данных зонального уровня через КСПД ОАО «МОЭСК» по имеющимся и организуемым каналам связи (GSM/GPRS и др.) для систематизации, хранения и предварительной обработки на серверах

зональных ИВК АИИС учета электроэнергии в распредсетях;

– автоматизация передачи в регламентированном порядке агрегированной информации по учету, полученной средствами зональных ИВК АИИС, в локальные базы данных (БД), АИС с ПО «Альфа-Центр», расположенные в территориальных подразделениях блока транспорта электроэнергии;

– обеспечение обработки данных коммерческого и технического учета для целей формирования балансов электроэнергии различного уровня (фидер, секция шин, подстанция, участок сети, РЭС, ПЭС, РСК) в соответствии с утвержденными методиками средствами АИС с ПО «Альфа-Центр»;

– предоставление регламентированного доступа к данным измерений и расчетов в сфере коммерческого и технического учета электроэнергии персоналу технологических подразделений исполнительного аппарата и филиалов компании средствами АИС с ПО «Альфа-Центр» по информационным каналам корпоративной сети передачи данных (КСПД) ОАО «МОЭСК»;

– предоставление регламентированного доступа к данным коммерческого учета в точках поставки (приема) для смежных субъектов рынка электроэнергии и потребителей с использованием специализированного интернет-портала, поддерживаемого АИС с ПО «Альфа-Центр».

При организации и модернизации существующего учета электроэнергии в распределительных сетях 6-10-20/0,4 кВ предусматривается установка средств учета на границе балансовой принадлежности (ГБП), включая:

– применение отдельных шкафов учета с размещением их в электроустановках потребителя и обеспечением защиты от несанкционированного доступа (в случае невозможности размещения средств учета в электроустановках ОАО «МОЭСК»);

– организацию узлов учета электроэнергии на ГБП с частными владениями в местах свободного доступа (на фасадах частных владений, на опорах ВЛ - столбовой учет, и других возможных местах за пределами закрытых для свободного доступа мест);

– установку устройств учета электроэнергии на вводах в многоквартирные дома;

– разделение вводов в частные жилые дома при наличии двух и более собственников (при необходимости);

– установку балансирующих приборов учета на отходящих фидерах 0.4 кВ на ТП с целью осуществления контроля за потреблением электроэнергии балансным методом.

При новом строительстве должны предъявляться требования по организации учета электрической энергии на границе раздела балансовой принадлежности с монтажом вводных проводов и вводно-распределительных устройств, исключающих несанкционированный доступ к средствам учета, а также предусматривающих передачу данных учета с устанавливаемых ИИК и ИВКЭ в базы данных ИВК АИИС зонального уровня.

Учитывая разнообразие и разнородность существующих комплексов и систем учета электроэнергии на объектах РЭС в сетевых филиалах ОАО «МОЭСК», как в отношении производителей (поставщиков) оборудования и программного обеспечения, так и в отношении их технических характеристик, должны быть разработаны и внедрены интегрированные автоматизированные информационно-измерительные системы учета электроэнергии в распределительных сетях (АИИС УЭ РЭС) зонального уровня.

Программно-технические комплексы АИИС УЭ РЭС зонального уровня предназначены для автоматизации сбора, обработки, хранения, отображения и передачи в другие информационные системы результатов измерений от существующих и создаваемых комплексов и систем учета в зонах эксплуатационной ответственности территориальных подразделений блока транспорта электроэнергии электросетевых филиалов (ВЭС, ЗЭС, СЭС, ЦЭС, ЮЭС, МКС).

В целях поэтапного внедрения технологий Smart Metering в качестве необходимого компонента SmartGrid, распределенный ПТК АИИС УЭ РЭС также должен обеспечивать автоматический мониторинг, контроль, регистрацию, анализ и отображение данных о состоянии средств измерений, а также о параметрах состояния присоединений на электроустановках, которые могут формироваться интеллектуальными устройствами (ИИК, ИВКЭ) в составе действующих и создаваемых локальных комплексов и систем учета электроэнергии.

Первичными источниками данных для ПТК АИИС УЭ РЭС зонального уровня являются ИИК, ИВКЭ, а также ИВК систем дистанционного сбора данных учета электроэнергии, действующие и устанавливаемые в зонах эксплуатационной ответственности территориальных подразделений блока транспорта электроэнергии электросетевых филиалов.

Технические решения по каналам сбора и передачи данных в составе АИИС УЭ РЭС, включая оценку необходимости их резервирования, должны определяться в ходе проектирования ИВК зонального уровня с учетом топологии и характеристик собственных и арендуемых каналов технологической связи ОАО «МОЭСК» с учетом требований технического задания на проектирование, а также на основе сравнительного анализа возможных вариантов и технико-экономического обоснования.

В целях создания условий для реализации технологий Smart Metering в качестве базовой платформы для создания Зональных ПТК АИИС УЭ РЭС должен быть использован единый промышленно апробированный специализированный программный комплекс, который сертифицирован как средство измерения и аттестован для применения в составе информационно-измерительных систем учета электроэнергии, создаваемых в распределительном электросетевом комплексе.

Функциональные возможности и инструментарий разработки прикладных функций используемого программного комплекса должны отвечать следующим требованиям:

- потенциальная инвариантность (возможность адаптации и настройки) по отношению к типам, составу и характеристикам интегрируемых в единую АИИС комплексов и систем учета;
- приведение разнородных учетных данных, предоставляемых комплексами и системами учета различных производителей, к унифицированному виду по составу, наименованию и содержанию нормативно-справочной информации (НСИ) для хранения и дальнейшей обработки;
- выполнение базовых функций оперативного информационного комплекса по учету, обеспечивающего возможность с заданной частотой осуществлять мониторинг поступления и контроль достоверности данных учета, контролировать состояние средств измерений и объектов измерений, регистрировать штатные и аварийные события в системе учета с меткой времени;
- возможность выполнять в автоматическом режиме аналитические расчеты с использованием данных учета по заданным правилам и автоматически формировать требуемые отчеты;
- возможность автоматизации процедур информационного обмена с внешними информационными системами с использованием широкого спектра НСИ, открытых стандартных протоколов и форматов передачи данных;
- возможность оперативной настройки содержания и объема данных, включаемых в информационный обмен, а также гибкой настройки расписания выполнения операций сбора и передачи данных;
- наличие механизма и функций экспорта/импорта данных по НСИ и показаниям приборов учета, поддерживаемых в составе АИС с ПО «Альфа-Центр».

В ОАО «МОЭСК» должна внедряться целевая архитектура зонального ПТК АИИС УЭ РЭС, включающая 3 уровня иерархии технологического управления:

1-й - уровень точки измерения - образуется на присоединениях

распределительных устройств подстанций или воздушных линиях электрической сети в точках измерения учетных показателей. Этот уровень включает аппаратные средства и встроенное программное обеспечение в составе ИИК на базе микропроцессорных счетчиков электроэнергии различных производителей;

2-й – уровень энергообъекта - образуется на энергообъектах (ТП, РП, РТП). К данному уровню относятся все программно-технические средства системы учета в составе ИВКЭ на базе микропроцессорных УСПД различных производителей.

3-й – уровень эксплуатационной зоны - образуется в центрах сбора и обработки данных учета зонального уровня на базе территориальных подразделений блока транспорта электроэнергии электросетевых филиалов. Включает комплекс технических и программных средств, входящих в состав зонального ПТК АИИС УЭ РЭС.

В составе зональных ПТК АИИС УЭ РЭС должны быть реализованы следующие функциональные подсистемы технологического назначения: ведения НСИ системы учета; дистанционного сбора данных учета; унификации хранимых учетных показателей; контроля полноты и достоверности данных учета; мониторинга состояния средств учета; регистрации событий в системе; организации доступа и отображения данных; формирования справочных и отчетных документов; организации согласования НСИ для целей информационного обмена.

Средства зональных ПТК АИИС УЭ РЭС также должны обеспечить реализацию следующих вспомогательных и сервисных подсистем: идентификации и кодирования элементов информационной модели; управления базами данных; обеспечения единого системного времени; самодиагностики компонентов ПТК; конфигурирования и настройки; администрирования и управления доступом; открытого инструментария для разработки новых прикладных функций силами эксплуатационного персонала ОАО «МОЭСК».

Структура и организация взаимодействия компонентов комплексов технических и программных средств в составе зональных ПТК АИИС УЭ РЭС должна быть реализована в соответствии с требованиями клиент-серверной архитектуры.

Решение о целесообразности создания единого ЦСОД учета электроэнергии в электросетевом филиале вместо ряда ЦСОД зонального уровня должно приниматься на основе сравнительного анализа соответствующих проектных решений с использованием ряда технико-экономических показателей, включая затраты: а) на развитие каналов технологической сети передачи данных; б) на оснащение помещений ЦСОД соответствующими инженерными системами; в) на создание надежной программно-аппаратной инфраструктуры ИВК АИИС; г) на организацию

эксплуатации и технического обслуживания средств ИВК с учетом ряда технологических требований.

Решение расчетных и аналитических задач в сфере коммерческого учета электроэнергии на корпоративном уровне персоналом подразделений аппарата управления филиалов и исполнительного аппарата ОАО «МОЭСК» должно обеспечиваться средствами эксплуатируемой АИС с ПО «Альфа-Центр».

АИС с ПО «Альфа-Центр» относится к классу специализированных технологических информационных систем. Основное назначение системы - автоматизация бизнес-процессов в сфере коммерческого учета электроэнергии, реализуемых структурными и функционально подчиненными подразделениями дирекции по транспорту электроэнергии ОАО «МОЭСК», включая:

- формирование и ведение реестров НСИ по контрагентам и потребителям электроэнергии, включая юридических и физических лиц, которые имеют прямое или опосредованное технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «МОЭСК»;
- формирование и ведение реестров НСИ по компонентам измерительных комплексов (электросчетчики, измерительные трансформаторы тока и напряжения), установленных в точках коммерческого и технического учета электроэнергии на объектах ОАО «МОЭСК», а также на объектах смежных субъектов и потребителей в случае использования их в качестве расчетных при осуществлении взаиморасчетов за услуги по передаче электроэнергии;
- формирование и ведение НСИ по единой иерархической структурированной схеме электрической сети; регистрация привязки измерительных комплексов к элементам схемы сети;
- сбор, систематизация, обработка и анализ технологических данных учета в точках измерения, получаемых от измерительных комплексов расчетного и технического учета;
- регистрацию актированных объемов безучетного и бездоговорного потребления электроэнергии в точках поставки;
- расчет и контроль объемов принятой, распределенной, переданной и отпущенной потребителям электроэнергии в точках приема/поставки;
- контроль объемов полезного отпуска электроэнергии потребителям, сформированного ОАО «Мосэнергосбыт», выявление и регистрация разногласий;
- расчет балансов электроэнергии в разрезе электроустановок (ПС, фидер, РП, ТП), а также зон эксплуатационной ответственности (РЭС, ПЭС); выявление «очагов» потерь;
- формирование регламентированной отчетности и подготовка оперативных справок по запросам пользователей для принятия

управленческих решений на основе информации, хранимой в БД АИС с ПО «Альфа-Центр»;

- информационную поддержку бизнес-процесса организации технического обслуживания средств учета, выполнения работ по эксплуатации измерительных комплексов (установка, проверка, замена) на электроустановках потребителей и сетевых объектах;
- организацию автоматизированного информационного обмена данными с внешними АИС, принадлежащими как потребителям, так и сетевой компании;
- обеспечение регламентированного Web-доступа контрагентов и потребителей к данным учета по потреблению электроэнергии.

Основной целью внедрения и развития функций АИС с ПО «Альфа-Центр» является обеспечение для ОАО «МОЭСК» возможности комплексного решения задач коммерческого учета и осуществления автоматизированного контроля за объемами оказанных услуг по передаче и поставке электроэнергии потребителям (юридическим и физическим лицам), а также перехода в перспективе к самостоятельному формированию объемов полезного отпуска, поддержки мероприятий по минимизации потерь электроэнергии и оптимизации ресурсов при выполнении данных функций.

Для обеспечения условий информационной безопасности и регламентации доступа к технологической информации по учету электроэнергии зональные ПТК АИИС УЭ РЭС и ПТК АИС с ПО «Альфа-Центр», базирующиеся в территориальных отделениях транспорта электроэнергии, должны быть объединены в единые технологические информационно-вычислительные комплексы, которые должны функционировать с использованием каналов технологической сети передачи данных (ТСПД) ОАО «МОЭСК».

Технические решения по включению ЛВС территориальных отделений транспорта электроэнергии областных электросетевых филиалов в состав КИВС ОАО «МОЭСК», а также по выделению в их структуре сегментов ЛВС технологического назначения, должны быть разработаны в ходе проектирования зональных ИВК АИИС УЭ РЭС.

Организация технологических подсетей и функции их администрирования должны обеспечиваться силами квалифицированного персонала электросетевых филиалов, обеспечивающего эксплуатацию и техническое обслуживание аппаратных и программных средств в составе ПТК АИИС УЭ РЭС и АИС с ПО «Альфа-Центр».

Долгосрочное и годовое планирование развития системы учета на РРЭ и ее поэтапное создание компонентов АИИС УЭ РЭС на всех функциональных уровнях (ИИК, ИВКЭ, ИВК) должно осуществляться в рамках реализации корпоративных целевых программ.

8.3. Направления развития системы учета электроэнергии и расчета с контрагентами

Для консолидации агрегированной информации по учету электроэнергии на питающих центрах и в распределительных сетях 6-10-20/0,4 кВ ОАО «МОЭСК», автоматизации расчета балансов электроэнергии по филиалам и компании в целом, расчета стоимости услуг по передаче электроэнергии контрагентам предназначена Система учета электроэнергии и расчета с контрагентами (СУЭРК). Первичными для учета электроэнергии в СУЭРК являются данные систем АСКУЭ, включая АИИС КУЭ ПЦ, АИИС УЭ РЭС, АИС с ПО «Альфа-Центр», а также данные по объемам потребления электроэнергии, занесенные пользователями СУЭРК в интерактивном режиме.

В СУЭРК должно обеспечиваться ведение и хранение обобщенной технологической информации по потребителям – юридическим и физическим лицам, точкам технического и коммерческого учета электроэнергии, парку измерительных средств учета, расчетной модели сети, релевантной информации для расчета с контрагентами: сбытовыми организациями, территориальными сетевыми организациями, генерирующими компаниями, ОАО «ФСК ЕЭС», а также осуществляться формирование аналитической отчетности.

Для осуществления эффективной интеграции с подсистемами КИСУ ОАО «МОЭСК», предназначенными для автоматизации бизнес-процессов технического обслуживания и ремонта оборудования, ведения нормативно-справочной информации, а также для использования единой базы данных электросетевого оборудования, предпочтение при создании СУЭРК отдаётся решениям, предполагающим единство программной платформы СУЭРК и ERP (Enterprise Resource Planning System) - подсистем КИСУ.

Раздел 9. Контроль качества электроэнергии. Создание системы мониторинга и управления качеством электроэнергии (СМиУКЭ)

9.1. Организация контроля качества электроэнергии

Требования по обеспечению качества электроэнергии регламентированы стандартами:

- ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;
- ГОСТ Р 53333-2008 «Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

- ГОСТ Р 51317.4.30-2008 «Методы измерений показателей качества электрической энергии»;

- ГОСТ Р 51317.4.7-2008 «Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств»

ГОСТ Р 54149-2010 Национальный СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

В области контроля качества электроэнергии (КЭ) в сетях ОАО «МОЭСК» настоящие МУ нацелены 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, в области КЭ предусматривается ориентация на:

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

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

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

Для достижения указанных целей в области контроля и управления качеством электроэнергии предусматривается выполнение следующих основных мероприятий:

- организация постоянного мониторинга КЭ в сетях компании;
- использование счетчиков коммерческого учета с сертифицированными функциями измерения показателей качества электроэнергии (ПКЭ);
- установка приборов контроля КЭ на ответственных присоединениях, в местах регулярных отклонений ПКЭ от установленных значений, для контроля потребителей, являющихся источником (выявленным или потенциальным) нарушений КЭ;
- проведение мероприятий по улучшению качества электроэнергии, разработка мер для уменьшения провалов и всплесков напряжения, установка компенсирующих устройств для уменьшения локальных реактивностей и резонансов сети;
- сохранение надежности электроснабжения и КЭ для потребителей и смежных сетевых организаций при развитии и расширении сети;

- оснащение приборами контроля качества объектов реконструкции и нового строительства электросетевых объектов;
- доработка существующих стандартов, направленных на поддержание КЭ в электрических сетях в установленных пределах, с целью установления нормированных пределов ПКЭ для всех уровней напряжения;
- доработка нормативно-правовой базы в части определения необходимых и достаточных требований для разграничения степени влияния и ответственности, в том числе финансовой, субъектов электроэнергетики за влияние на ПКЭ;
- определение договорных обязательств в части КЭ между ОАО «МОЭСК» и контрагентом.

С целью управления качеством электроэнергии предусматривается следующий порядок выполнения мероприятий.

1). Периодический контроль качества электрической энергии в сети проводится силами РЭС, районов кабельных сетей, службы метрологии и контроля качества электроэнергии ЦЭС. Работы выполняются по утвержденным главными инженерами графикам периодического контроля.

Измерения проводятся в распределительной сети 6 (10) кВ на стороне 0,4 кВ ТП (КТП) и на секциях шин 6(10,20) кВ подстанций ЦЭС.

Интервал между очередными измерениями значений ПКЭ при периодическом контроле КЭ должен составлять:

- для установившегося отклонения напряжения - не более половины года в зависимости от сезонного изменения нагрузок в сети ЦП, а при наличии автоматического встречного регулирования напряжения - не более одного года;
- при незначительной динамике максимальной нагрузки ЦП (не более 10 % за год) и при отсутствии существенных изменений в электрической схеме сети и ее элементах в процессе эксплуатации допускается увеличивать интервал времени между двумя контрольными проверками, но не более, чем до двух лет.

Продолжительность непрерывного контроля качества электрической энергии - не менее 24 ч.

2). Осуществляется работа с обращениями потребителей по проблемам качества электрической энергии на основании утвержденного Регламента «Порядок рассмотрения обращений, поступающих в ОАО «МОЭСК» от потребителей услуг и потенциальных клиентов».

3). Анализ результатов измерений ПКЭ и разработка корректирующих мероприятий по устранению выявленных несоответствий (в том числе мероприятий, требующие включения в инвестиционную и производственную программы) проводятся:

- в ЮЭС, ВЭС, ЗЭС и СЭС специалистами РЭС, службой распределительных сетей, отделом контроля качества электроэнергии;

- в МКС специалистами районов кабельных сетей, службой распределительных сетей, отделом контроля качества электроэнергии;
- в ЦЭС службой электрических режимов и отделом контроля качества электроэнергии.

4). Проведение повторных измерений ПКЭ после выполнения корректирующих мероприятий, ремонтных работ и реконструкции в РУ 0,4 кВ ТП (КТП) и концах удаленных фидеров сети 0,4 кВ, для подтверждения эффективности выполненных работ.

5). Организация мониторинга качества электрической энергии осуществляется путем установки стационарных приборов контроля качества электрической энергии на реконструируемых и вновь строящихся подстанциях на секциях шин 6-20 кВ; предусматривается удаленный доступ к приборам контроля качества электроэнергии с АРМ служб метрологии и контроля качества электроэнергии филиалов.

6). Ведение базы данных ПКЭ и их анализ для оценки динамики изменения качества электрической энергии.

Методическое обеспечение работ по управлению качеством электроэнергии осуществляется управлением метрологии и системы качества электроэнергии ОАО «МОЭСК» и координирующими подразделениями по управлению качеством электроэнергии филиалов.

9.2. Создание системы мониторинга и управления качеством электроэнергии (СМиУКЭ)

Для выполнения перечисленных выше задач необходимо создание системы мониторинга и управления качеством электрической энергии (СМиУКЭ), которая позволит решить следующие основные задачи:

- обеспечение информационной поддержки и взаимодействия с потребителями, в том числе при урегулировании вопросов по КЭ в рамках договоров оказания услуг по передаче электроэнергии, на основе достоверных и легитимных результатов измерений ПКЭ;
- информационная поддержка персонала ОАО «МОЭСК» при анализе КЭ и разработке мероприятий по поддержанию требуемых уровней ПКЭ в сетях компании.

Технологические функции системы:

- непрерывные измерения ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ в сетях различных классов напряжения, посредством стационарных средств измерения (СИ) ПКЭ, установленных на ПС;
- сбор, передача с уровня ПС на уровень управления и хранение результатов измерений ПКЭ;
- обработка результатов измерений и автоматизированное формирование стандартизованной 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 сигнализация нарушений установленных пределов ПКЭ (договорных и др.);
- обеспечение автоматизированного информационного обмена со смежными системами собственников электросетевого оборудования в части КЭ.

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

- измерение полного набора параметров качества электроэнергии, необходимого для определения вероятного источника нарушения ПКЭ;
- создание метрологического обеспечения контроля КЭ;
- возможность масштабирования системы.

В рамках построения информационного ресурса в области контроля качества электроэнергии в компании и её филиалах необходимо создать базы данных системы контроля качества электроэнергии, которые должны содержать:

- информацию о распределительных сетях, в том числе схемы распределительных сетей, параметры основного оборудования, а также характер и величину нагрузок потребителей;
- результаты контроля качества электроэнергии.

При построении активно-адаптивной сети мониторинг качества электроэнергии должен быть обеспечен техническими средствами, реализующими эту сеть.

Раздел 10. Метрологическое обеспечение

10.1. Общие положения

Метрологическое обеспечение (МО) – это используемая персоналом энергообъектов и специализированных подразделений (метрологических служб) ОАО «МОЭСК» и его филиалов совокупность устанавливаемых норм, правил, методов, организационных мероприятий и технических средств для достижения единства и требуемой точности измерений во всех производственных процессах компании 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 электрооборудования и т.д.).

Работы в области метрологического обеспечения, включающие разработку нормативно-технических документов, устанавливающих метрологические требования, и проведение мероприятий по систематической проверке соблюдения этих требований, – в том числе по калибровке/поверке средств измерений (СИ), их сертификации и аттестации, а также по управлению процессами проектирования в части контроля проектных метрологических решений на предмет их соответствия установленным требованиям, – должны проводиться в ОАО «МОЭСК» согласно действующим государственным, отраслевым и корпоративным нормативным документам. В настоящее время при выполнении указанных работ руководствуются следующими документами.

Федеральные Законы:

– «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ;

– «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ;

– «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ;

– «О техническом регулировании» от 27.12.2002 г. №184-ФЗ.

ГОСТ, отраслевые РД и СО:

- документы Государственной системы обеспечения единства измерений;
- СО 34.11.321-96 «Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций».

Приказы ОАО РАО «ЕЭС России»:

- «Об организации исполнения требований ФЗ «Об обеспечении единства измерений» в условиях реформирования ОАО РАО «ЕЭС России» от 20.09.2006 г. № 667.
- «Об утверждении Положения о метрологической службе электроэнергетики и организации переаккредитации головной метрологической службы электроэнергетики» от 20.03.2008 г. №137.

Приоритетными направлениями технической политики ОАО «МОЭСК» в области метрологического обеспечения являются:

– разработка соответствующих НТД (РД, СТО и т.п.);

– внедрение современных методов и средств измерений, в том числе 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;

– оснащение метрологических служб современными эталонными средствами, необходимой вычислительной техникой, транспортными средствами и др.;

– автоматизация (поддержка с помощью средств информационных технологий) деятельности метрологических служб компании и филиалов.

10.2. Основные требования

Основные требования к измерениям:

- результат измерения каждого конкретного технологического параметра должен соответствовать нормам точности для данного 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.

Основные требования к средствам измерений

Все СИ, применяемые на объектах ОАО «МОЭСК», должны отвечать следующим основным требованиям:

– СИ должны быть утвержденного типа, зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (Госреестр средств измерений Российской Федерации), допущены к применению на объектах ОАО «МОЭСК» и находиться в исправном состоянии;

– СИ должны быть аттестованы на соответствие требованиям ОАО «МОЭСК», поверены (калиброваны) в установленном порядке, иметь действующие свидетельство и (или) клеймо о поверке (калибровке), запись в эксплуатационных документах на СИ;

– вновь закупаемые СИ должны быть поверены и иметь действующее поверительное клеймо и (или) свидетельство о поверке, форма которых и порядок нанесения устанавливаются государственными стандартами России.

Требования к измерительным (информационно-измерительным) системам - ИИС:

- метрологические характеристики ИИС должны быть обеспечены на всех этапах жизненного цикла в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596;
- программно-технические комплексы, используемые для создания ИИС, 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 (Госреестр средств измерений Российской Федерации).

Не допускаются к применению во всех производственных процессах при осуществлении деятельности по приему, преобразованию, передаче и распределению электрической энергии:

- СИ неутвержденного типа - не имеющие свидетельства (сертификата) утверждения типа(незарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений);
- СИ с истекшим сроком метрологического контроля (поверки/калибровки) или с истекшим сроком, превышающим межповерочный (межкалибровочный) интервал.

Мероприятия по совершенствованию парка СИ

Должна осуществляться плановая замена СИ, имеющих сверхнормативный износ, реализуемая в рамках программы модернизации СИ по следующим направлениям:

– полная модернизация СИ в сфере государственного регулирования по обеспечению 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.

Общие требования к цифровым СИ:

- ✓ напряжение питания – сеть переменного тока напряжением (85-240) В и частотой (45-65) Гц или постоянное напряжение (100-265) В;
- ✓ период обновления результатов измерений 0,5-1,0 секунды;
- ✓ СИ должны иметь порты с интерфейсами RS-232 или RS-485 для работы в составе систем автоматизации и информационно-измерительных систем и передачи данных по стандартным протоколам (МЭК 60870-5-104, МЭК 61850, ModbusRTU и др.); иметь USB интерфейс для подключения внешних устройств хранения информации, компьютера для сервисного обслуживания и т.п.;
- ✓ рабочий диапазон температур от минус 40 °С до +50 °С и относительной влажности воздуха не более 95 % при температуре +35 °С;
- ✓ предел допускаемой основной приведённой погрешности измерений не хуже ±0,5 % (класс точности не хуже 0,5);
- ✓ межповерочный интервал не менее 3 лет;
- ✓ гарантийный срок службы не менее 3 лет;
- ✓ наработка на отказ не менее 150000 часов;
- ✓ мощность, потребления от источника питания, не более 5,5 ВА;
- ✓ входное сопротивление цепи измерения тока не более 20 мОм;
- ✓ входное сопротивление цепи измерения напряжения не менее 1 МОм;

- ✓ ступенчатое регулирование яркости свечения светодиодных цифровых индикаторов;
- ✓ приборы в условиях эксплуатации должны иметь возможность установки коэффициента трансформации кнопками, установленными на передней панели, в диапазоне от 1 до 10000 и индицирования коэффициента трансформации и измеряемого значения с учётом установленного коэффициента трансформации;
- ✓ приборы должны реализовывать функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемых величин. Выход измеряемой величины за установленные значения должен индицироваться световой индикацией на лицевой панели. Значения контролируемых величин должны устанавливаться в условиях эксплуатации кнопками, установленными на передней панели;
- ✓ приборы должны изготавливаться с красным, зелёным, жёлтым и синим цветом светодиодного цифрового индикатора;
- ✓ высота знака не менее 20 мм.

В целях автоматизации основных функций метрологической службы необходимо вести базу данных СИ в АРМ «Метролог», содержащую сведения о наименовании СИ, типе СИ, заводском номере, инвентарном номере, дате поступления в эксплуатацию, диапазоне измерений, классе точности, цене деления шкалы, месте установки, назначении, состоянии, области применении, поверках (калибровках) и т.д.

Раздел 11. Системы и средства связи

11.1. Цели и задачи ЕТСС

Используемые в настоящее время в ОАО «МОЭСК» технологические сети связи базируются на кабельных линиях связи (КЛС), волоконно-оптических линиях связи (ВОЛС), высокочастотных каналах, организованных по воздушным линиям электропередачи (ВЧ каналы по ВЛ), УКВ радиосвязи, радиорелейных линиях (РРЛ) и арендованных каналах связи.

Текущее состояние средств связи компании не вполне соответствует современному уровню требований систем сбора и передачи технологической информации для диспетчерского и технологического управления, а также административно-хозяйственного и эксплуатационного обслуживания электрических сетей ОАО «МОЭСК», поэтому настоящие МУ определяют создание и развитие Единой технологической сети связи (ЕТСС) ОАО «МОЭСК» как телекоммуникационной основы для построения единой информационной инфраструктуры с целью обеспечения всех видов информационного взаимодействия, необходимых для надежного функционирования электросетевой компании.

В составе ЕТСС предусматриваются две составляющие:

- технологическая сеть связи – сеть, предназначенная для обеспечения управления технологическими процессами;
- корпоративная сеть связи – сеть, предназначенная для обеспечения производственной деятельности компании.

Создаваемая ЕТСС должна обеспечивать:

- передачу всех видов информации пользовательских (технологических и корпоративных) сетей по единой транспортной среде, включая телеметрическую информацию и сигналы телеуправления, сигналы и команды противоаварийной автоматики и релейной защиты, технологическую и диспетчерскую телефонию, передачу данных;
- широкий набор современных услуг связи (IP-телефония, видеоконференцсвязь и др.), создание новых информационных услуг;
- возможность интеграции всех существующих структур связи электроэнергетического комплекса с учетом особенностей функционирования каждой составляющей в единое инфокоммуникационное пространство.

Единое инфокоммуникационные пространство позволит оказывать транспортные и информационные услуги, которые - в отличие от услуг связи, предоставляемых на существующих сетях, - предусматривают также автоматизированную обработку, хранение, предоставление информации по запросу пользователя. К их основным свойствам относятся:

- функционирование по принципу «клиент-сервер», (клиентская часть реализуется в оборудовании пользователя, а сервер – в специальном сетевом узле);

- использование мультимедийных технологий, объединяющих в компьютерных приложениях два и более типа данных – текст, графика, звук, голос, видео;

- преобразование информации из одного вида в другой (факс-текст, голос-текст и т.п.);

- широкое разнообразие прикладных протоколов и возможности по управлению услугами со стороны пользователя.

Инфокоммуникационные услуги организуются на базе серверов служб, выполняющих функции аутентификации пользователя, хранения, поиска информации и т.д.

Особенности инфокоммуникационных услуг определяют следующие требования к перспективным сетям связи:

- "мультисервисность" – независимость технологий предоставления услуг от транспортных технологий;

- "широкополосность" – возможность динамического изменения скорости передачи информации в широком диапазоне в зависимости от текущих потребностей пользователя;

- "мультимедийность" – способность сети передавать многокомпонентную информацию (речь, данные видео, аудио) с необходимой синхронизацией этих компонентов в реальном времени и использованием сложных конфигураций соединений;

- "интеллектуальность" – возможность управления услугой, вызовом и соединением со стороны пользователя или поставщика услуг;

- "инвариантность доступа" – возможность организации доступа к услугам независимо от используемой технологии;

- "многооператорность" – возможность участия нескольких операторов в процессе предоставления услуги и разделение ответственности в соответствии с их областью деятельности.

В связи с вышесказанным создание ЕТСС предполагается на базе широкого внедрения современных цифровых коммутационных узлов, за счет строительства ВОЛС, использования аппаратуры синхронной цифровой иерархии (SDH), применения технологии временного разделения каналов и пакетной коммутации на основе межсетевого протокола IP, высоких скоростей передачи данных, использования арендованных цифровых каналов.

Необходимость использования арендованных каналов на отдельных направлениях определяется отсутствием линий связи с высокой пропускной способностью в собственной сетевой инфраструктуре технологической системы связи электроэнергетики, а также необходимостью организации

передачи диспетчерско-технологической информации по двум независимым трактам.

11.2. Основные требования к услугам ЕТСС

В соответствии с делением пользовательских сетей ЕТСС на технологический и корпоративный сегменты должны предоставляться услуги технологической связи и услуги корпоративной связи.

Услуги технологической связи:

- диспетчерско-технологическая телефонная связь;
- диспетчерская УКВ радиосвязь;
- каналы телемеханики;
- услуги по обеспечению функционирования АСДУ;
- услуги по обеспечению функционирования систем противоаварийной автоматики, релейной защиты;
- услуги по обеспечению дистанционного опроса/передачи данных от информационно-измерительных комплексов по учету электрической энергии (мощности) и функционирования АИИС КУЭ.

Услуги корпоративной связи:

- телефонная связь (местная, междугородная, международная), в том числе УКВ радиосвязь и сотовая связь;
- передача факсимильных сообщений;
- электронная почта;
- организация виртуальных частных сетей (VPN);
- доступ к услугам сети Интернет;
- видеоконференцсвязь;
- аудиоконференцсвязь;
- видеотелефония;
- IP-телефония;
- услуги call-центров;
- услуги единой информационно-справочной инфраструктуры.

Принципы построения ЕТСС должны учитывать возможность наращивания номенклатуры телекоммуникационных и информационных услуг в соответствии с тенденциями развития телекоммуникаций без замены базового оборудования сети с добавлением необходимых функций путем доукомплектации аппаратной и программной части оборудования.

11.3. Структура и построение ЕТСС

11.3.1. Основные принципы организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами, центрами управления сетями и подстанциями

Диспетчерские центры (ДЦ), центры управления сетями (ЦУС), РДП ПЭС, ПС должны подключаться к ЕТСС через соответствующие (ближайшие) сетевые узлы связи, которые являются узлами доступа ЕТСС. Подключение ДЦ, ЦУС, РДП ПЭС, ПС должно осуществляться по двум цифровым каналам (основному и резервному), проходящим по разнесенным трассам. Конкретные требования к каналам технологической связи должны содержаться в НТД, разрабатываемых во исполнение технической политики ОАО «МОЭСК»

Емкость (пропускная способность) основного и резервного цифрового каналов связи должна выбираться так, чтобы в каждом цифровом канале обеспечивалась передача телефонных сообщений (передача команд, разрешений, переговоры технологического персонала), телеметрической и другой необходимой информации для функционирования системы диспетчерского и технологического управления.

ЕТСС ОАО «МОЭСК» должна обеспечивать передачу информации по основному и резервному каналам по схеме «точка – точка» в следующих направлениях:

ДЦ – ЦУС;
ЦУС – РДП ПЭС;
ДЦ – РДП ПЭС;
ЦУС – ПС;
ДЦ – ПС;
РДП ПЭС – ПС.

Для технологической связи ПС 220/110 кВ с учетом организации оперативно-диспетчерской и технологической телефонной связи, передачи информации телемеханики, АСУТП, АИИС КУЭ, сигналов РЗ и ПА, видеонаблюдения, данных системы сбора и передачи технологической информации требуется только для собственных нужд ПС канальная емкость системы передачи уровня STM-1. С учетом транзитного трафика на ПС, где расположены магистральные узлы связи и узлы доступа, в перспективе необходимо наращивание системы до уровня STM-16.

11.3.2. Основные направления развития ЕТСС ОАО «МОЭСК»

Основным направлением развития ЕТСС ОАО «МОЭСК» является создание цифровой сети связи, которая позволит объединить все филиалы и структурные подразделения компании в единое информационное поле и обеспечить доступ ко всем разделяемым ресурсам сети, (телефонная сеть, сеть передачи данных, ЛВС, Ethernet), а также обеспечить надежные каналы

диспетчерской и технологической связи, телемеханики и телеизмерений, передачи команд РЗ, ПА, каналов АИИС КУЭ. Это позволит сократить ежегодные расходы на аренду каналов, обеспечить надёжную управляемость и взаимодействие, а также возможность предоставления услуг связи сторонним компаниям и потребителям.

Основой создания ЕТСС является транспортная сеть с использованием волоконно-оптических линий связи (ВОЛС).

Волоконно-оптические линии связи являются также базовой сетью Единой технологической сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ), с которой должна быть взаимоувязана ЕТСС ОАО «МОЭСК».

Технология построения ВОЛС с использованием ВЛ оптимальна для электроэнергетики, так как магистральные участки электрической сети ВЛ и телекоммуникационных сетей могут сооружаться как единое целое. Такая комбинированная инфраструктура максимально эффективным образом связывает источники информации с ее пользователями (ЦУС, ДЦ, РДП ПЭС, энергообъекты, ПС на противоположных концах одной ВЛ и т.д.). 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.

Основными принципами создания и развития сети ЕТСС 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).

Учитывая высокую стоимость прокладки оптических кабелей с целью минимизации затрат предлагаются следующие подходы при развитии сети:

- при строительстве новых и реконструкции действующих энергообъектов предусматривать прокладку к ним волоконно-оптических кабелей (ВОК), учитывая как потребности конкретного объекта, так и планы развития технологических и корпоративных сетей в целом;

- за счёт целевого финансирования на построение корпоративной сети связи, осуществлять строительство участков небольшой протяжённости, но имеющих важное значение для развития сети (создание кольцевых и ячеистых структур);
- для развития сети привлекать операторов связи, заинтересованных в совместной подвеске ВОЛС на ВЛ;
- для подвески ВОЛС на ВЛ приоритетным считать использование оптического кабеля в грозозащитном тросе;
- использовать схемы выкупа части ёмкости ВОК у операторов связи, ведущих строительство ВОЛС на важных для компании направлениях;
- использовать арендованные пары ВОК или цифровые каналы связи до удалённых энергообъектов;
- на участках существующих ВОЛС, имеющих недостаточную ёмкость, использовать систему волнового уплотнения WDM, позволяющую увеличить пропускную способность ВОК.

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 и системы ВЧ связи (для передачи сигналов РЗ и ПА).

Организация каналов связи по 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.

Исходя из этого, первоочередной задачей по созданию ЕТСС является создание магистральной транспортной среды передачи на основе волоконно-оптических линий связи, системы передачи с технологией синхронной цифровой иерархии (СЦИ/SDH) и Сети Сбора и Передачи Технологической Информации (ССПТИ) с использованием протоколов пакетной передачи.

Данные технологии учитывают основное требования к каналам связи в энергетике, главными из которых являются надёжность, качество и возможность «горячего резервирования», автоматический переход на резервный канал связи при повреждении основного.

11.3.3. Структура ЕТСС

Сети связи ЕТСС делятся на следующие составляющие:

Первичная сеть связи (транспортная и доступа), представляющая собой совокупность сетей и линий связи, обеспечивающих доставку различных видов информации, и включающая:

1. Проводные сети и линии связи:

- волоконно-оптическая сеть и линии связи (ВОЛС);
- кабельные линии связи (КЛС);
- высокочастотные системы связи по ВЛ (ВЧ связь по ВЛ).

2. Сети и каналы беспроводной радиосвязи фиксированной службы:

- радиорелейные линии связи (РРЛ);
- сеть подвижной радиосвязи.

3. 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.

11.3.3.1. Волоконно-оптические линии связи

Создание сети ВОЛС на ВЛ 110 и 220 кВ осуществляется в основном подвеской оптического кабеля, встроенного в грозозащитный трос (ОКГТ), – возможно также применение ОКСН и, на ВЛ 110 кВ, ОКНН с предоставлением соответствующего обоснования, – и организацией систем передачи с использованием технологий ПЦИ (PDH), СЦИ (SDH), IP поверх SDH, а в будущем спектрального уплотнения с разделением по длинам волн (WDM).

При строительстве, реконструкции и капитальном ремонте ВЛ с грозотросом необходимо предусматривать грозотрос со встроенным оптическим кабелем (ОКГТ).

Для ОКГТ и ОКСН на ВЛ 110 и 220 кВ следует применять спиральную поддерживающую и натяжную арматуру.

Для ОКСН на ВЛ 35 кВ допускается применение болтовой и клиновой натяжной поддерживающей арматуры.

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.

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.

11.3.3.2. 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 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.

11.3.3.3. 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.

Подавляющая часть аппаратуры ВЧ связи, работающая по ЛЭП ОАО «МОЭСК» выпущена до 1980 года (АСК, ВЧА, ЕТ-6, ВЧТО, АВЗК и т.д.), морально и физически устарела, не отвечает корпоративным и отраслевым требованиям по объемам передаваемой информации, скорости передачи, организации эксплуатации.

В последние годы появилась многофункциональная аппаратура, в которой совмещены каналы передачи голоса, данных и сигналов–команд. В современных цифровых ВЧ системах в полосе частот 8 кГц в каждом направлении (прием и передача) может быть достигнута скорость 64 кбит/с. Развитие поддержки протокола IP, в особенности для ВЧ связи по ВЛ высокого напряжения, обеспечивает значительное повышение пропускной способности. Уже сегодня разрабатываются технологии, позволяющие в номинальной полосе пропускания ВЧ канала получать 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. 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 направлениями развития линий ВЧ связи являются:

- повышение функциональности, надежности и качества ВЧ связи;
- модернизация систем ВЧ связи;
- внедрение многофункциональных цифровых систем комплексного использования, отвечающих отраслевым и корпоративным требованиям;
- использование систем с цифровой обработкой сигналов, аналоговой (с частотным разделением сигналов) и цифровой (с временным разделением сигналов) передачей информации;
- эффективное использование частотного ресурса каналов ВЧ связи;
- создание Единой информационной системы по выбору частот каналов ВЧ связи (ЕИС ВЧ);

- оптимизация затрат на развитие и эксплуатацию ВЧ связи за счет применения комбинированной аппаратуры для передачи речи, сигналов ТМ, АИИСКУЭ, РЗ и ПА, способную передавать эти сигналы в одном ВЧ канале;

- совершенствование технологий эксплуатации, ТОиР систем ВЧ связи:

- создание и внедрение систем централизованного управления;
- обеспечение эксплуатации необходимым парком КИП и ЗИП;
- подготовка квалифицированного персонала;

- 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 нормативно-техническими документами, утвержденными ОАО «ФСК ЕЭС».

Для организации сбора технологической информации с объектов 6-20 кВ МКС филиала ОАО «МОЭСК» наряду с другими технологиями может использоваться технология PLC.

Технология PLC (Power line communication) базируется на использовании силовых электросетей для информационного обмена.

Достоинства технологии PLC:

- простота использования;

- использование существующей кабельной инфраструктуры.

11.3.3.4. 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, расположенными в труднодоступной и удаленной местности;

- оперативного сбора технологической информации и данных коммерческого учета электроэнергии с необслуживаемых электросетевых объектов;

- 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.

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

Мобильные средства связи (сотовая, радиосвязь) 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 в зонах эксплуатационной ответственности каждого линейного участка, и связи в предприятиях и организациях «ОАО МОЭСК»

11.3.3.5. Сеть телефонной связи

Важнейшей задачей сети телефонной связи «ОАО МОЭСК» является обеспечение надежного речевого взаимодействия служб диспетчерско-технологического и административного управления электроэнергетики.

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 сети с полностью пакетной коммутацией должен осуществляться постепенно по мере развития технологии VoIP и повышения ее качественных показателей для удовлетворения требований к оперативно-диспетчерской связи.

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;
- унификация цифровых УАТС в электросетевом комплексе;
- внедрение технологии Voice over IP с нормированным сжатием;
- внедрение систем управления и мониторинга;
- внедрение единого плана нумерации и системы маршрутизации;
- расширение сервисов;
- использование современных протоколов сигнализации;
- внедрение биллинговых систем;
- конвергенция с другими видами коммуникаций (внедрение технологий unified communications).

11.3.3.6. Сеть диспетчерско-технологической телефонной связи

Сеть диспетчерско-технологической телефонной связи организуется на базе телефонной сети связи, построенной по радиально-узловому принципу. Все УАТС уровня РДП ПЭС должны иметь возможность выхода на сеть связи общего пользования и отвечать техническим нормам и правилам присоединения.

Система и план нумерации в ЕТСС ОАО «МОЭСК» должны обеспечивать достаточную номерную емкость для всех объектов связи с учетом развития сетей связи компании, единое поле нумерации со встречными оконечными УАТС.

Система и план нумерации разрабатываются на длительный срок и должны обеспечивать достаточно простую реализацию в оборудовании сетей связи.

Диспетчерская УАТС должна обеспечивать оперативно-диспетчерскую связь с набором и без набора номера, путем нажатия соответствующей кнопки по схеме «точка-точка». Оконечное оборудование диспетчерской телефонной связи (диспетчерские пульты или аппараты) должно быть обеспечено возможностью записи диспетчерских переговоров с сохранением записей в соответствии с установленным порядком. При организации диспетчерской телефонной связи должны применяться автоматические телефонные станции, сертифицированные Министерством связи и массовых коммуникаций РФ и аттестованные для применения в электроэнергетике в диспетчерской телефонной сети.

Технологическая телефонная связь может организовываться как по каналам диспетчерской телефонной связи с приоритетом диспетчера, так и по соединительным линиям, организованным между соответствующими автоматическими телефонными станциями технологической связи.

11.3.3.7. Сеть видеоконференцсвязи

Сеть видеоконференцсвязи обеспечивает возможность организации видеоконференции между клиентами сети.

Сеть видеоконференцсвязи должна строиться по иерархическому принципу в соответствии с организационной структурой электросетевой компании. Для организации сеансов видеоконференцсвязи должны использоваться серверы ВКС.

Терминалы сети при участии в видеоконференции двух пользователей должны устанавливать видео/аудио соединения в режиме «точка-точка» без использования ВКС сервера. При количестве участников видеоконференции больше двух, конференция организуется с использованием сервера.

Основными задачами развития сети видеоконференцсвязи являются:

- использование стандартов передачи видеоизображения высокой четкости (HD - High Definition);

- внедрение оборудования 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 видеоконференцсвязи из внешних сетей, включая Интернет;
- подключение удаленных участников видеоконференцсвязи с мобильными абонентскими терминалами;
- проведение видеоконференций в режиме многоадресной рассылки (multicast);
- внедрение единой системы планирования, управления сеансами видеоконференцсвязи и мониторинга оборудования.
- обеспечение возможности записи на электронные носители с проводимых видеоконференций;
- использование оборудования для проведения интерактивного обучения.

11.3.3.8. Сети связи для ССПТИ

Создание / развитие (модернизация) сети связи для системы сбора и передачи технологической информации (ССПТИ) ОАО «МОЭСК» должна обеспечить возможность сбора и обмена данными существующих и перспективных технологических и вспомогательных систем с использованием протоколов пакетной передачи и технологии организации виртуальных частных сетей (VPN) для формирования изолированных сегментов взаимодействия.

Применяемые технические средства должны обеспечить создание единой конвергентной среды передачи различных видов информации, приоритетное обслуживание для систем технологического назначения, передачу значительных объемов данных в реальном и приближенном к реальному времени, передачу голосовой информации.

Топологические решения и конструкция оборудования связи должны обеспечивать бесперебойную передачу информации с возможностью проведения регламентных работ без вывода оборудования из работы.

Объектами модернизации являются средства связи электрических подстанций и магистральная инфраструктура. Закладываемые решения должны обеспечивать возможность использования различных транспортных технологий и коммуникационных стандартов в зависимости от доступности и целесообразности использования на отдельных узлах ССПТИ, что должно быть определено в процессе технического и рабочего проектирования.

11.3.3.9. Построение корпоративной сети передачи данных МКС

Корпоративная сеть передачи данных (КСПД) МКС является выделенным сегментом ТСПД ОАО «МОЭСК».

Корпоративная сеть передачи данных строится как IP-сеть и обеспечивает все основные преимущества сетей, основанных на протоколах

TCP/IP. В качестве активного сетевого оборудования предусматривается использование сертифицированного Госстандартом и Министерством связи и массовых коммуникаций РФ оборудования, разрешенного к применению на СОП РФ, производства ведущих фирм-производителей.

КСПД МКС состоит из 40 опорных узлов. Из опорных узлов выделяются 5 узлов, которые выполняют роль магистральных узлов (МУ). Периферийные узлы (ПУ) подключаются к ближайшему магистральному узлу оптическим 1Gigabit Ethernet интерфейсом подходящей дальности.

Магистральные узлы сети должны соединяться высокоскоростными интерфейсами (10Gigabit Ethernet) по технологии DWDM.

КСПД МКС представляет иерархическую структуру, состоящую из магистрального уровня, уровня агрегации и уровня доступа. Связь между элементами одного уровня осуществляется через вышележащий уровень.

Магистральный уровень (или уровень ядра) обеспечивает высокоскоростной транзит трафика между узлами агрегации. Связи между устройствами внутри одного узла осуществляются напрямую.

Связи между узлами осуществляются через DWDM сеть. В решении используется система спектрального уплотнения.

Уровень агрегации объединяет узлы доступа и соединяет их с магистралью. На уровне агрегации также решается задача управления сервисами.

В качестве коммутаторов агрегации доступа выбраны GigabitEthernet коммутаторы.

Каждый потребитель услуг (датчик, абонент, объект, офис и т.д.) подключается в отдельный порт и VLAN, которому соответствует отдельный виртуальный IP интерфейс.

11.3.4. Состав оборудования ЕТСС

Для формирования узлов связи и подключения пользовательских сетей должно использоваться оборудование производства компаний – лидеров телекоммуникационной продукции, которое способно обеспечить использование всех современных технологических решений при создании ЕТСС.

В состав поставки оборудования ЕТСС должны входить:

- оборудование транспортной сети связи (системы передачи SDH, PDH, MPLS);
- оборудование, необходимое для организации пользовательских сетей (маршрутизаторы, мультиплексоры, IP-шлюзы, коммутаторы Ethernet и т.п.);
- система управления (серверы, рабочие станции, локальные терминалы);
- программное обеспечение;
- оборудование электропитания и электрозащиты;

- монтажно-сборочное оборудование (стойки, кроссы, кабели, монтажные принадлежности и т.п.);
- контрольно-измерительная аппаратура;
- запасные части и принадлежности;
- программная и эксплуатационно-техническая документация.

Оборудование транспортной сети должно обеспечивать:

- передачу телеметрической информации сигналов телеуправления, а также технологической и диспетчерской связи;
- передачу цифровой информации корпоративных сетей ЕТСС;
- поддержку канальной и пакетной коммутации;
- назначаемое оперативное перераспределение полосы пропускания между технологическим и корпоративным трафиком;
- сопряжение по медному и оптическому кабелям;
- качество обслуживания в сети, параметры качества услуги, классы приоритетного обслуживания пользовательского трафика, механизмы управления трафиком и перегрузками;
- динамическую маршрутизацию;
- передачу информации широкополосной видеоконференцсвязи;
- возможность поддержки различных аналоговых и цифровых интерфейсов.

Оборудование пользовательских сетей должно быть сопрягаемо с оборудованием транспортной сети и обеспечивать возможность организации технологических и корпоративных сетей. Системы управления пользовательскими сетями должны являться составной частью единой системы управления ЕТССЭ. Оборудование должно быть сертифицировано Министерством по связи и информатизации России и аттестовано на использование в отрасли «Электроэнергетика».

11.3.5. Принципы адресации и маршрутизации ЕТСС

Основными принципами построения системы адресации ЕТСС должны являться иерархическая структура адресации и достаточность количества IP-адресов. Иерархическая структура обеспечивает единые принципы выделения сетей или подсетей на объектах ЕТСС и тем самым создает распределенное адресное пространство, которое позволяет минимизировать служебный трафик и снизить влияние отдельных сетей, узлов или каналов на производительность всей сети в целом.

Основной задачей построения системы маршрутизации является надежность функционирования, оптимизация производительности сети, как в случае нормального режима функционирования сети, так и в случае сбоев на отдельных соединениях.

Организуемая на ЕТСС система маршрутизации должна обеспечивать:

- устойчивость процесса маршрутизации к изменениям конфигурации сети;
- своевременное динамическое обновление таблиц маршрутизации.

Задача маршрутизации в ЕТСС решается на основе таблиц маршрутизации, размещаемых во всех маршрутизаторах и конечных узлах сети.

Для построения таблиц маршрутизации маршрутизаторы должны обмениваться информацией о топологии сети в соответствии со специальным служебным протоколом.

На сегодняшний день самыми распространенными являются протоколы, основанные на алгоритме динамической маршрутизации, позволяющие автоматически обновлять таблицы маршрутизации после изменения конфигурации в сети. В качестве основного принципа маршрутизации берется устойчивость процесса маршрутизации к изменениям конфигурации ЕТСС.

11.3.6. Система тактовой сетевой синхронизации ЕТСС

Единая технологическая сеть связи ОАО «МОЭСК» должна иметь высококачественную, надежную тактовую сетевую синхронизацию (ТСС).

Основным назначением тактовой сетевой синхронизации (ТСС) является обеспечение установки и поддержания определенной тактовой частоты цифровых сигналов, предназначенных для цифровой коммутации и цифрового транзита с тем, чтобы временные соотношения между этими сигналами не выходили за определенные пределы.

Целями синхронизации при обмене информацией между пользователями являются**:**

- непрерывность информационного обмена за счет обеспечения равенства средних скоростей передачи информации в оконечных устройствах, связанных между собой цифровыми каналами связи;
- целостность информационного обмена, т.е. обеспечение доставки информационных блоков в приемное оконечное устройство в той же последовательности, в какой эти информационные блоки были переданы с передающего устройства через цифровой канал связи.

Все операции по обработке сигналов в цифровых системах передачи и цифровых коммутационных станциях должны выполняться в строгой последовательности во времени и синхронно.

Источниками сигналов синхронизации должны быть первичные эталонные генераторы (ПЭГ). Для обеспечения требуемой надежности должны использоваться два ПЭГ. При этом могут использоваться как собственные ПЭГ, так и ПЭГ других операторов связи.

Система ТСС должна также содержать вторичные эталонные генераторы (ВЗГ). Размещение ВЗГ должно быть оптимизировано.

Объектами синхронизации являются:

- коммутационные станции с временным разделением каналов;
- системы передачи СЦИ (SDH);
- шлюзовое оборудование на стыках сетей с коммутацией каналов и сетей с пакетной коммутацией;
- оборудование беспроводного доступа.

Для передачи сигналов синхронизации допускается использование сети передачи данных на базе Ethernet.

Структура системы ТСС должна быть построена таким образом, чтобы при появлении любой аварии осуществлялась автоматическая реконфигурация цепей синхронизации, в результате которой во всех точках сети будет сохраняться требуемое качество сигналов.

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.

Система синхронизации должна иметь централизованную иерархическую систему управления и мониторинга.

11.3.7. Принципы построения системы управления ЕТСС

Единая технологическая сеть связи является совокупностью сетей связи аналоговых и цифровых, реализованных на базе оборудования различных типов и производителей с единой системой управления (СУ). СУ ЕТСС формируется на базе систем управления различных производителей, обеспечивающих управление различными объектами ЕТСС.

Архитектура СУ ЕТСС предполагает наличие следующих уровней управления:

- уровень управления элементами сети (СЭ);
- уровень управления сетью;
- уровень управления услугами.

На различных уровнях управления СУ ЕТСС реализует следующие группы функций управления:

- управление устранением неисправностей;
- управление конфигурацией;
- управление качеством передачи.

Управление устранением неисправностей:

- сбор и отображение информации о состоянии контролируемых СЭ в реальном масштабе времени;
- сбор, регистрация и сохранение в базе данных (БД) сообщений о неисправностях в реальном масштабе времени;
- разделение сообщений о неисправностях по категории срочности: критические, срочные, несрочные, предупредительные, информационные;

- ведение подробных журналов регистрации неисправностей;
- выборка и сортировка информации журналов по типам аварий (событий), по категории срочности, по дате и времени, по типам СЭ;
- фильтрация сообщений о неисправностях по всем параметрам, входящим в структуру сообщения о неисправности;
- маршрутизация сообщений о неисправностях, поступающих от СЭ;
- поддержка датчиков контроля и управления внешней аварийной сигнализацией на контролируемых СЭ.

Управление конфигурацией:

- установка параметров элементов сети (установка сетевых адресов, выбор источника синхронизации, установка параметров качества источника и приоритетов синхронизации;
- установка пороговых значений качественных параметров для выработки аварийных сообщений; установка параметров резервирования и т.п.);
- сбор идентификационной информации об элементах сети (место расположения, тип и серийный номер);
- накопление и упорядочивание информации о конфигурации;
- синхронизация показаний часов всех элементов сети.

Управление качеством:

- активация/деактивация измерения показателей качества на СЭ, периодический сбор данных по показателям качества с элементов сети;
- проведение измерений параметров оборудования (мощность/уровень сигнала, параметры соединительных линий, напряжение первичных источников электропитания и т.п.);
- ведение подробного журнала регистрации показателей качества;
- статистическая обработка измеряемых значений параметров;
- установка пороговых значений, контроль значений определенных параметров рабочих характеристик по пороговым значениям.

Системы управления оборудованием (сетевыми элементами) должны иметь в своем составе интерфейсы, обеспечивающие взаимодействие с системой управления ЕТССЭ.

11.4. Электропитание СДТУ

Важнейшим элементом эксплуатации ЕТСС в части обеспечения бесперебойной работы средств диспетчерского и технологического управления является создание комплекса электропитания.

Электропитание средств связи должно осуществляться от системы гарантированного электропитания с использованием источников бесперебойного электропитания и обеспечивать питание нагрузки в течение не менее 6 часов.

11.5. Система эксплуатации и технического обслуживания

Определяя техническую эксплуатацию как процесс поддержания работоспособности оборудования и каналов связи в стабильном рабочем состоянии, техническая эксплуатация должна включать:

- паспортизацию при вводе в эксплуатацию нового оборудования связи;
- техническое обслуживание для поддержания в состоянии исправности оборудования связи в процессе его эксплуатации;
- ремонтно-настроечные и ремонтно-восстановительные работы.

В процесс технической эксплуатации должны быть включены следующие основные виды работ**:**

- измерение рабочих характеристик;
- обнаружение отказов;
- сигнализация об отказах и рабочих характеристиках;
- резервирование;
- восстановление работоспособности;
- проверка (после восстановления).

Конкретные требования к организации системы эксплуатации ЕТСС подлежат разработке в специальных нормативно-технических документах компании.

Основной задачей системы эксплуатации сетей ОАО «МОЭСК», является обеспечение четкой, эффективной, бесперебойной и высококачественной работы оборудования связи, входящего в состав ЕТСС.

Для выполнения постоянного эксплуатационного контроля могут применяться программно-технические комплексы (ПТК), позволяющие контролировать работу оборудования в реальном режиме времени и своевременно оповещать службу эксплуатации о возможных неисправностях.

Раздел 12. Развитие информационных технологий (ИТ)

12.1. Цели и задачи развития ИТ в ОАО «МОЭСК»

Основные цели развития ИТ в компании:

- удовлетворение растущих потребностей пользователей (корпоративного и технологического блоков) при требуемых надёжности и качестве обслуживания;
- снижение издержек Компании на поддержание ИТ на необходимом уровне.

Для достижения указанных целей должны решаться следующие основные задачи.

1). Инфраструктура ИТ должна постоянно оптимизироваться под изменяющиеся задачи и процессы Компании, что должно осуществляться путём:

- создания / расширения специализированных центров обработки данных, реализуемых на основе унифицированных технических решений, с возможностью наращивания аппаратных и программных ресурсов при необходимости;
- изменения распространённой в настоящее время практики "один сервер - одна операционная система - одно приложение" на перспективную практику применения многопроцессорных серверов, допускающих реализацию концепции "один сервер - множество операционных систем - одно приложение на операционную систему";
- организации вычислительных ресурсов таким образом, чтобы обеспечивалась прозрачная миграция приложений между вычислительными ресурсами в случае аварийных и иных непредвиденных обстоятельств;
- применения расширяемого активного и пассивного сетевого оборудования.

2). Минимизация затрат на разработку и сопровождение специализированного программного обеспечения путём:

- создания / расширения специализированных шин корпоративного информационного обмена между приложениями, реализуемымина основе стандартов МЭК, и хранилищами оперативных и ретроспективных данных, используемых как на одном уровне управления, так и вертикально между уровнями, что является необходимым условием создания единого информационного пространства Компании. Для данных, в том числе нормативно-справочной информации (НСИ), должен применяться принцип

единственного места ввода, хранения и сопровождения информации;

- унификации требований и интерфейсов к реализуемому в приложениях специализированному ПО в части доступа к данным посредством специализированной шины передачи данных, а также в части управления приложением;
- перевода части специализированного ПО с автоматизированных рабочих мест персонала на серверы, реализующие технологии с использованием сервисно-ориентированной архитектуры (SOA).

3). Минимизация затрат на сопровождение и развитие средств и систем управления информационно-телекоммуникационной инфраструктурой (ИТКИ), в том числе:

- минимизация номенклатуры типов используемых программно-аппаратных платформ;
- совершенствование планирования закупок технических средств и запасных частей к ним;
- применение универсальных программных средств управления ИТКИ;

В целом развитие ИТ Компании должно осуществляться на базе «Основных положений технической политики ОАО "Московская объединённая электросетевая компания" в области информационных технологий», являющихся самостоятельным нормативно-техническим документом.

12.2. Информационная безопасность (ИБ)

12.2.1. Цели и задачи

Основной целью комплекса организационно-технических мероприятий в области информационной безопасности является обеспечение требуемой защищённости комплекса программно-технических средств Компании от различных рисков (и, следовательно, минимизации возможного ущерба Компании), в том числе:

- несанкционированного изменения данных и программного обеспечения информационных и управляющих систем из-за вмешательства без соответствующих разрешений (в том числе удалённого, как извне ПТК, так и изнутри), а также действия вредоносных программ;
- ошибочного изменения персоналом данных и программного обеспечения, которое может привести к нежелательным последствиям;
- повреждения аппаратной части компонентов автоматизированных систем, в том числе – из-за действий персонала.

Для достижения этой цели требуется решение следующих основных задач:

- создание вертикально интегрированной комплексной системы обеспечения информационной безопасности, включающей организационные и технические аспекты;
- прогнозирование, выявление и оценка угроз информационной безопасности и их источников;
- разработка и своевременное 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 (СОИБ) в состоянии, устойчивом к существующим и вновь выявляемым угрозам в информационной сфере.

12.2.2. Защита информационно-телекоммуникационной инфраструктуры

При построении (развитии) информационно-телекоммуникационной инфраструктуры объектов электросетевого комплекса необходимо выполнение следующих требований.

1). 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.

2). Должна обеспечиваться возможность локализации защищаемой информации и разделения ИТКИ на сегменты по степени ограничения доступа к защищаемой информации посредством модульной архитектуры построения ИТКИ и информационного обмена между всеми остальными модулями в соответствии с матрицей разрешенного сетевого взаимодействия. При сегментировании ИТКИ должна быть обеспечена возможность деления локальной вычислительной сети (ЛВС) объектов электросетевого комплекса на такие сегменты (модули), как модули: межсетевого экранирования, доступа (в том числе удалённого) в Интернет, внешней демилитаризованной зоны, беспроводной ЛВС, управления СОИБ и ЛВС (сегмент управления) и др.

3). Управление сетевым оборудованием должно осуществляться только с использованием защищенных сетевых протоколов. Использование незащищенных протоколов управления допускается только при обеспечении дополнительной защиты трафика средствами виртуальных частных сетей (VPN).

4). Должна осуществляться централизованная аутентификация администраторов сетевого оборудования с использованием технологий управления доступом (RADIUS, TACACS+).

5). При доступе в Интернет должна обеспечиваться реализация таких функций в отношении протокола передачи гипертекста (HTTP) и файлов (FTP), как:

- фильтрация по IP-адресам пользователя и сервера назначения;
- фильтрация ресурсов по адресу (URL), в том числе с учётом принадлежности URL к определенной категории;
- блокирование вредоносного программного кода, контента заданных типов и неразрешенных взаимодействий;
- проверка соответствия реального и передаваемого mime-типа и т.п.

В отношении трафика электронной почты должна обеспечиваться:

- фильтрация по E-mail отправителя и получателя;
- защита от различных атак (anti-spoofing);
- блокирование вредоносного программного кода и нежелательной корреспонденции;
- возможность проверки архивов известных типов (ARJ, ZIP, RAR и др.), в том числе вложенных, и т.п.

12.2.3. Защита автоматизированных систем технологического управления

Должны быть документально определены перечни программного обеспечения, устанавливаемого и (или) используемого в АС и необходимого для выполнения конкретных технологических процессов управления объектами электросетевого комплекса.

Порядок обмена технологической информацией должен быть зафиксирован в договорах между участниками, осуществляющими обмен технологической информацией.

Работники объектов электросетевого комплекса, в том числе администраторы АС 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 АСУ ТП объектов электроэнергетики.

Результаты операций по обработке технологической информации должны контролироваться (проверяться) и удостоверяться лицами или 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 на администраторов ИБ с отражением этих обязанностей в их должностных инструкциях.

Комплекс мер по обеспечению ИБ в АС 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 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 информацией;
- возможность ввода технологической информации в автоматизированные системы только для авторизованных пользователей;
- контроль, направленный на исключение возможности совершения недопустимых действий (двойной ввод, сверка, установление ограничений в зависимости от типа управляющих команд и т.д.);
- восстановление технологической информации в случае ее разрушения / искажения (умышленного или случайного) или выхода из строя средств вычислительной техники.

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 АС, включая контроль состояния средств обеспечения ИБ и замену их программных и (или) аппаратных частей.

12.2.4. 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 системам. 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. Ролевая модель должна использоваться при создании (в т.ч. автоматическом) учетных записей в соответствующих корпоративных информационных ресурсах - кадровой системе, которая должна выступать в качестве единого достоверного источника данных о работниках.

Посредством криптографических преобразований передаваемой информации должна быть обеспечена защита данных, передаваемых по каналам связи, от перехвата и модификации при подключении удаленных пользователей к корпоративным информационным ресурсам.

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).

12.2.5. 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.

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.

Раздел 13. Выполнение требований безопасности

13.1. Пожарная безопасность

В области пожарной безопасности электросетевых объектов настоящие МУ нацелены на совершенствование системы обеспечения пожарной безопасности и предупреждение аварийных отключений, связанных с пожарами. Основными принципами указанного совершенствования являются:

- выполнение требований Федерального законодательства в части обеспечения пожарной безопасности электросетевых объектов;
- использование в производственных процессах 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 в установленном порядке аттестацию по пожарной безопасности;
- 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 других собственников.

13.1.1. Система обеспечения пожарной безопасности объекта

Система обеспечения пожарной безопасности объекта должна включать комплекс мероприятий, направленных на:

– предотвращение и локализацию пожара;

– обеспечение противопожарной защиты (в том числе 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.

13.1.2. Система предотвращения и локализации пожара

Система предотвращения и локализации пожара должна обеспечиваться:

– 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 маслонаполненного оборудования на оборудование с негорючим диэлектриком (вакуум, элегаз, твёрдая изоляция);
- заменой силовых маслонаполненных 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 веществ и материалов: негорючих (НГ) и умеренно горючих - не выше (Г2); умеренно воспламеняемых - не выше (В2); слабо распространяющих пламя - не выше (РП2); с умеренной дымообразующей способностью не выше (Д2); умеренно опасных по токсичности продуктов горения - не выше (Т2).

13.1.3. Система противопожарной защиты

Система противопожарной защиты должна обеспечиваться:

– 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 путём:

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

- установки пожароопасного оборудования по возможности в изолированных помещениях с непосредственным выходом наружу или на открытых площадках;
- устройства 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.

13.1.4. 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, это требование также должно учитываться 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 изоляцией 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 наряду с гравийной засыпкой дна маслоприемника;
- применение наряду с традиционными дренчерными установками водяного пожаротушения автотрансформаторов и реакторов лафетных стволов с регулируемым факелом подачи воды и пятном орошения;
- использование для пожаротушения маслонаполненного 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).

13.2. Промышленная безопасность

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

Для реализации требований промышленной безопасности необходимо выполнение следующих ключевых мероприятий, направленных, прежде всего, на предупреждение аварий и обеспечение готовности филиалов к локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах:

- 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;
- анализ состояния опасных производственных объектов ОАО «МОЭСК» и его филиалов, в том числе, путем проведения соответствующих экспертиз промышленной безопасности, а также 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;
- разработка мероприятий, направленных на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности персонала к локализации аварий и ликвидации их последствий, и предотвращение нанесения ущерба окружающей среде
- осуществление мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте;
- обеспечение проведения подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности.

Основополагающими направлениями обеспечения промышленной безопасности в части реконструкции и технического перевооружения являются:

- модернизация подстанций 110-220 кВ с заменой в перспективе воздушных выключателей на элегазовые. На подстанциях, не вошедших в ближнесрочные планы по реконструкции и техническому перевооружению, – замена ресиверов, отработавших расчетный срок службы и подлежащих экспертизе промышленной безопасности, на новые;
- замена подъемных сооружений (включая нерегистрируемые в Ростехнадзоре кран-балки и тельферы), отработавших расчетный срок службы и прошедших более двух экспертиз промышленной безопасности по продлению срока эксплуатации.

13.3. Создание интегрированных комплексов инженерно-технических средств защиты для обеспечения безопасности объектов ОАО «МОЭСК»

Оснащение объектов ОАО «МОЭСК» инженерно-техническими средствами обеспечения безопасности определяется и реализуется в соответствии с требованиями Федерального законодательства, Приказов Министерства энергетики России, организационно-распорядительной документации ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «МОЭСК».

Для реализации соответствующего комплекса мер в целях достижения бесперебойного и эффективного функционирования электросетевого комплекса должны использоваться передовые технологии обеспечения безопасности. Важнейшую роль при этом играет создание типовых интегрированных комплексов инженерно-технических средств защиты (ТИК ИТСЗ), которые предназначены для обеспечения режима безопасного функционирования объектов через выявление и снижение рисков криминального и террористического характера.

Основные функции ТИК ИТСЗ:

– автоматическое обнаружение попыток несанкционированного проникновения на территорию объектов распределительного электросетевого комплекса, в здания или отдельные помещения, к технологическому оборудованию и установкам (должна также предусматриваться подача сигнала «тревога» персоналом объекта в ручном режиме при обнаружении нештатной ситуации);

– превентивное воздействие на потенциальных внешних и внутренних нарушителей объектного режима с целью предупреждения нарушителя о статусе и опасности объекта. Задачей воздействия является отказ нарушителя от совершения акции, затруднение совершения акции (увеличение необходимого времени), блокирование возможности совершения акции. Виды воздействий ТИК ИТСЗ на нарушителя: психологическое и физическое, пассивное и активное;

– визуальный телевизионный контроль электросетевого объекта. Контролю подлежит зона периметра, входы / въезды на объект, территория, технологическое оборудование и установки, периметры и отдельные помещения зданий;

– контроль и управление доступом на объекты ЭСК. 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 путём интеграции АСУТП подстанции с системами мониторинга и пожарной сигнализации);

– управление исполнительными устройствами на объекте, в том числе технологическим оборудованием, в ручном (по команде оператора), полуавтоматическом и автоматическом режимах;

– контроль действий персонала объекта, персонала охраны;

– документирование всех обнаруженных событий;

– автоматическая передача тревожной информации с охраняемого объекта на пост централизованной охраны (ПЦО) местного отделения вневедомственной охраны (ОВО);

– удаленный мониторинг и управление объектными комплексами ИТСЗ из диспетчерских пунктов ЦУС соответствующего территориального филиала ОАО «МОЭСК» (Центры мониторинга 1-го уровня). Связь между охраняемыми объектами ЭСК и центрами мониторинга должна осуществляться с использованием основного и резервного каналов связи;

– мониторинг состояния среды безопасности объектов ЭСК, достигаемый за счет автоматической передачи информации о состоянии защищенности объектов из центров мониторинга 1-го уровня в ЦУС ОАО «МОЭСК» (Центр мониторинга 2-го уровня);

– обеспечение возможности ведения аудио переговоров по каналам передачи данных системы между охраняемыми объектами и центрами мониторинга, включая переговоры операторов центров мониторинга 1-го уровня с посетителями и персоналом объектов. Обеспечение возможности активации оператором центра мониторинга системы громкоговорящего речевого оповещения на охраняемом объекте;

– автоматический контроль каналов связи между охраняемыми объектами ЭСК и центрами мониторинга 1-го и 2-го уровней.

Раздел 14. Обеспечение электромагнитной совместимости

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,контроля качества электроэнергии, АСТУ, систем сбора и передачи информации, противопожарных систем, систем видеонаблюдения, охранной сигнализации, системы связи, систем оперативного тока.

Техническая политика ОАО «МОЭСК» в области создания требуемой электромагнитной обстановки на ПС предусматривает выполнение комплекса организационных и технических мероприятий в соответствии с действующими нормативными документами, в том числе:

- 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, исключающей перекрытие 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;
  - статического электричества;
  - 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 том числе в местах пересечений с коммуникациями и при вводах в здания.

Диагностическое обследование системы молниезащиты подстанций должно выполняться 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 должна устанавливаться действующими нормативными документами.

Все электронные и микропроцессорные устройства, установленные на электросетевых объектах, должны быть испытаны на помехоустойчивость в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51317.6.5.

В проектах строительства новых трансформаторных подстанций, их технического перевооружения или реконструкции, а также при применении на ПС отдельных микропроцессорных и электронных устройств, должен разрабатываться раздел по ЭМС, где должны определяться мероприятия по обеспечению надежной работы вторичного оборудования, систем защиты, управления и связи, исключающей их повреждение от электромагнитного воздействия.

Раздел 15. Охрана труда

В соответствии с требованиями Трудового кодекса РФ, ст.212, работодатель обязан обеспечить безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов.

Стратегической целью ОАО «МОЭСК» в области охраны труда, профессионального здоровья и безопасности является обеспечение сохранения жизни и здоровья работников, подрядчиков и сторонних лиц при осуществлении производственной деятельности.

Средствами достижения поставленной цели являются:

- выработка единых требований к безопасности оборудования, осуществлению технологических процессов, а также к применяемым в производстве инструментам, сырью и материалам, реализация данных требований на практике;
- использование передового опыта в охране труда, современных инновационных технологий;
- постоянное повышение квалификации персонала;
- функционирование Системы управления охраной труда в ОАО «МОЭСК»
- соблюдение требований корпоративного «Регламента допуска подрядных и субподрядных организаций на объектах ОАО «МОЭСК»;
- осуществление аудитов состояния охраны труда;
- проведение аттестации рабочих мест по условиям труда и производственный контроль состояния опасных и вредных производственных факторов.

Для обеспечения требований охраны труда при реконструкции, строительстве и во время эксплуатации ПС, ВЛ и КЛ необходимо:

–применять компоновочные решения, обеспечивающие удобство и безопасность проведения осмотра, технического обслуживания и ремонта оборудования;

–применять сертифицированное (аттестованное для применения в электроэнергетике) современное высоконадежное, безопасное и отвечающее эргономическим требованиям оборудование, изделия, материалы, а также инновационные технологии.

При сооружении новых подстанций необходимо:

– обеспечить дистанционное управление всеми выключателями напряжением 6-220 кВ, разъединителями 110-220 кВ;

– внедрять комплексную автоматизацию, обеспечивающую создание интегрированной системы управления технологическими процессами с подсистемами релейной защиты и автоматики, коммерческого учета

электроэнергии, мониторинга состояния оборудования, диагностики и управления оборудованием;

– обеспечивать цветовое выделение зон (объектов) повышенной опасности (ячейки КРУ с 2-х сторонним питанием и др.).

На **ВЛ 35-220 кВ** должны применяться сертифицированные и аттестованные опоры из металла, железобетона и композитных материалов.

Рекомендуется применять полимерные и стеклянные изоляторы.

Пункты секционирования должны быть оборудованы вакуумными выключателями, оснащены необходимыми комплектами защит и обладать дистанционными средствами управления и сигнализации.

Распределительные устройства

Для каждого распределительного устройства должен быть расчитан риск воздействия электрической дуги на обслуживающий персонал в соответствии с требованиями Стандарта организации «Требования к средствам индивидуальной защиты от термического воздействия электрической дуги работников ОАО «МОЭСК». Расчет должен быть выполнен производителем для всех возможных зон действия электрической дуги и содержать рекомендации по подбору средств индивидуальной защиты для обслуживающего персонала.

РУ6-20 кВ

Конструкция шкафа должна исключать возможность случайного прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

На оборудовании должны быть надписи или знаки, предупреждающие о наличии опасного напряжения.

Ячейки КРУ должны иметь конструкцию предусматривающую перемещение выкатного элемента из контрольного положения в рабочее при закрытой фасадной двери.

Заземляющие ножи в КРУ должны быть быстродействующие с пружинным механизмом.

Ячейки КРУ 6-20 кВ должны быть оборудованы стационарно установленными указателями наличия напряжения на токоведущих частях.

Должна быть предусмотрена возможность производства дистанционного включения под напряжение выключателей вне коридора обслуживания.

В КРУ должен быть предусмотрен стандартный набор блокировок, предотвращающих ошибочные операции и доступ к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Применение электрических и электромагнитных блокировок недопустимо в блокировках предотвращающих включение ЗН при включенном вакуумном элементе и в блокировках, предотвращающих включение вакуумного элемента при включенном ЗН.

Ячейки КРУЭ должны быть оборудованы указателями наличия

напряжения на токоведущих частях. В КРУЭ должны применяться быстродействующие заземляющие ножи в сторону систем шин и в сторону отходящих ЛЭП, ячейки должны быть оборудованы предохранительными мембранами и блокировкой препятствующей включению ЗН на линию, находящуюся под напряжением.

Предохранительные мембраны (места их установки) не должны быть направлены в сторону площадок обслуживания и проходов персонала.

Все ячейки КРУЭ должны быть оборудованы механической (электромеханической) блокировкой не позволяющей выполнять операции с разъединителями при включенных выключателях.

Температура воздуха в зале КРУЭ должна поддерживаться в автоматическом режиме не менее $+5^0$С при эксплуатации и не менее $+18^0$С при монтажных и ремонтных работах. Температура нагревательных элементов не должна превышать $+180^0$С.

В помещениях, где установлено элегазовое оборудование или хранятся баллоны с газом, а также в подвальных помещениях, в которые может проникнуть элегаз, должны быть установлены:

– приточно-вытяжная вентиляция с забором воздуха на уровне пола, обеспечивающая снижение концентрации элегаза в помещении до безопасного уровня 0,1 % содержания за время не более одного часа при измерениях на уровне пола (10-20 см.) от уровня пола;

– устройства, сигнализирующие о недопустимой концентрации элегаза и включающие приточно-вытяжную вентиляцию.

Оборудование 0,4 – 20 кВ ТП, РП распределительных сетей

Все применяемое оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.007-75 «Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.»

Требования к КРУ 6-20 кВ:

В КРУ 6-20 кВ должны быть выполнены следующие механические блокировки:

- ✓ Блокировка, не допускающая перемещений выкатного элемента из рабочего положения в контрольное (разобщенное), также из контрольного (разобщенного) в рабочее при включенном положении выключателя, установленного на выкатного элемента.
- ✓ Блокировка, исключающая включение заземлителя, при нахождении выключателя (выкатного элемента) в рабочем и промежуточном положении.
- ✓ Блокировка, не допускающая включение коммутационного аппарата, установленного на выкатном элементе, при промежуточном положении выкатного элемента между рабочим и контрольным.

- ✓ Блокировка, не допускающая перемещение выкатного элемента из контрольного положения в рабочее при включенном заземлителе.
- ✓ Блокировка, исключающая доступ к сборным шинам и отпайкам от них, при нахождении выкатного элемента в рабочем положении.
- ✓ Блокировка, исключающая открытие двери кабельного отсека при отключенном заземлителе. При этом блокировка должна разрешать отключение заземлителя при открытых дверях отсека кабельной линии для работы на КЛ (ОМП, испытания).
- ✓ Блокировка, не допускающая перемещение выкатного элемента из контрольного положения в рабочее при открытой двери кабельного отсека.
- ✓ Блокировка, исключающая включение выключателя в рабочем положении при разомкнутых цепях вторичной коммутации.

Ограждение ячеек КРУ 6 – 20 кВ должно быть сплошным, сетчатое ограждение не допускается.

Привод ЗН должен обеспечивать их быстрое включение (под действием пружин), не зависящее от скорости управляющего воздействия оператора. Привод заземляющего разъединителя должен иметь указатель положения. Положение заземляющих ножей заземляющего разъединителя должно быть видно со стороны фасада ячейки.

Должна быть обеспечена возможность дистанционного управления коммутационными аппаратами. Ячейки, преимущественно, должны быть оборудованы блокировкой, не допускающей управления коммутационными аппаратами с фасада ячейки при наличии оперативного тока и функционирующем устройстве дистанционного управления.

Отсеки шкафов КРУ должны быть отделены друг от друга съемными перегородками.

Дверь отсека вакуумного элемента и кабельного отсека должны иметь окно размером не менее 150х150 мм, для визуального наблюдения за состоянием аппаратуры.

Отсеки должны иметь внутреннее освещение. Конструкция крепления лампы освещения (12 В) в отсеках должна обеспечивать удобство замены и безопасность обслуживающего персонала. Лампы должны меняться без отключения ячейки. При замене должны быть соблюдены безопасные расстояния до токоведущих частей в соответствии с таблицей №1.1. п.1.3.3. МПОТ РД 153-34.0-03.150-00. Лампы не должны быть эксклюзивными;

Шкаф или выкатной элемент должен иметь механический указатель рабочего и контрольного положения выкатного элемента в шкафу, а также

положения коммутационного аппарата (вкл./откл.), видимый через окно при закрытой двери отсека выкатного элемента (выключателя).

Механические указатели положения коммутационного аппарата и выкатного элемента должны быть жестко сблокированы с приводом коммутационного аппарата и приводом выкатного элемента соответственно.

Выкатной элемент должен предусматривать фиксацию рабочего и контрольного положения, с конечными выключателями, контролирующими его положение в шкафу. Фиксирующее устройство должно обеспечивать закрепление выкатного элемента, исключающее возможность его самостоятельного перемещения внутри корпуса щкафа при работе, как в нормальном режиме, так и при коротких замыканиях, а так же при транспортировке.

Втычные контакты должны размещаться в проходных изоляторах, исключающих возможность межфазного перекрытия, и закрываться металлическими защитными шторками, имеющими связь с заземляющим устройством. На шторках должно быть предусмотрено приспособление для их запирания на механический замок.

Двери шкафа должны поворачиваться на угол, обеспечивающий нормальный доступ для обслуживания аппаратуры (не менее 90°) с фиксатором в открытом состоянии;

Шкафы должны быть оборудованы стационарными указателями напряжения, работающими независимо от наличия оперативного тока с возможностью определения совпадения фаз на присоединении с фасада ячейки без непосредственного доступа к токоведущим частям.

Конструкция шкафа должна исключать возможность случайного прикосновения к токоведущим частям, находящихся по напряжением. На оборудовании должны быть надписи или знаки, предупреждающие о наличии опасного напряжения.

Соединительные шины, шинные мосты, проходящие в ЗРУ, должны быть закрыты сплошным кожухом, исключающим случайное прикосновение к шинам.

Использование автогазовых выключателей 6-20 кВ при реконструкции и новом строительстве ЗТП, РП, РТП и СП не допускается.

Требования к РУ 0,4 кВ:

Шкафы должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51321.1-2007.

Конструкция шкафа должна обеспечивать возможность визуального контроля положения контактов выключателей нагрузки и замены блоков выключателей нагрузки – предохранителей без снятия напряжения при отключенной нагрузке, при этом должен использоваться специальный изолированный ключ, входящий в комплект поставки. Конструкция выключателя нагрузки должна обеспечивать видимый разрыв при отключении.

Конструкция блоков выключателей нагрузки – предохранителей отходящих линий должна обеспечивать возможность безопасной замены предохранителей, а также удобство проверки целостности плавкой вставки предохранителя.

В конструкции шкафа должна быть предусмотрена возможность наложения шины заземления сборных шин (крепеж – типа «гайка – барашек»), при этом обеспечивается блокировка включения вводного выключателя, закорачивание всех трех фаз и непосредственная связь с «землей». При снятой шине заземления место установки должно закрываться защитной шторкой. На шторке должна быть предусмотрена возможность установки висячего замка.

Конструкция сборки низкого напряжения должна обеспечивать работу на кабеле одного присоединения, без отключения всей сборки.

Нижний край боковой перегородки (между отсеком вводного коммутационного аппарата и отсеком отходящих фидеров на выключателях нагрузки -предохранителях) должен располагаться ниже уровня терминалов выключателей нагрузки -предохранителей для обеспечения безопасности работ на присоединении автомата и присоединениях выключателей нагрузки -предохранителей.

Оборудование ВЛ- 0,4 – 6-10 кВ:

- на ВЛ-0,4 кВ должны быть смонтированы повторные заземления нулевого провода, расстояние между ними не более 200 м;

- на ВЛ-0,4 кВ, выполненных СИП, так же должны быть предусмотрены места установки переносных защитных заземлений, в начале и конце линии;

- на ВЛ 6-10 кВ, выполненных СИП, должны быть смонтированы прокалывающие зажимы для установки переносных заземлений как на первых опорах ВЛ, так и в начале каждой отпайки.

- на ВЛ 6-10 кВ, с применением оттяжек, должны быть установлены маркеры оттяжек, для видимости их в темное время суток.

-автоматические пункты секционирования (КРН, реклоузеры) в распределительной сети 6-10 кВ должны выводиться в ремонт 2-мя разъединителями, оборудованными ЗН в сторону такого пункта.

-на ВЛ 6-10 кВ при реконструкции и новом строительстве запрещается использовать разъединители типа РЛНД в качестве линейных, допускается использование в качестве выносных.

Провода низковольтных воздушных линий должны быть изолированными как в городах, так и в населенных пунктах.

Конструкция **щитов постоянного тока** и их отдельных элементов должна обеспечивать удобство наладки, эксплуатационного и оперативного обслуживания. Способ присоединения кабелей распределительной сети к клеммникам щитов постоянного тока и распределительных шкафов должен

обеспечивать возможность использования токовых клещей при поиске «земли».

В договор поставки щитов постоянного тока, зарядных выпрямительных устройств и системы их мониторинга необходимо включать требование обучения эксплуатационного персонала по использованию, обслуживанию и безопасной эксплуатации устройств мониторинга щитов постоянного тока, зарядных выпрямительных устройств.

Щит собственных нужд подстанции должен удовлетворять следующим требованиям:

– шкафы - закрытого типа - во избежание попадания персонала под напряжение;

– на шинах – расцветка фаз либо применение соответствующего цвета термоусадочной изоляции, либо нанесение другого стойкого к выцветанию материала;

– монтаж измерительных токовых цепей выполнен так, чтобы эти средства измерений не находились под напряжением;

- последовательно с секционным автоматом 0,4 кВ должен быть установлен рубильник.

Релейная защита и автоматика должна обеспечивать:

– функции резервирования отказов выключателей;

– определение точного места повреждения воздушных и кабельных линий, в т.ч. однофазных замыканий на землю;

–возможность регистрации и хранения аварийной информации и передачи ее на верхние уровни управления.

При проектировании, строительстве, эксплуатации **зданий, сооружений и инженерных сетей** электрических подстанций необходимо:

–выполнять при проектировании расчеты конструкций, выбор материалов в соответствии с требованиями нормативно-технических документов (ГОСТы, СНиПы, технические условия, руководства, ведомственных норм и правил и др.);

–применять при разработке конструкций зданий и сооружений технические решения, обеспечивающие их надежность при сроке эксплуатации не менее 50 лет, в том числе при воздействии динамических нагрузок;

–выполнять и содержать в исправном состоянии системы молниезащиты и заземления;

–обеспечивать оснащение производственных и бытовых помещений системами вентиляции и кондиционирования согласно требований нормативной документации и правил охраны труда;

– в помещениях подстанций, имеющих электрическое отопление, устанавливать автоматические системы централизованного регулирования температуры;

на подстанциях с постоянным или временным пребыванием персонала создавать необходимые санитарно-бытовые условия для их работы в соответствии с требованиями СанП и Н и правилами охраны труда.

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

– схемы первичных соединений ПС 35-220 кВ с отделителями и короткозамыкателями;

– высоковольтные выключатели 110-220 кВ с пневматическими и пневмогидравлическими приводами;

– разъединители 35-220 кВ с ручными приводами основных и заземляющих ножей;

– блоки 35 – 220 кВ «разъединитель-выключатель» и «ТН – шинный разъединитель», смонтированные на общей металлоконструкции;

– электромагнитные трансформаторы напряжения без защиты от феррорезонансных перенапряжений;

– открытые шкафы собственных нужд, где не обеспечена защита персонала от поражения электрическим током;

– масляные выключатели;

– выключатели нагрузки, оборудованные электромагнитным приводом, исключающим возможность (без специальных автономных устройств) проведения коммутации при отсутствии оперативного тока;

– оборудование с нормативным сроком службы менее 25 лет;

– вентильные и трубчатые разрядники

– неизолированные провода на ВЛ-0,4 кВ и неизолированные провода марки «А» на ВЛ-6-10 кВ.

Раздел 16. Экологическая безопасность

В области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности электросетевых объектов настоящие МУ нацелены на минимизацию негативного воздействия на окружающую среду, рациональное использование и воспроизводство природных ресурсов, защиту растительного и животного мира.

16.1. Принципы обеспечения экологической безопасности

Основными принципами технической политики компании 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, временное накопление всех видов отходов и демонтированного оборудования в соответствии с санитарно-гигиеническими нормами.

Стратегическими целями ОАО «МОЭСК» в области обеспечения экологической безопасности являются:

- приоритетность внедрения новых технологий, способствующих снижению загрязнения земель нефтепродуктами, современных методов и способов по обращению с опасными отходами;
- уменьшение негативного воздействия хозяйственной деятельности ОАО «МОЭСК» на окружающую среду ниже уровня, установленного нормативами допустимого воздействия на окружающую среду.

Для достижения указанных целей ОАО «МОЭСК» необходимо выполнять следующие мероприятии.

1. При проектировании, реконструкции, строительстве новых и эксплуатации имеющихся объектов ОАО «МОЭСК» руководствоваться основными нормативно-правовыми актами, нормами и правилами федеральных и территориальных (Москвы и Московской области) органов власти, договорных и прочих обязательств, регламентирующих деятельность предприятия в области охраны окружающей среды.

2. В целях совершенствования управления деятельностью в области охраны окружающей среды обеспечить функционирование в ОАО «МОЭСК» и постоянное улучшение системы экологического менеджмента в соответствии с требованиями российских и международных стандартов, в том числе ISO 14001:2004 года.

3. Обеспечить учет негативного воздействия на окружающую среду деятельности компании с целью совершенствования системы

производственного экологического контроля и применения предупредительных мер по снижению негативного воздействия.

4. Обеспечить участие персонала компании в управлении экологическими аспектами; организовать систематическое обучение персонала и повышение его компетентности в вопросах охраны окружающей среды.

5. Обеспечить свободный доступ к информации, связанной с деятельностью компании в области охраны окружающей среды.

При этом необходимо:

-учитывать нормативы допустимой антропогенной нагрузки на окружающую среду;

-предусматривать мероприятия по предупреждению и устранению загрязнения окружающей среды, а также способы размещения отходов производства и потребления;

-применять ресурсосберегающие, малоотходные, безотходные и иные наилучшие существующие технологии, способствующие охране окружающей среды, восстановлению природной среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов;

-осуществлять мероприятия, повышающие уровень экологической безопасности, оказывающие минимальное негативное воздействие на окружающую среду и человека.

Строительство и реконструкция зданий, строений, сооружений и иных объектов должны осуществляться по утвержденным проектам, имеющим согласование в контролирующих органах в области охраны окружающей среды, с соблюдением требований в области охраны окружающей среды, а также санитарных и строительных требований, норм и правил.

16.2. Экология подстанций

Для снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух:

- применять сухие трансформаторы собственных нужд и конденсаторы с экологически чистым жидким диэлектриком, исключающие содержание экологически опасных ПХБ;

Для уменьшения сбросов загрязняющих веществ в водные объекты:

- предусматривать строительство систем аварийного слива масла для предотвращения его попадания на рельеф;

- предусматривать строительство сети ливнестоков на территории подстанций напряжением 35 кВ и выше;

- предусматривать наличие очистных сооружений ливневых стоков с территории подстанций, производственных участков;

- оборудовать площадки для резервного маслонаполненного оборудования (трансформаторов) поддонами. Поддоны устанавливать на забетонированные площадки с обваловкой, с уклоном в направлении к

углублению для сбора дождевых и талых вод. Регулярно проводить осмотр поддонов, с целью выявления протечек масла и своевременного их удаления;

- оборудовать площадки для сбора, временного накопления отходов производства и потребления в соответствии с нормами и правилами, установленными для Москвы и Московской области, регламентом по обращению с отходами производства и потребления ОАО «МОЭСК».

Для снижения уровня шума электрооборудования требуется применение мероприятий, обеспечивающих снижение воздействия шума на окружающую среду до предельно - допустимых уровней:

-устанавливать шумоглушительные экраны между оборудованием, являющимся источником шума, и территорией жилой застройки в виде стенки необходимой высоты и толщины с использованием рельефа местности в случае открытого расположения оборудования;

-в случае закрытого расположения оборудования предусматривать установку эффективной системы шумоглушения;

-устанавливать глушители шума в приточных и вытяжных системах вентиляции;

- устанавливать во встроенных (пристроенных) подстанциях напряжением 6-20 кВ малошумные трансформаторы, а так же дополнительно виброгасители, позволяющие снизить уровень шума и вибрации, передающиеся по строительным конструкциям.

- разрабатывать проекты санитарно-защитных зон для вновь строящихся, реконструируемых подстанций с согласованием в органах Роспотребнадзора (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03, Градостроительный кодекс РФ, Земельный кодекс РФ).

С целью восстановления земель, защиты их от разрушений необходимо:

-восстанавливать нарушенные в процессе строительства, реконструкции и эксплуатации земли;

-предусматривать места сбора, временного накопления отходов на производственных площадках с твердым водонепроницаемым покрытием с последующим вывозом образовавшихся отходов на утилизацию;

-не допускать захламления, загрязнения и порчу земель, прилегающих к территориям и зданиям структурных подразделений ОАО «МОЭСК»;

-после завершения земельных работ все насыпи разбирать, а образовавшиеся выемки засыпать;

-применить меры по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций, приводящих к негативным экологическим последствиям.

16.3. Экология ВЛ

При проектировании, проведении строительно-монтажных работ и во время эксплуатации ВЛ всех классов напряжений необходимо:

- применять экологически чистые технологии, в том числе:

- использовать механизированную очистку трасс ВЛ от древесно-кустарниковой растительности с последующей утилизацией образующихся отходов;
- при установке деревянных опор применять опоры с пропиткой, сертифицируемой и разрешенной в РФ;
- линии электропередачи, опоры и изоляторы оснащать птице-защитными устройствами (в местах массового пролёта и гнездования птиц), в том числе препятствующими птицам устраивать гнездовья в местах, допускающих прикосновение птиц к токоведущим частям;
- применять меры и средства, обеспечивающие минимальное негативное воздействие на окружающую среду и безопасность человека:
- удалять ВЛ от жилой застройки за пределы охранных зон при новом строительстве;
- применять для строительства воздушных линий в распределительных сетях изолированный провод;
- восстанавливать нарушенный в процессе ремонта, реконструкции и строительства почвенный покров;
- вывозить образовавшиеся в процессе ремонта, реконструкции или строительства отходы производства с дальнейшей их переработкой и утилизацией.

16.4. Экология КЛ

При проектировании, проведении строительно-монтажных работ и во время эксплуатации КЛ всех классов напряжения необходимо применять экологически чистые технологии, в том числе:

- при строительстве кабельных линий использовать новейшие ресурсосберегающие технологии – бестраншейную прокладку КЛ методом горизонтально направленного бурения (ГНБ);
- для определения трассы прохождения кабельных линий применять электронные маркеры;
- кабельные линии электропередачи оснащать устройствами мониторинга состояния кабеля;
- обеспечивать защиту кабелей от механических повреждений в месте выхода из земли полиэтиленовыми трубами;
- применять при прокладке новых кабельных линий кабели из сшитого полиэтилена.

16.5. Экологическая безопасность автотранспортных предприятий

В целях соблюдения природоохранных требований необходимо:

– на территориях гаражей, автоколонн построить мойки автотранспорта с оборотным водоснабжением и насосами высокого давления, с очистными сооружениями;

– на территориях гаражей, автоколонн оборудовать места сбора, временного накопления отходов (отработанных аккумуляторных батарей, изношенной авторезины и т.п.) в соответствии с проектами нормативов образования отходов и лимитов их размещения (ПНООЛР); использовать герметичную тару для временного накопления замасленных отходов, ёмкости для масел и технических жидкостей оборудовать поддонами для исключения проливов;

– организовать периодические замеры содержания СО-СН в отработавших газах автомобилей с бензиновым двигателем, а также измерения дымности в отработавших газах для автомобилей с дизельным двигателем.

16.6. Запрещаемое к использованию оборудование

При новом строительстве, реконструкции, расширении и техническом перевооружении электрических сетей ОАО «МОЭСК» запрещается использовать масляные выключатели, негерметичного исполнения маслонаполненные измерительные трансформаторы тока и напряжения, маслонаполненные кабели, маслонаполненные высоковольтные вводы.

Раздел 17. Автотранспорт и механизмы

Эксплуатация и обслуживание автотранспортных средств и механизмов должны соответствовать нормативно-технической документации, действующей на территории РФ.

Автотракторная техника, спецоборудование и механизмы должны максимально удовлетворять потребностям при эксплуатации электросетевого оборудования.

17.1. Комплектование парка автотранспортных средств и механизмов

Комплектование автотранспортных подразделений филиалов ОАО «МОЭСК» производится на основании «Методических указаний по нормативу комплектования подразделений высокопроходимой техникой, применяемой при ремонтах и техническом обслуживании ВЛ 35-220 кВ» по принципу одномарочности в соответствии с заявками и техническими заданиями филиалов, согласованными с ОАТиМ ОАО «МОЭСК».

Модели специальных механизмов и других транспортных средств должны выбираться из «Альбома специальных транспортных средств и шасси, рекомендованных к приобретению филиалами ОАО «МОЭСК».

Для обслуживания энергообъектов предусматривается:

- на территории г. Москвы применять автомобили и механизмы, оборудованные двигателями внутреннего сгорания либо гибридными или электродвигателями, экологического класса не ниже ЕВРО-4, с учетом потребности каждого отдельного филиала;
- на территории Московской области применять автомобили и механизмы, учитывая условия эксплуатации.

В целях унификации автотранспортного парка компании рекомендуемыми к приобретению марками следует считать:

- автомобили легковые: семейства ВАЗ-2123, Фольксваген, Хюндай, Форд;
- автомобили для перевозки людей и бригадные: Фольксваген, Хюндай, ГАЗ, УАЗ;
- автомобили грузовые, а также шасси для спецтехники: ГАЗ, КАМАЗ, Хюндай;
- ГПМ на шасси: ГАЗ, КАМАЗ, Хюндай;
- тракторы и экскаваторы: МТЗ, JSB,

либо аналогичные данным автомобили и механизмы иных производителей.

17.2. Требования к автомобилям, спецтехнике, механизмам и специальному оборудованию, в том числе смонтированным на базе автотракторной техники

Эксплуатируемые и вновь приобретаемые автомобили, спецтехника, механизмы и спецоборудование должны:

- соответствовать требованиям нормативно-технических документов, действующих на территории РФ;
- обладать необходимыми для эксплуатации энергообъектов техническими характеристиками;
- быть рассчитаны на эксплуатацию в местных природных условиях;
- обладать высокой эффективностью, производительностью, универсальностью, экономичностью, надежностью и простотой эксплуатации. При прочих равных характеристиках предпочтение необходимо отдавать автомобилям с дизельными двигателями;
- обеспечивать требуемый уровень экологической безопасности и соответствовать экологическим нормам РФ;
- обладать достаточным уровнем комфорта для водителя (оператора) и пассажиров;
- обладать необходимой ремонтопригодностью;
- обеспечивать безопасное производство выполняемых работ благодаря использованию соответствующей конструкции и исполнения спецоборудования и механизмов;
- быть оснащены системой мониторинга Глонасс, датчиками работы исполнительных механизмов и топливными датчиками, сертифицированными в качестве средств измерения (для транспортных средств с двигателями внутреннего сгорания).

Окраска автотранспортных средств и механизмов.

Автомобили, спецтехника и механизмы должны быть окрашены в комбинированный желто-красный цвет, иметь надписи «Аварийная служба» и отличительные логотипы филиала (согласно положению о покраске - «Фирменный стиль цветографическая окраска (ГОСТ 50574-02) подвижного состава автомобильного транспорта и механизмов филиалов ОАО «МОЭСК».

Требования к эксплуатации, содержанию, обслуживанию и ремонту автотранспортных средств и механизмов

Эксплуатация, содержание, обслуживание и ремонт автотранспортных средств и механизмов должны осуществляться обученным, квалифицированным персоналом и соответствовать:

- в части охраны труда – ПОТ Р М-027-2003;
- в части противопожарной безопасности – ППБ 01-03;
- в части оборудования территории и сооружений – ВСН 01-89;
- в части БДД – Федеральному закону РФ № 196-Фз от 10.01.1995, приказу Министерства транспорта РФ от 09.03.1995 № 27, ПДД РФ;

- в части технического обслуживания и ремонта – «Положению о техническом обслуживании и ремонте подвижного состава автомобильного транспорта», утвержденному Министерством автомобильного транспорта РСФСР 20 сентября 1984г.;
- иной нормативно-технической документации, действующей на территории РФ;
- инструкциям по эксплуатации заводов изготовителей.

Ремонт и обслуживание автотранспортных средств и механизмов может производиться как подрядным, так и хозяйственным способом. По возможности следует организовывать планомерный перевод на централизованное техническое обслуживание и ремонт в специализированных сервисных центрах, авторемонтных мастерских, ремонтных предприятиях, заводах (в первую очередь капитальный ремонт автомобилей, механизмов, агрегатов и узлов, покраска автотранспорта).

Раздел 18. Технические аспекты реализации инновационной политики в ОАО «МОЭСК»

18.1. Цели, принципы и методы реализации инновационной деятельности ОАО «МОЭСК»

Целями инновационной деятельности ОАО «МОЭСК» являются:

- повышение эффективности и надежности функционирования распределительного электросетевого комплекса путем качественного совершенствования процессов управления его деятельностью, научно-технического и технологического обеспечения;
- повышение качества обслуживания потребителей;
- максимальное удовлетворение заявок на технологическое присоединение вновь подключаемых потребителей с обеспечением оптимального соотношения категории надежности и капитальных затрат;
- повышение уровня безопасности при технической эксплуатации установленного оборудования (в том числе путем установления сроков реновации и продления ресурса эксплуатации) и вновь вводимого оборудования;
- повышение эффективности использования электросетевого оборудования (в том числе в условиях неравномерности суточного графика его загрузки);
- снижение потерь электроэнергии при передаче по электрическим сетям ОАО «МОЭСК» до достижения среднеотраслевых удельных значений, характерных для аналогичных зарубежных компаний;
- уменьшение стоимости услуг по передаче электрической энергии и технологическому присоединению потребителей к сетям ОАО «МОЭСК»;
- снижение удельных объемов капитальных вложений на единицу вводимой мощности и линий электропередачи ОАО «МОЭСК»;
- экономия энергетических ресурсов, используемых для производственных и хозяйственных нужд;
- повышение производительности труда;
- повышение экологической эффективности энергетического комплекса в энергозоне ОАО «МОЭСК» для реализации государственной политики в указанной сфере.

Для достижения поставленных целей компания использует следующие методы реализации инновационной политики:

- концентрация производственных, финансовых и трудовых ресурсов на создании и распространении инноваций;
- сотрудничество с ведущими научными центрами и независимыми экспертами в сфере инноваций в электроэнергетике;

– совершенствование внутреннего нормативного и методического обеспечения Общества;

– управление рисками, связанными с инновационной деятельностью;

– интеграция концепции инновационного развития в систему управления Общества;

– регулярное обучение руководителей и персонала, задействованных в инновационной деятельности Общества;

– формирование системы мотивации персонала, вовлеченного в инновационную деятельность Общества.

Инновационная деятельность реализуется на основе следующих принципов:

– приоритет отечественных разработок и технологий, не имеющих аналогов за рубежом или превосходящих зарубежные аналоги по ключевым показателям эффективности;

– приоритет разработок и технологий, производство которых предполагается на территории РФ;

– приоритет отечественных разработок и технологий высокой степени готовности к промышленной эксплуатации;

– внедрение разработок и технологий, получивших положительное заключение о достижимости ожидаемых эффектов;

– включение успешных инноваций в инновационную политику компании.

Основные направления инновационной политики ОАО «МОЭСК» предполагают внедрение:

- устройств ограничений токов короткого замыкания на основе применения быстродействующих коммутаторов, полупроводниковых устройств(вставок постоянного тока), высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСП) и других инновационных решений;
- высокотемпературных сверхпроводящих силовых трансформаторов;
- сверхпроводящих кабелей;
- сверхпроводящих накопителей;
- вводов с элегазовой и твердой изоляцией;
- газонаполненных линий;
- статических полупроводниковых компенсаторов реактивной мощности;
- устройств с применением технологии управляемых гибких электропередач переменного тока (FACTS);
- 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;
- КРУЭ 110-220 кВ наружной установки с вакуумными выключателями;
- комбинированных изоляторов-разрядников;
- сверхпроводникового токоограничителя напряжением 110 кВ;
- силовых трансформаторов с элегазовой изоляцией.

18.2. Программа инновационного развития

Целью Программы инновационного развития является повышение экономической и энергетической эффективности энергоснабжения потребителей за счет создания современной электросетевой инфраструктуры на уровне мировых стандартов.

Основными задачами Программы являются:

– обеспечение высокой надежности электроснабжения столичного региона;

– повышение энергоэффективности;

– повышение доступности электросетевой инфраструктуры;

повышение инвестиционной привлекательности и ценности Компании.

Программа инновационного развития ОАО «МОЭСК» определяет перспективы и направления развития применяемых технологий и разрабатывается с участием сторонних инфраструктурных и научно-исследовательских организаций.

Программа формируется на среднесрочную (5 лет) перспективу и корректируется по мере необходимости, но не реже одного раза в год.

Программа представляет собой упорядоченный по целям и задачам, эффективности, привлекаемым ресурсам, степени коммерческой готовности и срокам осуществления комплекс мероприятий, направленных на разработку и внедрение инновационных технологий для достижения поставленных целей.

Программа инновационного развития ОАО «МОЭСК» разрабатывается по результатам технологического аудита ОАО «МОЭСК» и оценки приоритетности внедрения наиболее перспективных технологий и оборудования.

ОАО «МОЭСК» в качестве основного направления своего инновационного развития выделяет построение современной сети с использованием широкого спектра интеллектуальных технологий. В связи с этим, одной из наиболее важных задач является определение оптимального набора и объема внедряемых технологий, обеспечивающих достижение заданного направления развития. Перечень проектов, их объемы и сроки реализации формируются по результатам соответствующих НИОКР, определяющих основные параметры проектов.

Ежегодные планы НИОКР формируются в соответствии с «Регламентом формирования ежегодных планов научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ (НИР, ОКР и ТР) ДЗО ОАО «Российские сети», подготовки и заключения договоров, приемки и внедрения результатов завершенных работ».

План НИОКР на очередной планируемый период, включаемый в Программу инновационного развития, формируется на основе предложений подразделений ОАО «МОЭСК» (инициаторов НИОКР), с учетом:

– стратегии развития высоковольтных и распределительных сетей;
– планов комплексного развития ОАО «МОЭСК»;
– программ нового строительства;
– Положения о технической политике ОАО «МОЭСК» в распределительном сетевом комплексе;
– программы энергосбережения и повышения энергоэффективности ОАО «МОЭСК».

Основные направления программы НИОКР:

– Разработка Схем развития электрических сетей напряжением 35-110(220) кВ, 6-20кВ, сетей напряжением 0,38кВ;

– Разработка и внедрение мероприятий по повышению надежности ЛЭП и подстанций, продлению срока их службы, в том числе, разработка мер борьбы с гололѐдными явлениями, защиты от грозовых перенапряжений, карт климатического районирования и грозовой деятельности на территории РФ;

– Новые технические решения и технологии для воздушных и кабельных линий электропередачи;

– Новые технические решения и технологии для подстанций и распределительных пунктов;

– Разработка технических и организационных мероприятий для снижения потерь электрической энергии в электрических сетях;

– Совершенствование систем информационного обеспечения и технических средств организации связи;

– Разработка перспективных решений и мероприятий по совершенствованию систем обслуживания сетевых объектов;

– Создание и развитие зарядной инфраструктуры для электромобилей на территории обслуживания ОАО «МОЭСК»;

– Внедрение технологий «интеллектуальных» сетей SmartGrid;

– Внедрение технологий «интеллектуального» учета электроэнергии SmartMetering;

– Внедрение управляемых устройств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения с использованием силовой электроники (в том числе с использованием технологий FACTS).

18.3. Аттестация электрооборудования и материалов

Электрооборудование, технологии и материалы отечественного и импортного производства, используемые на электросетевых объектах должны удовлетворять требованиям «Положения об аттестации электрооборудования, технологий и материалов в ОАО «Россети».

Обязательному рассмотрению и соответствию требованиям указанного Положения подлежат проекты технических требований на разрабатываемые образцы электрооборудования, технологии и материалы, предназначенные для электросетевых объектов, подготовленные и представленные на рассмотрение в инициативном порядке изготовителями (поставщиками).

Аттестация оборудования, технологий и материалов, как элемент входного контроля:

– приемка новых или аттестация видов оборудования, технологий и материалов отечественного производства в соответствии с Положением;

– экспертиза оборудования, технологий и материалов импортного производства;

– организация контрольных испытаний серийно выпускаемого оборудования, технологий и материалов;

– принятие обоснованных мер по исключению приобретения оборудования, технологий и материалов, не соответствующих требованиям корпоративных стандартов и условиям применения.

В области организации закупок материально-технических ресурсов и оборудования, работ и услуг настоящими МУ предусматривается:

– выстраивание приоритетных отношений с ведущими отечественными производителями электротехнического оборудования, для получения своевременной информации о новейших технических решениях, с возможностью влияния на дальнейшее совершенствование закупаемых материально-технических ресурсов и оборудования;

– определение поставщиков (в первую очередь отечественных) наиболее эффективного и качественного оборудования и услуг при оптимальной стоимости;

– организация приобретения больших партий материально-технических ресурсов и оборудования, подтвердившее свое высокое качество для снижения затрат на приобретение и эксплуатацию унифицированного оборудования.

Автоматизация в области управления закупками и материальными потоками:

– сокращение расходов и издержек компании посредством автоматизации закупочных процессов;

– повышение эффективности закупок продукции для компании за счет создания централизованной базы данных о планируемых и реализуемых закупках с унифицированным доступом к информации;

– сокращение времени обработки заказов на закупку;

– оптимизация затрат на материальное обеспечение, в том числе, хранение оборудования и материалов за счет улучшения планирования.

18.4. Требования к разработке пилотных проектов

Экспериментальное внедрение новых видов электрооборудования, конструкций и материалов, а так же новых технологий при новом строительстве сетевых объектов компании, необходима организация пилотных проектов.

Статус пилотного должен присваиваться 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 их разработки и внедрения.

Необходимо осуществлять широкое информирование результатов пилотных проектов по внедрению комплекса нового сетевого электрооборудования, рекомендаций и предложений по их применению в различных регионах страны.

Для изучения мирового опыта по проблемам высоковольтных и распределительных электрических сетей, внедрения передовых технологий и новых видов оборудования, проведения политики либерализации энергетики, популяризации отечественной науки и техники необходимо обеспечить взаимодействие специалистов и менеджмента ОАО «МОЭСК» с профильными международными организациями.

Также необходимо осуществлять периодическое распространение основных итогов и материалов международных, национальных и корпоративных мероприятий (конференций, семинаров, выставок и других) через корпоративные СМИ, а также обеспечить доступ к рассматриваемым материалам на корпоративном сайте.